

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОТЫГИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА.  
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ  
ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Зав. Кафедры ГГЭЭС,  
СШФ СФУ,  
канд. техн. наук  
должность

А.А. Ачитаев  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

К.С. Мясников  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Мотыгинской ГЭС на реке Ангара. Обеспечение пожарной безопасности на объектах гидроэнергетики».

Консультанты по  
разделам:

Водно - энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана  
труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико - экономическое  
обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ МОТЫГИНСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.. .....	10
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла .....	10
1.2 Гидрологические данные .....	10
1.3 Топографические данные .....	11
1.4 Сейсмическая обстановка .....	12
1.5 Данные по энергосистеме .....	12
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности .....	13
2.1 Регулирование стока воды .....	13
2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов .....	13
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	14
2.1.3 Выбор расчетного средневодного года .....	15
2.1.4 Выбор расчетного маловодного года.....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов .....	18
2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК.....	18
2.2.2 Баланс энергии .....	19
2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году.....	20
2.2.4 Определение рабочей мощности Мотыгинской ГЭС .....	21
2.2.5 Расчет резервов и определение установленной мощности Мотыгинской ГЭС, баланс мощности .....	22
2.2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки.....	23
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	25
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	25
3.1.1 Построение режимного поля Мотыгинской ГЭС по напору и расходу....	25
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .	27
3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.....	31
3.2 Выбор вспомогательного оборудования .....	33
3.2.1 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки .....	33
3.2.2 Выбор электрогидравлического регулятора .....	33
3.2.3 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	33
3.2.4 Расчет спиральной камеры .....	34
3.2.5 Расчет вала и подшипника.....	36
4 Электрическая часть .....	39

4.1	Выбор структурной схемы ГЭС .....	39
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	40
4.2.1	Выбор синхронных генераторов .....	40
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком.....	40
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком.....	42
4.2.4	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	43
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ.....	43
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического отчета.....	45
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	46
4.6	Расчет токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов.....	47
4.6.1	Расчет исходных данных.....	47
4.6.2	Расчет токов короткого замыкания в программе «RastrWin».....	48
4.6.3	Результаты расчета токов короткого замыкания.....	50
4.7	Определение расчетных токов утяжеленного режима.....	50
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ .....	51
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	51
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	52
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети .....	53
4.9	Выбор параметров ОРУ .....	53
4.9.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	53
4.9.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	54
5	Релейная защита и автоматика .....	55
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	55
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор.....	56
5.3	Расчет номинальных токов .....	57
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	58
5.4.1	Продольная дифференциальная защита .....	58
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN(UO)).....	60
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....	62
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I <sub>2</sub> ) .....	63
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I <sub>1</sub> ) .....	66
5.4.6	Дистанционная защита генератора (Z <sub>1</sub> <), (Z <sub>2</sub> <).....	68
5.4.7	Защита от перегрузок обмотки ротора .....	72
5.5	Выбор комплекта защит блока генератор-трансформатор.....	73

5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	73
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	74
6.1	Проектирование водосливной плотины .....	74
6.1.1	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	74
6.2	Гидравлические расчеты .....	76
6.2.1	Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая. ....	76
6.2.2	Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла.....	77
6.2.3	Определение ширины водосливного фронта.....	78
6.2.4	Определение напора на водосливе.....	79
6.2.5	Определение отметки гребня водослива .....	79
6.2.6	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	80
6.3	Построение профиля водосливной грани.....	80
6.3.1	Определение отметки гребня плотины.....	82
6.3.2	Расчёт сопряжения потока в НБ .....	82
6.3.3	Расчет водобойной стенки. ....	84
6.3.4	Расчет комбинированного водобойного колодца.....	85
6.4	Конструирование плотины.....	86
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	86
6.4.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	87
6.4.3	Быки.....	88
6.4.4	Раздельный устой.....	88
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин .....	89
6.4.6	Определение ширины плотины по гребню .....	89
6.4.7	Галереи и дренаж в теле плотины .....	89
6.4.8	Расчет цементационной завесы .....	90
6.5	Определение основных нагрузок на плотину .....	91
6.5.1	Вес сооружения .....	91
6.5.2	Сила гидростатического давления воды .....	92
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	92
6.5.4	Сила фильтрационного давления .....	92
6.5.5	Давление грунта .....	93
6.5.6	Волновое воздействие .....	94
6.6	Расчет прочности плотины.....	94
6.6.1	Определение напряжений .....	94
6.6.2	Критерии прочности плотины .....	97
6.6.3	Критерии устойчивости плотины.....	98
7	Охрана труда и противопожарная безопасность и мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Мотыгинского ГУ. ....	99
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	99
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности. ....	99

7.3	Пожарная безопасность.....	101
7.4	Общие сведения о районе строительства .....	103
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	104
7.7	Отходы, образующиеся при строительстве.....	106
7.8.	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	107
8	Технико-экономические показатели .....	109
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	109
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	109
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	110
8.1.3	Налоговые расходы.....	113
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ....	113
8.4	Оценка инвестиционного проекта.....	115
8.4.1	Методология, исходные данные.....	115
8.4.2	Коммерческая эффективность .....	116
8.4.3	Бюджетная эффективность .....	117
8.5	Анализ чувствительности.....	117
9	Обеспечение пожарной безопасности на объектах гидроэнергетики .....	120
9.1	Чем опасен пожар в электроустановках .....	120
9.1.1	Статические данные по пожарам на энергообъектах .....	120
9.1.2	Основные причины возникновения пожаров.....	121
9.2	Автоматические системы пожаротушения.....	121
9.2.1	Классификация по конструктивному решению .....	122
9.2.2	Классификация по виду огнетушащего вещества. ....	123
9.3	Тушение трансформаторов .....	127
9.3.1	Sergi Transformer Protector .....	129
9.3.2	Порядок тушения трансформатора. ....	129
9.4	Кабельные сооружения.....	130
9.5	Система пожарной сигнализации и оповещения.....	130
9.5.1	Автоматическая установка пожарной сигнализации. ....	131
9.5.2	Система оповещения и управления эвакуацией. ....	132
9.5.3	Электропитание.....	132
9.6	Подготовка персонала .....	133
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	134
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты.....	138
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование .....	150
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Таблица уставок и матрицы отключений защит .....	153
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Технико-экономические показатели.....	155

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время во многих регионах Российской Федерации наблюдается дефицит электрической энергии, вызванный развитием экономики. Для решения данной проблемы необходимо строительство генерирующих предприятий.

Сокращение запасов органического топлива, и стремительно возрастающие проблемы экологии определяют всё больший интерес во всём мире к использованию природных возобновляемых энергоресурсов. Среди них весьма существенное место по запасам и масштабам использования занимает энергия потоков воды. Стабильность потока воды и широкие возможности по регулированию его энергии позволяет использовать более простые и дешёвые системы генерирования и стабилизации параметров производимой электроэнергии.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, 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 отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и привлекательная для инвестиций отрасль народного хозяйства.

В настоящее время Мотыгинский район — один из крупнейших и перспективных горнодобывающих районов Красноярского края. По добыче полезных ископаемых район называют «вторым Ванкором». Добыча полезных ископаемых на территории района ведется более чем на 60 участках. Золотодобычей в районе занимаются 10 предприятий, в том числе ЗАО «ЗДК „Полус“», ЗАО «Васильевский рудник», Ангарская геологоразведочная экспедиция, ЗАО «ЗДК „Золотая Звезда“», прииск «Удерецкий» и др., успешно развивается Горевский горно-обогатительный комбинат, добычей магнетита занимается Раздолинский периклазовый завод. В районе работают несколько крупных лесозаготовительных предприятий, которые поставляют древесину на лесоперерабатывающие предприятия по всей России.

Так же в районе планируется постройка дополнительных комбинатов и фабрик по переработке природных ископаемых.

## 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов

По исходному ряду, представленному в приложении А таблица А1, выбираются наибольшие средние максимальные расходы.

Затем вычисляем модульные коэффициенты  $K$  как отношение

$$K = \frac{Q}{Q_{\text{ср}}}. \quad (2.1)$$

Рассчитываются коэффициент вариации  $C_v$  и коэффициент асимметрии  $C_s$ .

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{1,884}{50}} = 0,19. \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,002}{50 \cdot 0,19^3} = 0,01. \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,19^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = \pm 10,63\%. \quad (2.4)$$

Данная квадратическая ошибка является допустимой для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n}} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,19^2+5 \cdot 0,19^4}}{0,01} \cdot 100\% = 3831,1\%. \quad (2.5)$$

Данная квадратическая ошибка превышает допустимую, поэтому:

$$C_s = 2C_v = 2 \cdot 0,19 = 0,38. \quad (2.6)$$

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n}} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,19^2+5 \cdot 0,19^4}}{0,38} \cdot 100\% = 101\%. \quad (2.7)$$

Данная квадратическая ошибка является допустимой для данного ряда.



Результаты расчета максимальных расходов для основного и поверочного случаев представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета максимальных расходов.

P%	Φ	M <sub>s</sub>	K <sub>s</sub>	Q, м <sup>3</sup> /с
0,01	3,83	0,73	1,73	4896
0,1	3,63	0,69	1,69	4446

### 2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

Далее нужно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень).

Для данного створа реки Ангара месяцами, относящимися к половодью являются V, VI, VII, IX, X, а к межени I, II, III, IV, XI, XII.

Определив границы сезонов, для всех лет ряда вычисляем средние расходы за год, лимитирующие сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и вычисляем обеспеченность.

Обеспеченность вычисляется по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.8)$$

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда;

Результаты расчета представлены в приложении А таблица А.2.

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

Эмпирические кривые обеспеченности представлены на рисунке 2.1.

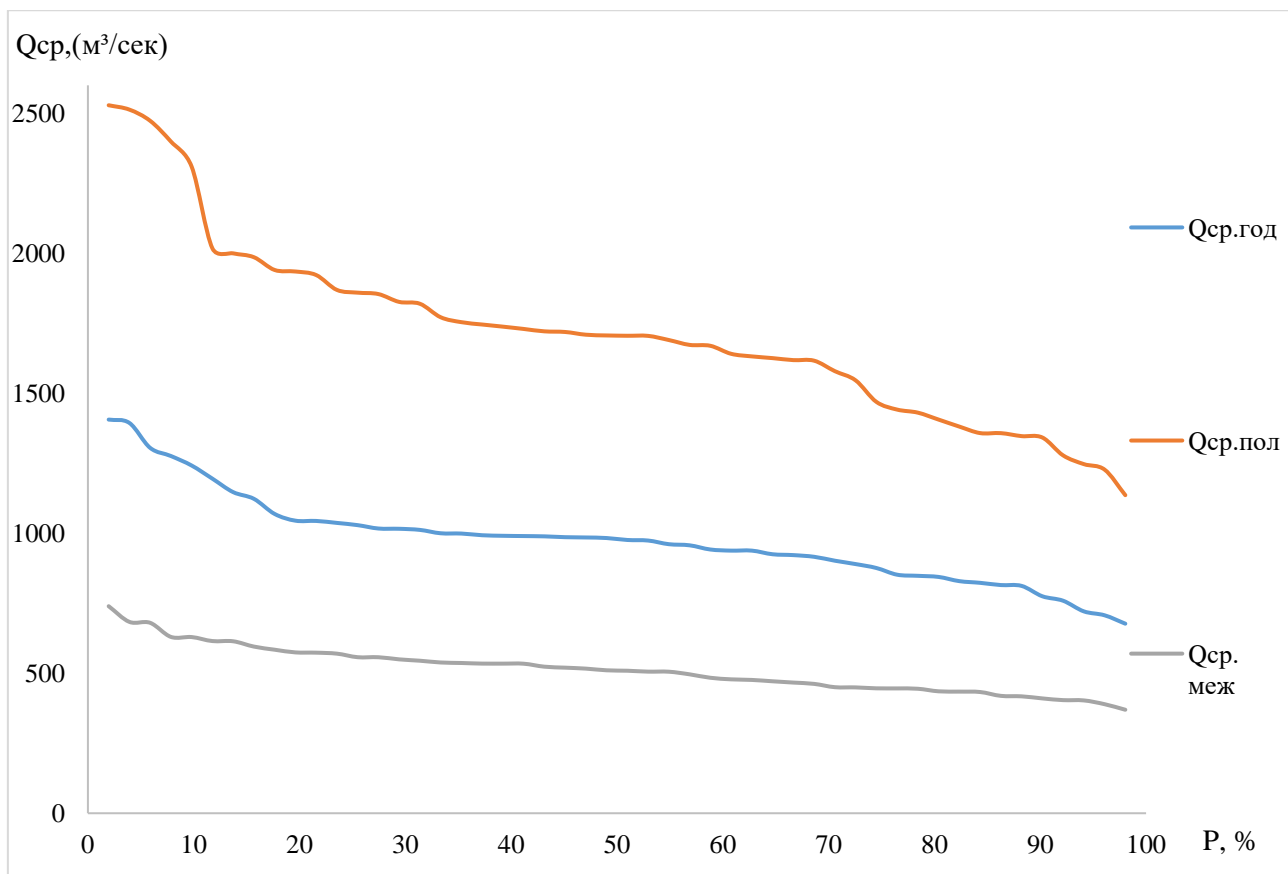


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

### 2.1.3 Выбор расчетного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1931 и 1939 гг. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Среднеполоводное базовое значение для 50% обеспеченности:

$$Q_{п50\%базовое} = \frac{1707+1705}{2} = 1706 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (2.9)$$

Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности:

$$Q_{м50\%базовое} = \frac{511+509}{2} = 510 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (2.10)$$

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Вычислены коэффициенты приведения для 1931 года:

$$K_M = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п 1931}} = \frac{510}{511} = 0,99. \quad (2.11)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{м}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м} 1931}} = \frac{1706}{1746} = 0,97. \quad (2.12)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1939 года:

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{п}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п} 1939}} = \frac{510}{520} = 0,98. \quad (2.13)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{м}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м} 1939}} = \frac{1706}{1690} = 1. \quad (2.14)$$

Сравним полученные коэффициенты. Год приведенные коэффициенты которого будут ближе к 1, будет средневодным годом. Исходя из полученных значений коэффициентов средневодным будет 1931 год.

Расходы в расчётном средневодном году представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном средневодном году 1931 (P=50%).

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>ср</sub>
исходные	371	333	301	275	3018	1631	1276	1276	1526	983	446	393	983
приведенные	371	333	301	275	2949	1593	1247	1247	1492	981	446	393	969
с уточн. коэф.	371	333	301	275	3018	1631	1276	1276	1526	983	446	393	983
P50%	371	333	301	275	3009	1626	1272	1272	1521	982	446	393	983

#### 2.1.4 Выбор расчетного маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на эмпирических кривых обеспеченности соответствует 1961 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$Q_{\text{баз}}(\text{половодье}) = 1342 \text{ м}^3/\text{с}$  (1970г). Этот год пришел на обеспеченность 90% по половодью.

$Q_{\text{баз}}(\text{межень}) = 410 \text{ м}^3/\text{с}$  (1965 г). Этот год пришел на обеспеченность 90% по межени.

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п}90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п} 1961}} = \frac{1342}{1347} = 0,99. \quad (2.15)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м}90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м} 1961}} = \frac{410}{418} = 0,98. \quad (2.16)$$

Так как оба коэффициента понижающие, оставляем без корректировки. Расходы в расчётном маловодном году представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчетном маловодном году 1961 (P=90%).

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>ср</sub>
P90%	255	218	197	481	2028	1098	1303	1156	1177	777	351	259	775

Уточнив окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного лет, необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года (таблица 2.4). В данном случае один расход в маловодном году больше средневодного, поэтому необходимо сделать дополнительную корректировку.

Таблица 2.4 – Расходы средневодного года (P=50%) с корректировкой.

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.</sub> ГОД
Q50%-90%	113	113	102	-211	989	532	-26	121	350	196	91	131	
изменения Q50%	-72	-65	-50	211	-7	0	27	0	0	-24	-13	-13	
Q50% с кор-кой	299	268	251	486	3002	1626	1299	1272	1522	957	433	380	983
P50%	299	268	251	486	3002	1626	1299	1272	1522	957	433	380	983

По данным таблицы 2.3 и скорректированным данным таблицы 2.4 строим расчетный гидрограф. Расчетный гидрограф представлен на рисунке 2.2.

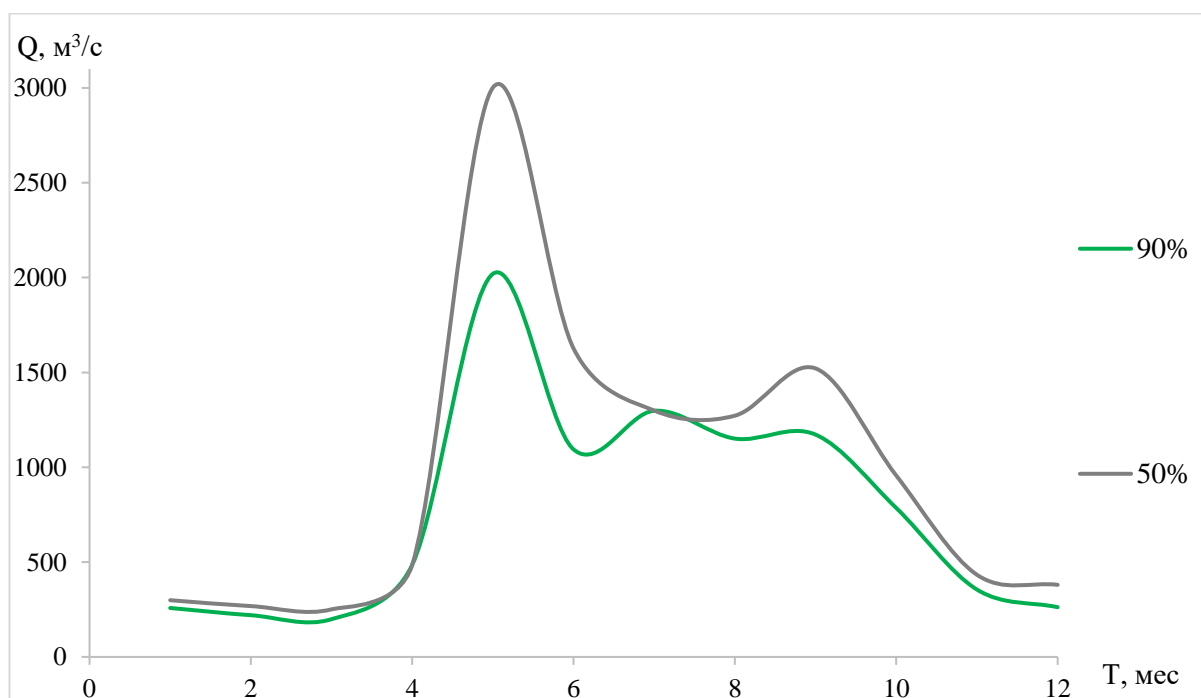


Рисунок 2.2 – Расчетный гидрограф

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

### 2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Вычисляем значения мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца по формуле:

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_M \cdot Q_{\text{пол}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.17)$$

где  $k_M$  – коэффициент мощности, учитывающий ускорение свободного падения  $g = 9,81$  и КПД гидроагрегата  $\eta$ ,  $k_M = 8,6 \div 8,8$ ;

$Q_{\text{пол}}$  – полезный расход расчетного маловодного года,  $\text{м}^3/\text{с}$ :

$$Q_{\text{пол}} = Q^{90\%} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{лёд}} - Q_{\text{шл}}, \quad (2.18)$$

где  $Q^{90\%}$  – расходы маловодного года (для 90% обеспеченности),  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$Q_{\text{исп}}$  – потери на испарения (принимаются как 1% от среднемесячного расхода),  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$Q_{\text{ф}}$  – потери на фильтрацию (для скальных оснований принимаются за 1% от среднегодового расхода),  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$Q_{\text{лёд}}$  – потери на льдообразование,  $\text{м}^3/\text{с}$ ; в месяцы, когда река не замерзает принимаем за 1% от среднегодового расхода. В месяцы, когда река замерзает, принимаем 2% от среднегодового расхода. В месяцы, когда река может промерзнуть, принимаем за 3% от среднегодового расхода. Полученные потери распределяем с противоположным знаком на месяцы таяния;

$Q_{\text{шл}}$  – потери на шлюзы и рыбопропускные сооружения в месяцы, где идёт рыба (принимаем за 3% от расхода в месяц),  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

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

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t)) - \Delta h, \quad (2.19)$$

где  $Z_{\text{вб}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla$  НПУ = 125, м;

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t))$  – уровень нижнего бьефа, определенный по-летнему и зимнему полиномам 6 степени, используя полезные расходы м;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях (принимаются за 1% от полного напора),  $\Delta h = 0,49$  м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_M \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.20)$$

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

При расчёте отметок нижнего  $Z_{НБ}(Q_{ВХК}(t))$  бьефа используем значение расходов по требованиям ВХК.

Результаты расчетов представлены в приложении А таблица А.3.

### 2.2.2 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

Для построения графика баланса энергии рассчитаем мощности существующих в энергосистеме ГЭС:

Выработка за год:  $\mathcal{E} = 6150$  млн кВт·ч

Расчет мощности существующих ГЭС представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5. – Расчет мощности существующих ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Коэффициенты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\mathcal{E}_{\text{сущ}}$ , млн кВт*ч	20,4	18,7	17	16,15	15,3	13,6	13,6	15,3	16,15	17	18,7	20,4
$N_{\text{сущ}}$ , МВт	833	792	708	667	625	583	583	625	667	708	792	833

Баланс энергии представлен на рисунке 2.3.

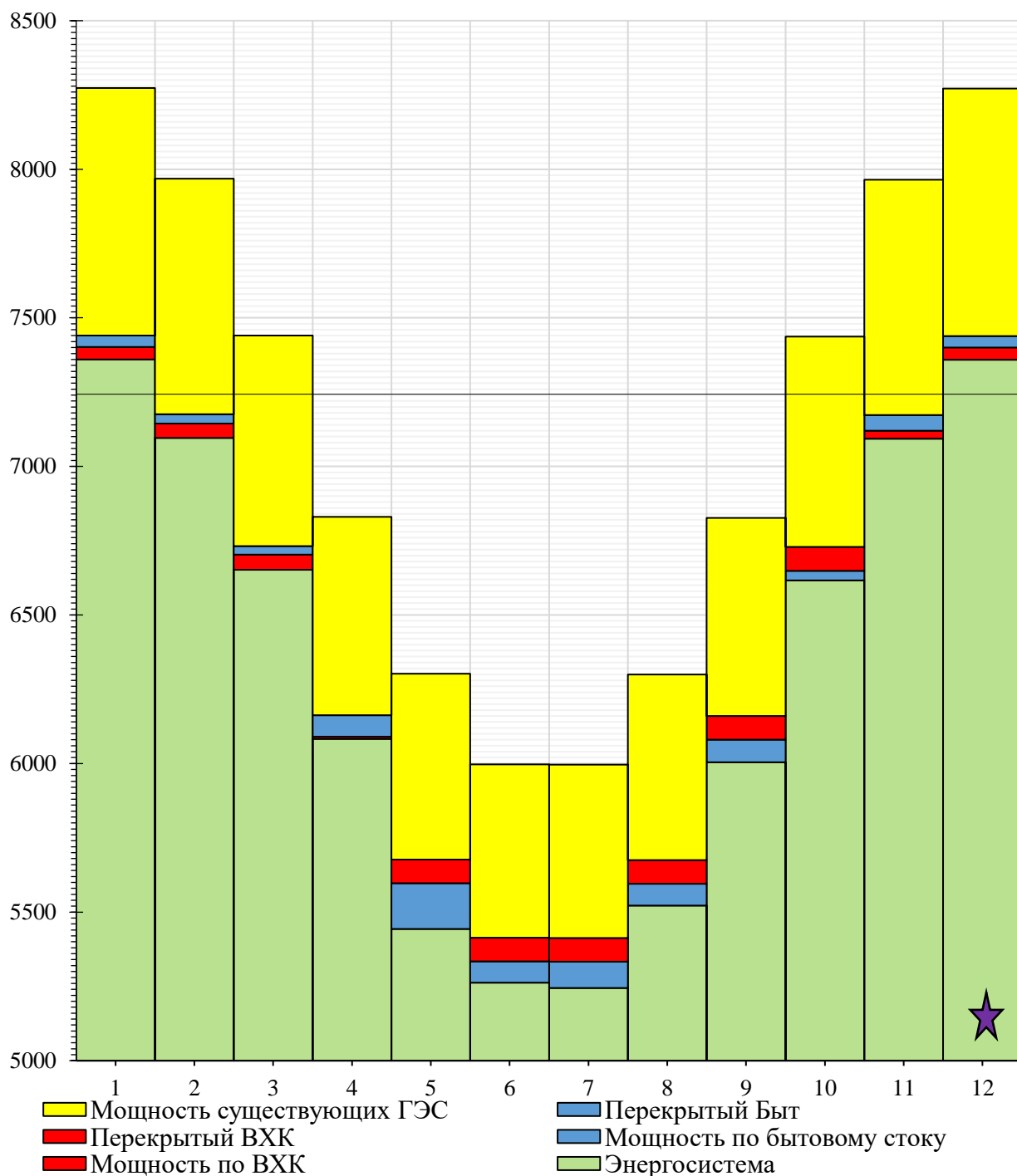


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

Также по графику баланса энергии определяем месяц начала сработки водохранилища. В нашем случае – это XII месяц.

### 2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

В первой итерации сработки и наполнения водохранилища не состоялась из-за недостатка воды для наполнения водохранилища до НПУ, в связи с обеспечением заданной гарантированной мощности.

После изменения значения гарантированной мощности, сработка и наполнение водохранилища состоялись, то есть отметка верхнего бьефа в начале сработки стала равна отметке верхнего бьефа в конце наполнения водохранилища. Окончательный вариант сработки и наполнения водохранилища представлен в приложении А таблица А.4.

Гарантированная мощность представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Гарантированная мощность

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}$ , МВт	197	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	197

## 2.2.4 Определение рабочей мощности Мотыгинской ГЭС

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик.}} \quad (2.21)$$

Из необходимости обеспечения санитарного попуска вытекает расчёт части базовой мощности, производимый по формуле:

$$N_{\text{баз.}}^{\text{са.поп.}} = k_N \cdot Q_{\text{с.п.}} \cdot H = 8,6 \cdot 250 \cdot \frac{10,27}{1000} = 22 \text{ МВт}, \quad (2.22)$$

где  $Q_{\text{с.п.}} = 250 \text{ м}^3/\text{с}$  – расход санитарного попуска;

$H = 10,27 \text{ м}$  – напор в данном месяце;

$k_N = 8,6$  – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}}^{\text{са.поп.}} = N_{\text{баз.}}^{\text{са.поп.}} \cdot 24 = 22 \cdot \frac{24}{1000} = 0,53 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.23)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot \frac{24}{1000} = 197 \cdot \frac{24}{1000} = 4,73 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.24)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}'_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}}^{\text{са.поп.}} = 4,73 - 0,53 = 4,2 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.25)$$



В пиковую (полупиковую) зону графика, не занятую существующими ГЭС, размещаем катет пиковой выработки и параллельно оси мощностей опускаем перпендикуляр до пересечения с ИКН. Пиковая составляющая рабочей мощности получается в результате этого графического построения как проекция на ось мощности. В случае, если часть пикового треугольника оказалась в базе, следует значения выработки и мощности данной части вычесть из пика и добавить к базовой части.

$$N_{\text{пик.}} = 215 \text{ МВт.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = 4,202 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$N_{\text{баз.}} = 22 \text{ МВт.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = 0,528 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда рабочая мощность проектируемой станции для декабря равна:

$$N_{\text{раб.}} = 22 + 215 = 237 \text{ МВт.}$$

$$\frac{N_{\text{раб.}}}{N_{\text{гар}}} = \frac{237}{197} = 1,20 \leq 1,20. \quad (2.26)$$

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС не должна превышать гарантированную мощность более чем в два раза, чтобы обеспечить экономичный коэффициент использования мощности. Для регионов Сибири и Дальнего Востока это ограничение составляет 1,2 раза.

За выработку и мощность существующих станций взяты 35% среднесуточной выработки Богучанской ГЭС и ее установленная мощность.

Результаты построения ИКН за декабрь представлены в приложении А рисунок А.1.

### 2.2.5 Расчет резервов и определение установленной мощности Мотыгинской ГЭС, баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 % от  $P_t^{max}$ , аварийный резерв составляет 10% от  $P_t^{max}$ .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в приложении А таблица А.5.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность. Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{480}{6} = 80 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.27)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{237}{6} = 39,5 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.28)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{1214}{2} = 202 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.29)$$

По данным таблицы А.5, строим баланс мощности, представленный на плакате «Водно-энергетические показатели Алтайской ГЭС».

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 237 + 21 = 258 \text{ МВт}. \quad (2.30)$$

### **2.2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднегодовой выработки**

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднегодовую выработку.

Рассмотрим два режима наполнения водохранилища:

- 1 Работа ГЭС по уровням сработки и наполнения расчетного маловодного года (приложение А таблица А.7).
- 2 Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году (приложение А таблица А.6).

По каждому режиму подсчитывается выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки и принимается режим наполнения с большей выработкой.

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^{12} N_i \cdot t_{\text{часов в мес.}} / 1000. \quad (2.31)$$

В результате расчета по мощностям получили среднегодовую выработку, равную:  $\sum \mathcal{E} = 1012,76$  млн. кВт · ч.

В результате расчета по мощностям получили среднегодовую выработку, равную:  $\sum \mathcal{E} = 1000,8$  млн. кВт · ч.

Принимаем режим наполнения водохранилища с наибольшей выработкой (по мощностям).

По результатам расчета построим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном годах по мощностям, представленный на рисунке 2.4.

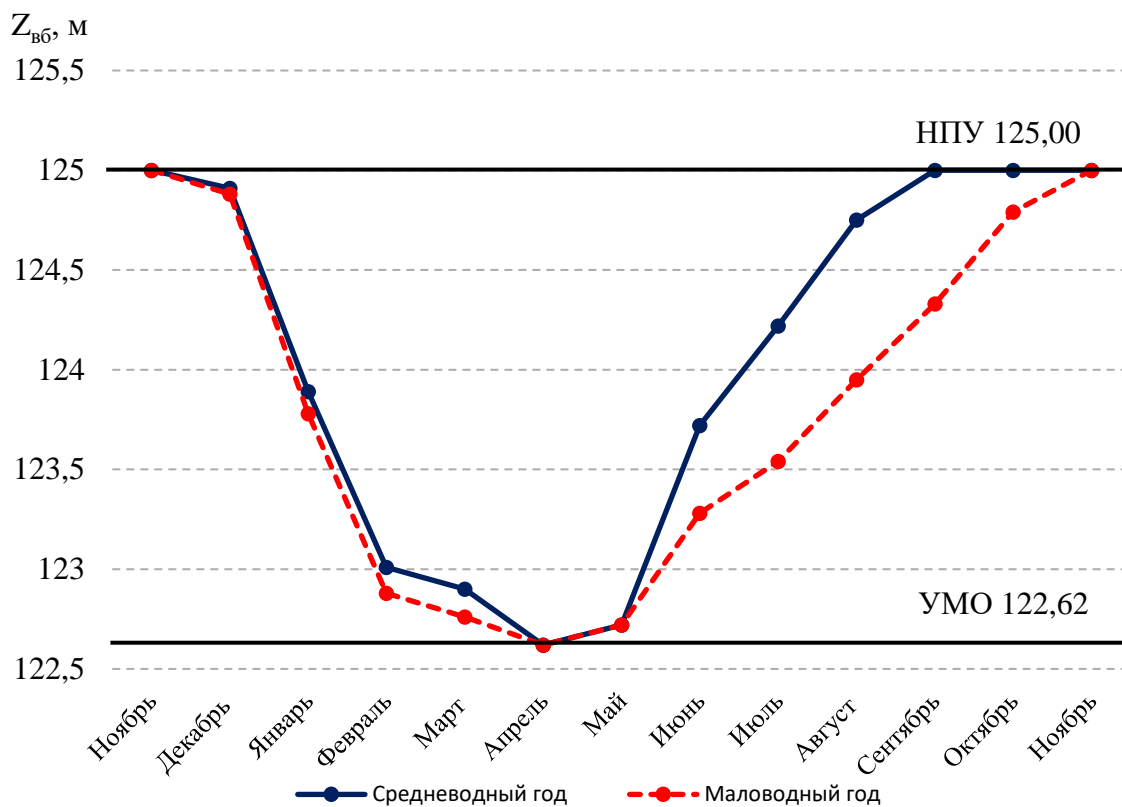


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном годах по мощностям.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля Мотыгинской ГЭС по напору и расходу

Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 3.1.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС».

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q <sub>НБ</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>НБ</sub> <sup>лето</sup> , м	Z <sub>НБ</sub> <sup>зима</sup> , м	H <sub>НПУ</sub> , м	H <sub>НМО</sub> , м	H <sub>расч</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	103,99	20,82	18,43	20,15	0	103,99	20,82	18,43	20,15
200	105,02	19,79	17,40	19,12	200	105,02	19,79	17,40	19,12
400	106,01	18,80	16,41	18,13	400	106,01	18,80	16,41	18,13
600	106,95	17,86	15,47	17,19	600	106,95	17,86	15,47	17,19
800	107,82	16,99	14,60	16,32	800	107,82	16,99	14,60	16,32
1000	108,61	16,20	13,81	15,53	1000	108,61	16,20	13,81	15,53
0	103,99	20,82	18,43	20,15	0	103,99	20,82	18,43	20,15
1200	109,33	15,48	13,09	14,81	1200	109,33	15,48	13,09	14,81
1400	109,97	14,84	12,45	14,17	1400	109,97	14,84	12,45	14,17
1600	110,54	14,27	11,88	13,60	1600	110,54	14,27	11,88	13,60
1800	111,05	13,76	11,37	13,09	1800	111,05	13,76	11,37	13,09
2000	111,49	13,32	10,93	12,65	2000	111,49	13,32	10,93	12,65
2200	111,89	12,92	10,53	12,25	2200	111,89	12,92	10,53	12,25
2400	112,25	12,56	10,17	11,89	2400	112,25	12,56	10,17	11,89

Окончание таблицы 3.1

Кривые связи ВБ и НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q <sub>НБ</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>НБ</sub> <sup>лето</sup> , м	Z <sub>НБ</sub> <sup>зима</sup> , 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
2600	112,57	12,24	9,85	11,57	2600	112,57	12,24	9,85	11,57
2800	112,85	11,96	9,57	11,29	2800	112,85	11,96	9,57	11,29
3000	113,10	11,71	9,32	11,04	3000	113,10	11,71	9,32	11,04

Режимное поле Мотыгинской ГЭС представлено на рисунке 3.1.

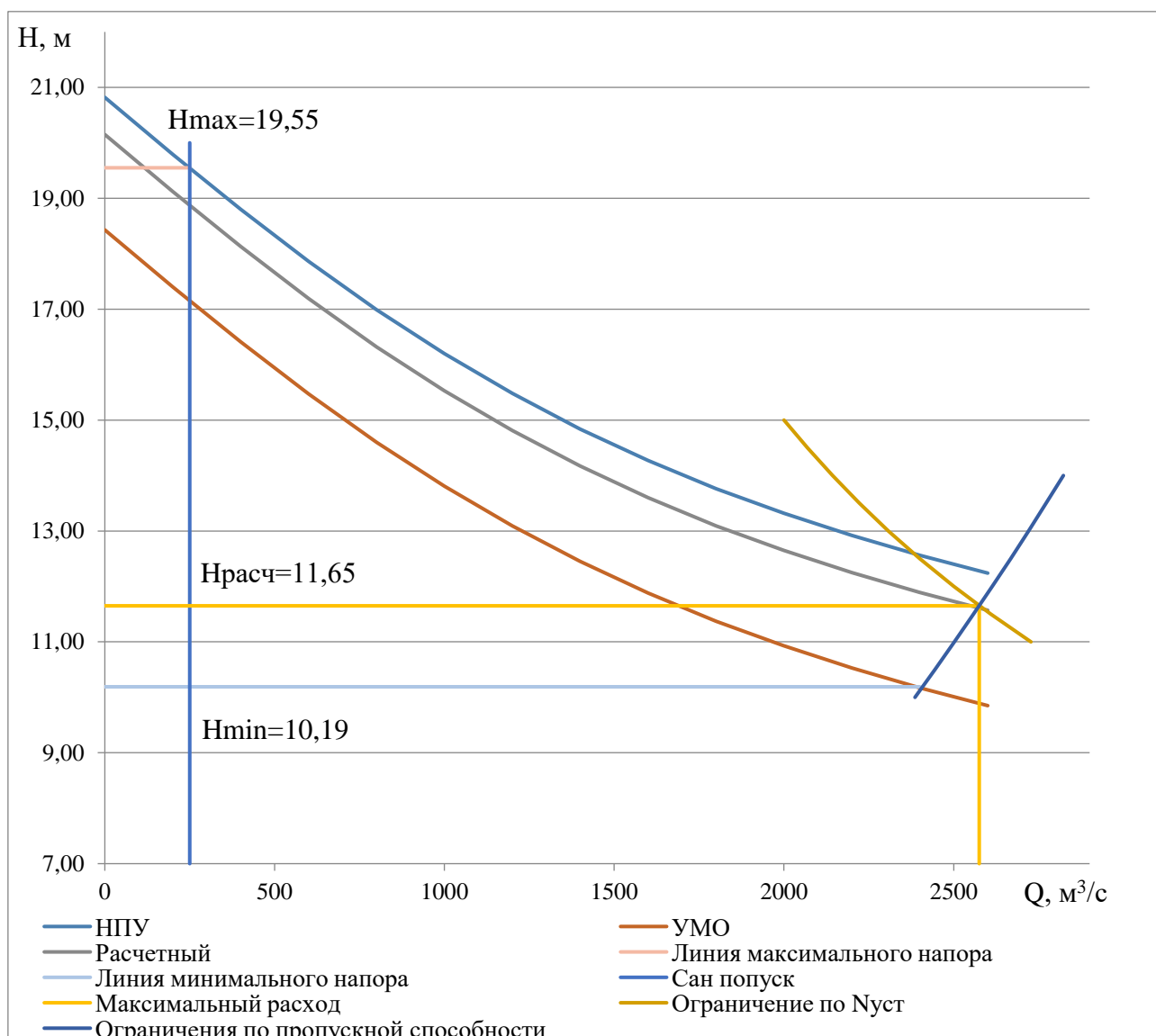


Рисунок 3.1 – Режимное поле Мотыгинской ГЭС

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определяем:

– максимальный напор  $H_{max} = 19,55$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по расходу санитарного выпуска;

– расчётный напор  $H_{расч} = 11,65$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор  $H_{min} = 10,19$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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 ПЛ20 - В
- поворотно-лопастная ПЛ20 - ГК.

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

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{10,19}{20} = 0,5095. \quad (3.1)$$

Допустимое отношение для ПЛ20 – В  $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,5$ .

Допустимое отношение для ПЛ20 - ГК  $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,35$ .

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяет условию.

Модельные параметры подходящих турбин представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Модельные параметры подходящих турбин

Параметр		ПЛ20 – В	ПЛ20 - ГК
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	20	20
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,35

Окончание таблицы 3.2

Параметр		ПЛ20 – В	ПЛ20 - ГК
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, \text{об/м}$	146	155
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}, \text{л/с}$	1160	1580
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,920	0,918
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	2000	2750
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	1	1,8
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 м}, \text{м}$	0,5	0,46
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{м}$	3	10
Температура	$t_{мод}, \text{°C}$	18	20
коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	1,01	1,062

Затем проводился расчёт и строилась рабочая зона каждой турбины на универсальной характеристике.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины были выполнены расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины  $\eta_T$ :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right), \quad (3.2)$$

где  $\eta_M, D_{1M}, H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_p^N$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_M, \nu_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$ ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.3)$$

где  $Q'_{1p}$  – приведенный расход в расчетной точке;  
 $\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_G = 0,965$ ).  
 Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a}, \quad (3.4)$$

где  $N_{ГЭС}^{уст} = 258$  МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов  $Z'_a$  округляется в большую сторону  $Z_a$ .  
 Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной. ( $Z_a = 4$ )

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.5)$$

Частота вращения турбины:

$$n_c = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.6)$$

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

$\Delta$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения было принято ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду. ( $n_c = 60$ )

Далее определялась минимальная, расчётная и максимальная приведённая частота вращения:

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_{Ip} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Гср}}. \quad (3.8)$$



Левая часть уравнения определялась подбором такой точки на линии  $n'I$  р, чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.9), подстановкой в формулу максимального напора

Результаты расчетов параметров природных гидротурбин представлены в таблицах 3.3 и 3.5, результаты расчетов необходимых точек для ГУХ представлены в таблицах 3.4 и 3.6

Таблица 3.3 – Результаты расчётов природных гидротурбин

Параметр	ПЛ20 – В			
	8,5	9	9,5	10
D1	8,5	9	9,5	10
КПД <sub>г</sub>	0,918	0,919	0,92	0,92
N <sub>агр</sub>	46314	51979	57978	64242
Z'	5,6	5	4,4	4
Z	6	5	5	4
N <sub>агр</sub>	43000	51600	51600	64500
Δ1	1,04	1,04	1,04	1,04
n' <sub>синх</sub>	60	57	54	51
n <sub>синх</sub>	60	60	60	60
n' <sub>min</sub>	113	120	126	133
n' <sub>max</sub>	157	166	175	184
n' <sub>расч</sub>	146	155	164	172

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике представлены в таблицах 3.3 и 3.5

Таблица 3.4 – Результаты расчетов необходимых точек для ГУХ ПЛ20 – В.

D1	8,5	9	9,5	10
Q'·η <sub>р</sub>	1,581	1,692	1,519	1,713
Q'·η <sub>min</sub>	0,727	0,778	0,699	0,788
Q' <sub>р</sub>	0,767	0,684	0,613	0,554
Q' <sub>min</sub>	1,062	0,947	0,849	0,766

Таблица 3.5 – Результаты расчётов натуральных гидротурбин

Параметр	ПЛ20 – ГК			
	8,5	9	9,5	10
D1	8,5	9	9,5	10
КПД <sub>г</sub>	0,911	0,912	0,913	0,913
N' <sub>агр</sub>	68631	77027	85918	95200
Z'	3,8	3,3	3	2,7
Z	4	4	3	3
N <sub>агр</sub>	64500	64500	86000	86000
Δl	1,06	1,06	1,06	1,06
n' <sub>синх</sub>	64	61	57	55
n <sub>синх</sub>	65,2	62,5	60	60
n'min	122	124	125	132
n'max	169	171	173	182
n'расч	158	160	162	171

Таблица 3.6 – Результаты расчетов необходимых точек для ПЛ20 – ГК.

D1	8,5	9	9,5	10
Q'·η <sub>р</sub>	2,372	2,115	2,531	2,285
Q'·η <sub>min</sub>	1,091	0,973	1,164	1,051
Q' <sub>р</sub>	0,760	0,677	0,607	0,548
Q' <sub>min</sub>	1,052	0,938	0,841	0,759

### 3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.10)$$

где  $Z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка нижнего бьефа в зависимости от расхода в НБ;  
 $H_s$  – высота отсасывания.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5, \quad (3.11)$$

где  $B = 10$  м – барометрическое давление;  
 $\sigma$  – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ (приложение Б);  
 $H$  – напор.

Используя ГУХ с назначенной зоной работы гидротурбины вычисляются высоты отсасывания для трёх случаев:

1. работа одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_{max}$ ;
2. работа одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_{расч}$ ;

3. Работа одного агрегата при  $H_{min}$  с соответствующей ему мощности ограничения.

На линии максимального напора (приложение Б), в крайней правой точке определяется расход, пересчитываемый с модели в натуру:

$$Q = Q'_1 D_1^2 \sqrt{H_{max}}. \quad (3.12)$$

Затем по кривой связи (рисунок 1.2)  $Z_{нб}(Q_{нб})$  определяется значение отметки уровня воды в нижнем бьефе при данном расходе. В остальных случаях расчёт выполняется аналогично. Значения результатов расчёта сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчета высоты отсасывания

Турбина	ПЛ20-В-1000	ПЛ20-В-850	ПЛ20-ГК-850	ПЛ20-ГК-900	ПЛ20-ГК-1000
Hs при Hmin, м	5,16	5,75	1,81	3,33	2,57
Hs при Hр, м	-1,78	-0,04	-9,93	-6,21	-5,39
Hs при Hmax, м	-7,32	-5,36	-22,58	-16,32	-14,95

Расчеты для сравнения занесены в таблицу 3.8

Таблица 3.8 – Сравнительная таблица

№ турбины	Марка	n, об/мин	Hs, м	$\eta_{н.о.}$	$\eta_{н.р.г.}$	nр, об/мин	no, об/мин	Vсп, м
1	ПЛ20-ГК-850	65,2	-22,58	0,973	0,923	158	155,9	-
2	ПЛ20-ГК-900	62,5	-16,32	0,974	0,944	160	155,9	-
3	ПЛ20-ГК-1000	60	-14,95	0,975	0,950	171	155,9	-
4	ПЛ20-В-850	60	-5,36	0,958	0,926	146	146	22,5
5	ПЛ20-В-1000	60	-7,32	0,96	0,912	172	146	26,5

Среди рассмотренных вариантов зоны работы турбин: ПЛ20-ГК-850, ПЛ20-ГК-900, ПЛ20-В-850, выходят за пределы параметров, определённых универсальной характеристикой, следовательно, являются недопустимыми. Для сравнения остается два варианта: ПЛ20-ГК-1000 и ПЛ20-В-1000. У турбины ПЛ20-ГК-1000 высота отсасывания равная -14,95 м., является экономически неоправданной. Принимается к установке турбина ПЛ20-В-1000 т.к., ее высота отсасывания является единственной экономически оправданной.

Исходя из сравнений была выбрана турбину ПЛ20-В-1000 с следующими параметрами, приведенными в таблице 3.9:

Таблица 3.9 – Параметры турбины ПЛ20-В-1000

$D_1, \text{м}$	$Z_a$	$n_c, \text{об/мин}$	$H_s, \text{м}$
10	4	60	-7,32

Рабочие характеристики турбин представлены в приложении Б.

### 3.2 Выбор вспомогательного оборудования

#### 3.2.1 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

По нанограмме определяется тип: МНУ 30/2–40-32-3.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 30 м<sup>3</sup>, состоящим из 2 сосудов на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом ГА 30/2 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 32 м<sup>3</sup> с 3 насосами.

#### 3.2.2 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина поворотно-лопостная, то выбирается ЭГР для ГА с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным, выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-150-4, где:

150 – диаметр главного золотника в мм

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

#### 3.2.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его полной мощности и синхронной частоте вращения.

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{64,5}{0,85} = 78,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.13)$$

Число полюсов гидрогенератора

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{60} = 100. \quad (3.14)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-1510/120-100, данные которого представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Данные гидрогенератора СВ-1510/120-100

Наименование величины	Обозначение	Ед. измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$	МВ·А	75,3
Номинальная активная мощность	$P_{\text{НОМ}}$	МВт	64,5
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ}}$	кА	3,175
Номинальная частота вращения	$n_{\text{НОМ}}$	об/мин	60
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	0,7
Переходное сопротивление	$X'_d$	о.е.	0,21
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,19
Исполнение	зонтичное		

### 3.2.4 Расчет спиральной камеры

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,43 \cdot D_1 = 2,43 \cdot 10 = 24,3 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Радиус спиральной камеры на входе:

$$R_{\text{вх}} = 1,63 \cdot D_1 = 1,63 \cdot 10 = 16,3 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Угол охвата спиральной камеры:  $\varphi_{\text{с.к}} = 210^\circ$ .

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 15,75 \text{ м,}$$

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{15,75}{2} = 7,875 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 13,75 \text{ м,}$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{13,75}{2} = 6,875 \text{ м} \quad (3.18)$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,43 \cdot D_1 = 0,43 \cdot 10 = 4,3 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Высота статора:

$$b_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 4,3 + 0,0033 \cdot 10 = 4,333 \text{ м.} \quad (3.20)$$

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

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta} = \frac{64500}{9,81 \cdot 11,65 \cdot 0,912} = 618,83 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.21)$$

где  $N$  – номинальная мощность турбины ( $N = 64500$  кВт).

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{618,83 \cdot 210}{360} = 378,17 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.22)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{V_{\text{вх}}} = \frac{378,17}{3,3} = 114,6 \text{ м}^2. \quad (3.23)$$

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad (3.24)$$

где  $k^2 = \frac{m_{\text{вх}}}{a_{\text{вх}}^2}$ .

$$b_i = m_i + b_0. \quad (3.25)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ. \quad (3.26)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.27)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i. \quad (3.28)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \operatorname{tg}15^\circ. \quad (3.29)$$

График зависимости –  $r_i = f(\varphi_{\text{сп}})$  представлен на рисунке 3.2.

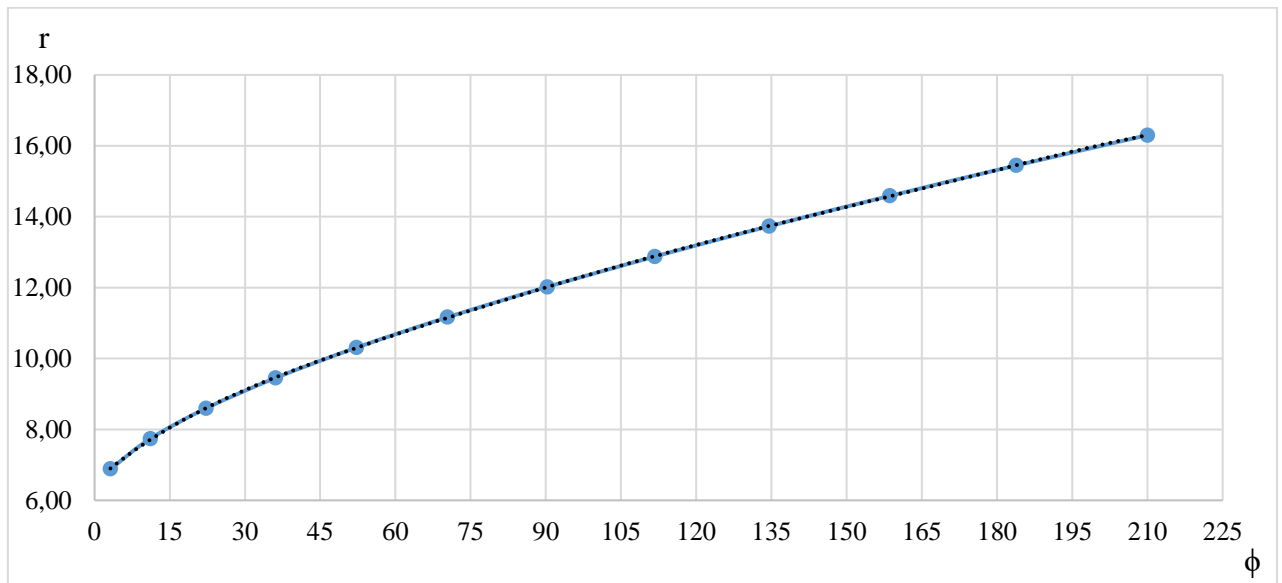


Рисунок 3.2 –  $r_i = f(\varphi_{\text{сп}})$ .

Ширина спиральной камеры на входе из ГУХ:

$$B_{\text{сп}} = 2,65 \cdot D_1 = 2,65 \cdot 10 = 26,5 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,05 \cdot D_1 = 4,05 \cdot 10 = 40,5 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,65 \cdot D_1 = 2,65 \cdot 10 = 26,5 \text{ м.} \quad (3.32)$$

По результатам расчета был построен чертеж спиральной камеры приложение Б рисунок Б.3.

### 3.2.5 Расчет вала и подшипника

Предварительно рассчитывается наружный диаметр вала:

$$D_B = 5,1 \cdot \left( \frac{Na}{n_{\text{синх}}} \right)^{0,33} = 5,1 \cdot \left( \frac{64500}{60} \right)^{0,33} = 1,21 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Значение диаметра полученное по формуле (3.33) округляется до стандартизированного значения  $D_B = 1,3 \text{ м.}$

Расчет подшипника:

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. Предпочтительнее всего устанавливать подшипник на водяной смазке. Для того, чтобы определиться с типом подшипника производится расчёт для сегментного и кольцевого подшипника.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{N_a}{n_c \cdot D_1} = 86 \text{ кН.} \quad (3.34)$$

Принимается диаметр вала под подшипником с учетом облицовки  $d_{\text{п}} = 1,32 \text{ м}$ .

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \quad (3.35)$$

где  $h_{\text{п}}$  – высота подшипника, равная 317 мм, для данного диаметра вала.

Допустимое  $[p_{\text{уд}}]$  для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{в}} \cdot h} = 203,36 \text{ кПа.} \quad (3.36)$$

$$203,36 \leq [p_{\text{уд}}] = 240,4 \text{ кПа.}$$

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{86}{1 + 2 \cos 36^\circ + 2 \cos 72^\circ} = 26,57 \text{ кН,} \quad (3.37)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{10} = 36, \quad (3.38)$$

где  $Z_{\text{сегм}}$  – количество сегментов, равное 10, для данного диаметра вала.

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = 0,9 \cdot \pi \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,37 \text{ м.} \quad (3.39)$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}]. \quad (3.40)$$



Допустимое  $[p_{уд}]$  для сегментного подшипника:

$$[p_{уд}] = 414,48 \text{ кПа}$$

$$461,086 \text{ кПа} \leq 414,48 \text{ кПа.}$$

Так как сегментный подшипник не удовлетворяет условию, выбираем кольцевой.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

При проектировании электрической станции, одним из главных этапов является выбор главной схемы электрических соединений. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость (т.е. приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

Проектируемая ГЭС расположена в Мотыгинском районе, в 20 км от пгт. Мотыгино. Выдачу мощности Мотыгинской ГЭС в энергосистему будут обеспечивать ЛЭП, соединяющие ГЭС с подстанцией в пгт. Раздолинск.

Для проектируемой ГЭС будут рассмотрены 2 структурных схемы электрических соединений: с одиночным и укрупненным блоками. Данные схемы представлены на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

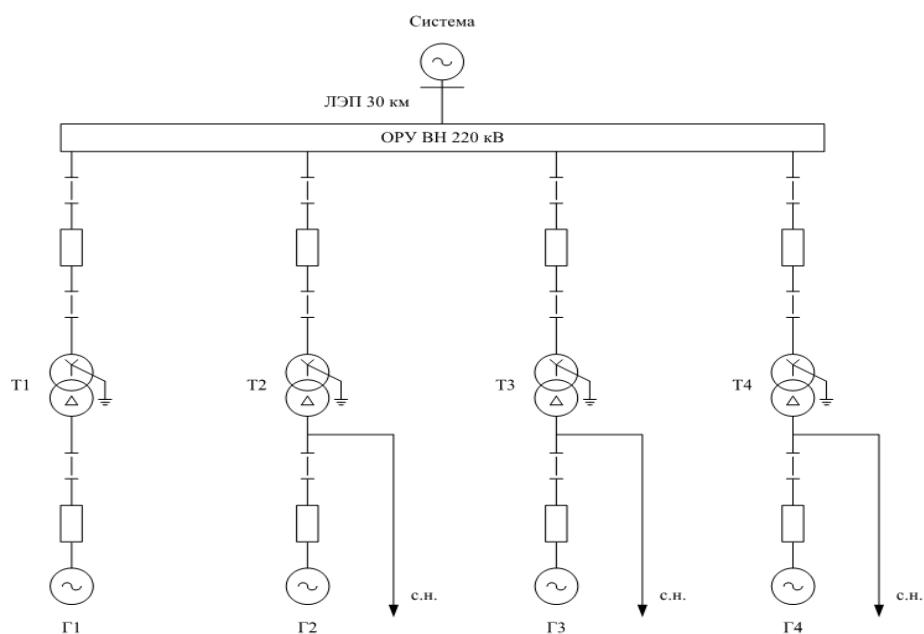


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

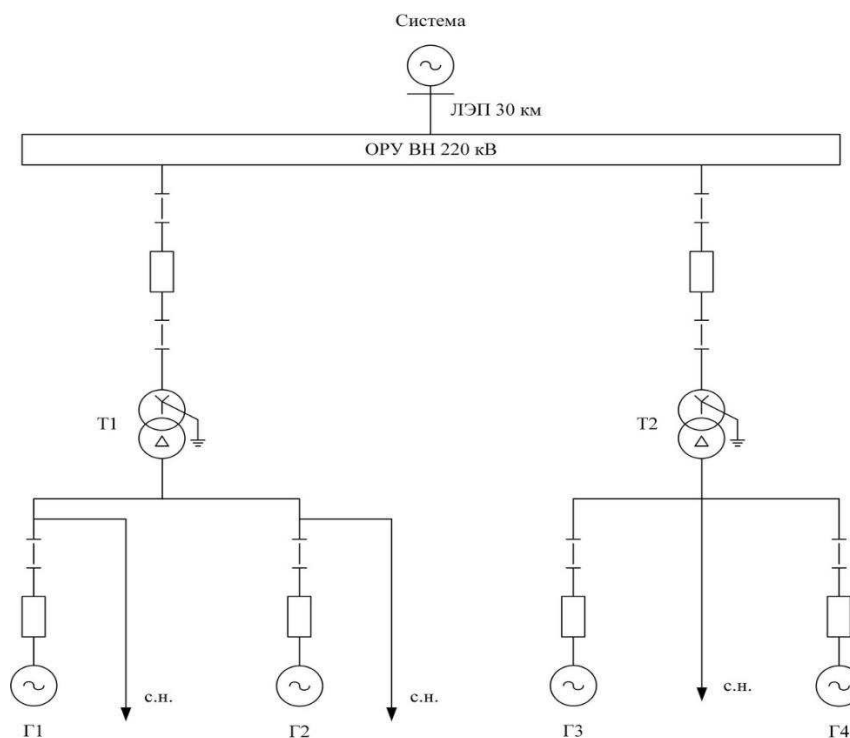


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупненными блоками

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Выбор гидрогенераторов (ГГ) осуществляется по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины.

По справочным данным был выбран гидрогенератор СВ-1510/120-100. Данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные ГГ СВ-1510/120-100

Номинальная мощность		$U_{ном}$	$\cos\varphi$	$X'_d$	$X''_d$	$X_d$
S, МВА	P, МВт	кВ	о.е.	%	%	%
75,3	64,5	13,8	0,85	28,5	21	70

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора (т.е. нагрузки собственных нужд (СН)). Определим их число, тип и номинальную мощность.

$$S_{расч} = \frac{P_G - P_{СН}}{\cos\varphi} = \frac{64,5 - 2,58}{0,85} = 72,84 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $P_{сн} = 0,01 \cdot P_{уст} = 0,01 \cdot 258 = 2,58$  МВт – мощность собственных нужд станции;

$P_{уст} = 258$  МВ · А – установленная мощность станции;

$\cos\varphi = 0,85$  – коэффициент мощности ГГ.

По каталогу выбирается силовой трансформатор с системой охлаждения вида «ДЦ», с регулированием напряжения без возбуждения (ПВВ), предназначенные для работы в блоке с генератором ТДЦ-80000/220-У1, ХЛ1 СТО 15352615-024-2012. Данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220-У1

$S_{ном},$ МВА	$U, \text{кВ}$		$U_{кз}, \%$	$I_{хх}, \%$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{вн}, \text{кВ}$	$U_{нн}, \text{кВ}$					
80	242	13,8	11,0	0,6	105	320	118,49

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{max} = 4000$  и время максимальных потерь  $\tau$ .

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_v = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729, \quad (4.3)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов;

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

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

$T_v = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{хх} = n_T \cdot \Delta P_{хх} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,105 \cdot 8729 = 916,54 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,32}{1} \cdot \left(\frac{72,84}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 638,13 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I = \gamma_1 \cdot \Delta W_{xx} + \gamma_2 \cdot \Delta W_H = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 916,54 + 0,11 \cdot 10^{-2} \cdot 638,13 = 8,95 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.6)$$

где  $\beta_1$  – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам, равный  $0,9 \cdot 10^{-2}$  тыс.руб./(МВт·ч),  $\beta_2 = 0,11 \cdot 10^{-2}$  тыс.руб./(МВт·час).

Для 4 блоков величина издержек (вариант 1):

$$I_1 = I \cdot 4 = 8,95 \cdot 4 = 35,8 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.7)$$

Стоимость ячейки трансформатора принимаем равным 6,23  
Расчётная стоимость силового трансформатора:

$$K_T = 19020 \cdot 6,23 = 118,49 \text{ млн. руб.} \quad (4.8)$$

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора (т.е. нагрузки собственных нужд (СН)). Определим их число, тип и номинальную мощность.

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_G - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = 2 \cdot \frac{64,5 - 2,58}{0,85} = 145,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.9)$$

По каталогу выбирается силовой трансформатор с системой охлаждения вида «ДЦ», без регулирования напряжения, предназначенные для работы в блоке с генератором ТДЦ-200000/220-У1, УХЛ1 СТО 15352615-024-2012. Данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220-У1

$S_{\text{ном}},$ МВА	$U, \text{ кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{xx}, \%$	$\Delta P_x, \text{ кВт}$	$\Delta P_k, \text{ кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{вн}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{ кВ}$					
200	242	13,8	11,0	0,45	200	580	246,09

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,2 \cdot 8729 = 3491,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.10)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{K}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,58}{2} \cdot \left( \frac{145,69}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 370,12 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 3491,6 + 0,11 \cdot 10^{-2} \cdot 370,12 = 31,8 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.12)$$

Для 2 блоков величина издержек (вариант 2):

$$И_2 = U_{\text{пот}(1)} \cdot 2 = 31,83 \cdot 2 = 63,66 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.13)$$

Расчётная стоимость силового трансформатора:

$$K_{\text{T}} = 39500 \cdot 6,23 = 246,09 \text{ млн. руб.} \quad (4.14)$$

#### 4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбираем трансформаторы собственных нужд в количестве 4 штук, по одному на каждый ГГ. Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{2,58}{0,85} = 3,03 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.15)$$

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

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

По каталогу ТРО, выбираем 3 трансформатора ТС-3150/13,8, паспортные данные которого представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТС-3150/13,8

$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$U$ , кВ		$U_{\text{кз}}$ , %	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ				
3,15	13,8	6,0	8	8,15	11	24,3

Расчётная стоимость силового трансформатора СН:

$$K_{\text{ТСН}} = 3900 \cdot 6,23 = 24,3 \text{ млн. руб}$$

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

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left( \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) = 4 \cdot \left( \frac{64,5 - 2,58}{0,85} \right) = 291,39 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.16)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ  $P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}$ .  
Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_c = 0,85$ .

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}}) / \cos \varphi_c} + 1 = \frac{291,39}{(1,2 \cdot 135) / 0,85} + 1 = 2,5, \quad (4.17)$$

где  $k = 1,2$  – коэффициент приведения натуральной мощности.

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{\text{л}} = 3$ . Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{291,39 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 255 \text{ А}. \quad (4.18)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 255 = 268 \text{ А}, \quad (4.19)$$

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

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

Свыше 1 кВ выбор сечения осуществляется методом экономической плотности тока  $\gamma = 1,1 \text{ А/мм}^2$

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{268}{1,1} = 244 \text{ мм}^2. \quad (4.20)$$

Выбираем провод АС-300/39. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха  $I_{\text{доп}} = 690 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{291,39}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 382 \text{ А}. \quad (4.21)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$ , следовательно, выбранный провод АС-300/39 удовлетворяет условию нагрева.

Характеристики провода занесены в табл. 4.5:

Таблица 4.5 – Параметры воздушной линии АС-300/39

Число проводов в фазе	$R_0$	$X_0$	$B_0$
шт	Ом/км	Ом/км	$10^{-6}$ См/км
1	0,096	0,429	2,645

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

Так как проектируемая станция имеет мощность 258 МВт, целесообразно применить ОРУ 220 кВ.

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов СН и ячеек РУ ВН. Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K_i = n \cdot K_T + t \cdot K_{ОРУ} + m \cdot K_{ТСН}, \quad (4.22)$$

где  $K_{ОРУ}$  – расчетная стоимость ОРУ ( $12800 \cdot 6,23 = 79,744$  млн.руб.);  
 $n$  – количество трансформаторов;  
 $m$  – количество ТСН;  
 $t$  – количество ячеек КРУЭ.

$$t_1 = \alpha + \beta + 1 = 4 + 3 + 1 = 8, \quad (4.23)$$

$$t_2 = \alpha + \beta + 1 = 2 + 3 + 1 = 6, \quad (4.24)$$

где  $\alpha$  – количество вводных присоединений (зависит от числа блоков);  
 $\beta$  – количество линий.

Капиталовложения  $K_1^{220}$  для схемы с единичными блоками:

$$K_1^{220} = 4 \cdot 118,49 + 8 \cdot 79,74 + 3 \cdot 24,3 = 1184,8 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения  $K_2^{220}$  для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2^{220} = 2 \cdot 246,09 + 6 \cdot 79,74 + 3 \cdot 24,3 = 1043,5 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + И_i. \quad (4.25)$$

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

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1184800000 + 35800 = 177757600 \text{ руб./год.}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1043500000 + 63660 = 156595260 \text{ руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:



$$P = \frac{3_1 - 3_2}{3_1} \cdot 100\% = \frac{177757600 - 156595260}{177757600} \cdot 100\% = 11,91\%. \quad (4.26)$$

Поскольку разница капиталовложений между одиночным блоком (1) и укрупненным блоком (2) более 5 %, а именно 11,91 % – варианты являются экономически не равноценными, но для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем первый вариант (одиночный блок).

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

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

Число присоединений РУ–220 кВ: 7 (3 ВЛЭП 220 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими и обходной системами сборных шин (см. рис. 4.3).

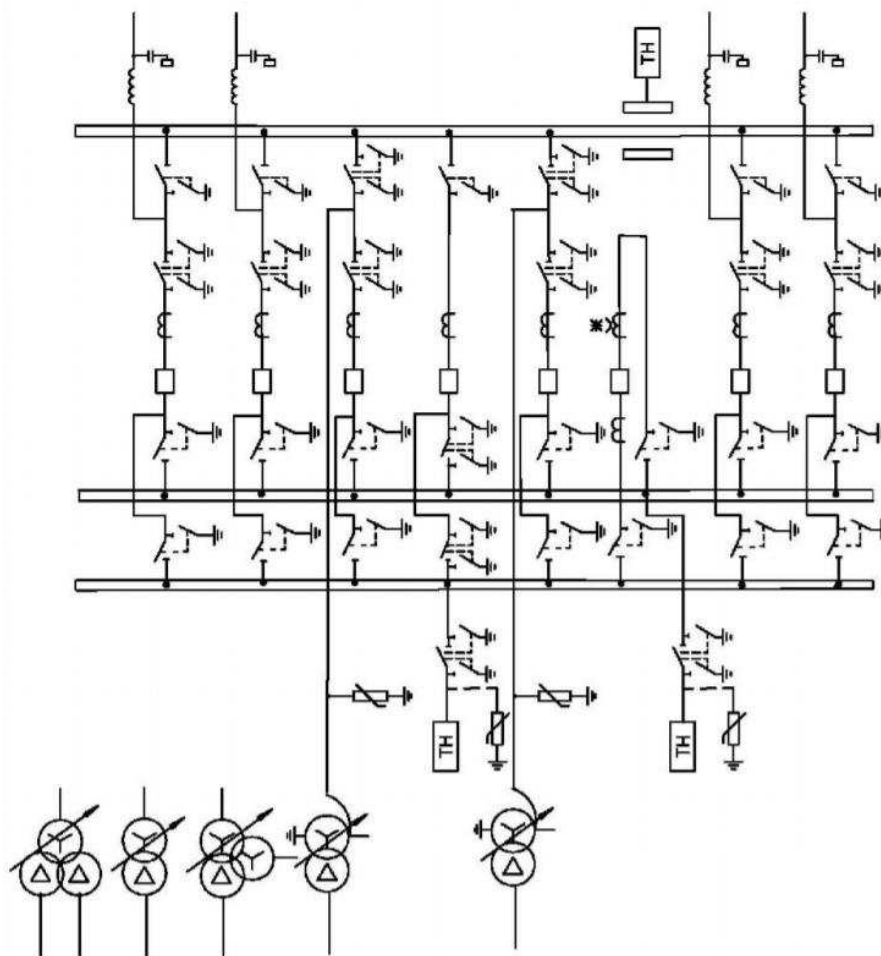


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ

## 4.6 Расчет токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов

### 4.6.1 Расчет исходных данных

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.  
Сопротивления синхронного генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{75,3} = 0,53 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где  $x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора;  
 $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность генератора;  
 $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,53}{314 \cdot 0,045} = 0,040 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где  $\omega$  – угловая частота, равная 314 рад/с;  
 $T_{a,\Gamma}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{u_{\text{кз}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где  $u_{\text{кз}\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  
 $U_{\text{ВН}}$  – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_{\Gamma} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,32 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,93 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – полная номинальная мощность трансформатора;  
 $\Delta P_{\text{к}}$  – потери КЗ в трансформаторе.

Сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$x_{\text{ВЛ}} = x_{o,\text{уд}} \cdot l = 0,429 \cdot 30 = 12,87 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

где  $x_{o,\text{уд}}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;  
 $l$  – длина ВЛ;  
 $n$  – число параллельных линий.

$$r_{\text{ВЛ}} = r_{o,\text{уд}} \cdot l = 0,096 \cdot 30 = 2,88 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

где  $r_{o,уд}$  – удельное активное сопротивление ВЛ.  
Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{б1}^2}{S_{к.з}} = \frac{230^2}{250} = 211,60 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

где  $U_{б1}$  – базисное напряжение системы;  
 $S_{к.з}$  – мощность короткого замыкания системы;

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{211,60}{0,035 \cdot 314} = 19,25 \text{ Ом}, \quad (4.34)$$

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

ЭДС генераторов:

$$E_r = E''_* \cdot U_{б2} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.35)$$

где  $U_{б2}$  – базисное напряжение генератора;  
 $E''_*$  – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.  
ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{б1} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.36)$$

где  $E''_{*c}$  – значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.  
Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.37)$$

#### 4.6.2 Расчет токов короткого замыкания в программе «RastrWin»

Ниже представлены таблицы с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора. Принцип нумерации узлов изображён на рисунке 4.4, а исходных данных по ветвям и по генераторам – на рисунке 4.5 и 4.6 соответственно.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор 3		14				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Генератор 4		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 1		14				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок 2		14				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Блок 3		14				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 4		14				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	ОРУ 220 кВ		230				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Система		230				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	КТ/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	5		Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	6		Генератор 2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	7		Генератор 3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	8		Генератор 4 - Блок 4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	9		Блок 1 - ОРУ 220 кВ	2,93	80,53					0,057
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	9		Блок 2 - ОРУ 220 кВ	2,93	80,53					0,057
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9		Блок 3 - ОРУ 220 кВ	2,93	80,53					0,057
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9		Блок 4 - ОРУ 220 кВ	2,93	80,53					0,057
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	9	10		ОРУ 220 кВ - Система	2,88	12,87					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>		1	Генератор 1	1	0,040	0,530	0,040	0,530	0,114	1,593	15,590
2			2	Генератор 2	2	0,040	0,530	0,040	0,530	0,114	1,593	15,590
3			3	Генератор 3	3	0,040	0,530	0,040	0,530	0,114	1,593	15,590
4			4	Генератор 4	4	0,040	0,530	0,040	0,530	0,114	1,593	15,590
5			5	Система	8	19,250	211,600	19,250	211,600	19,250	211,600	230,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

На рисунках 4.7 и 4.8 изображены результаты расчёта токов трёхфазного КЗ на выводах генераторов и ОРУ 220кВ соответственно.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	1					17,0192	-85,69

Рисунок 4.7 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на выводах генераторов

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	9					7,8539	-87,89

Рисунок 4.8 – Результат расчёта трехфазного КЗ на ОРУ 220 кВ

На рисунке 4.9 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на ОРУ 220 кВ.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1		1ф	9					3,8887	-87,87			3,8887	-87,87			3,8887	-87,87

Рисунок 4.9 – Результат расчёта однофазного КЗ на ОРУ 220 кВ

### 4.6.3 Результаты расчета токов короткого замыкания

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.6:

Таблица 4.6 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Тип ТКЗ	$I_{п.о.}, \text{кА}$	$K_{уд}$	$i_y$
1ф	ОРУ 220 кВ	7,85	1,73	19,21
3ф	ОРУ 220 кВ	11,67	1,73	28,55
3ф	Вывода генераторов 13,8 кВ	17,02	1,945	46,82

$$i_y = \sqrt{2} I_{п.о.} \cdot K_{уд}, \quad (4.38)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент.

$I_{ОРУ}^{(1)} = 28,55 \text{ кА} > I_{ОРУ}^{(3)} = 19,21 \text{ кА}$ , следовательно, величина тока однофазного КЗ на ОРУ 220кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

### 4.7 Определение расчетных токов утяжеленного режима

Проверка электрооборудования будет осуществляться следующими требованиями.

Для присоединения генератора расчетный ток утяжеленного режима будет определяться номинальной мощностью и напряжением, однако при снижении напряжения на 5%, в целях обеспечения номинальной мощности, необходимо усиливать ток ГГ на 5%.

$$I_{p,max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 3,15 = 3,308 \text{ кА}. \quad (4.39)$$

Рабочий ток присоединений силового трансформатора будет равен:

$$I_{p,max} = \frac{S_{Г,ном}}{0,95 \cdot \sqrt{3} U_{тр,ном}} = \frac{75,3}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,189 \text{ кА.} \quad (4.40)$$

Рабочий ток в линиях связи:

$$I_{p,max} = \frac{\sum S_{ГЭС}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{291,38}{3 \sqrt{3} \cdot 220} = 0,255 \text{ кА.} \quad (4.41)$$

По ЛЭП ток утяжеленного режима (определяется при отключении одной из них):

$$I_{p,утяж} = \frac{\sum S_{ГЭС}}{(n-1) \sqrt{3} U_{ном}} = \frac{291,38}{(3-1) \sqrt{3} \cdot 220} = 0,382 \text{ кА.} \quad (4.42)$$

## 4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

### 4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{ном.с} \quad (4.43)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб,мах} \quad (4.44)$$

$$B_{к,ном} \geq B_{к,расч} \quad (4.45)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и разъединитель РВПЗ–2-20/12500Н У3. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВПЗ–2-20/12500Н У3
$U_{сети\ ном} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$

#### Окончание таблицы 4.7

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Выключатель ВГГ-20
$I_{Г.раб} = 3308 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 5000 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 12500 \text{ А}$
$I_{н0} = 17,02 \text{ кА}$	$I_{НОМ.откл} = 63 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 410 \text{ кА}$
$i_y = 46,82 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 161 \text{ кА}$	$I_{Т.ст} = 160 \text{ кА}$
$B_{к.расч} = I_{н0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 17,02^2 \cdot (0,03 + 0,04) =$ $= 20,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.НОМ} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.НОМ} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 160^2 \cdot 3 = 16800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

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

#### 4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШ-20. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Проверка трансформатора тока ТШ-20 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШ-20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{НОМ}$	$U_{Г} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 20 \text{ кВ}$
$I_{раб max} < I_{НОМ}$	$I_{Г.раб} = 3308 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 8000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ 20. Производитель ЗАО «ГК «Электрощит»-ТМ Самара». Параметры трансформатора напряжения НОЛ-СЭЩ-20 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – П1-15/18/10/2УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

### 4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.11

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

## 4.9 Выбор параметров ОРУ

### 4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1.

Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.12.



Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1
$U_{\text{сети.ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 382 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 7,85 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 19,21 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 7,85^2 \cdot (0,03 + 0,04) =$ $= 4,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения представлены в таблице 4.13

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

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

#### 4.9.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Таблица 4.14 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 382 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220-У1. Производитель ФГУП «ПО МЗ Молния». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 –У1 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Выбор трансформатора напряжения

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

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

## 5 Релейная защита и автоматика

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

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора СВ-1510/120-100 представлены в таблице 5.1. Номинальные данные трансформатора и трансформатора собственных нужд представлены в таблицах 5.2 и 5.3 соответственно.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		Ед. изм.	СВ-1510/120-100
мощность номинальная	полная	МВА	75,3
	активная	МВт	64,5
номинальное напряжение		кВ	13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		о.е.	0,85
частота		Гц	50
частота вращения		об/мин	60
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		-	1
номинальный ток статора		А	3175
ток ротора при номинальной нагрузке		А	1500
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		В	500
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	о.е.	0,7
	переходное $X'_d$	о.е.	0,21
	сверхпереходное $X''_d$	о.е.	0,19
индуктивное сопротивление обратной последовательности $X_2$		о.е.	0,23
емкость обмотки статора		мкФ/фазу	0,9

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора

Тип	Ед. изм.	ТДЦ-80000/220-У1
мощность номинальная	МВА	80
номинальное напряжение	кВ	242/13,8

## Окончание таблицы 5.2

Тип	Ед. изм.	ТДЦ-80000/220-У1
напряжение короткого замыкания	%	11,0
группа соединений	-	D/Ун-11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	Ед. изм.	ТС-3150/13,8
мощность номинальная	МВА	3,15
номинальное напряжение	кВ	13,8/6,3
напряжение короткого замыкания	%	8
группа соединений	-	D/Ун-11

## 5.2 Перечень защит блока генератор-трансформатор

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

- Защиты генератора СВ-1510/120-100 – 75,3 МВ·А:
  - Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
  - Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
  - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
  - Защита от повышения напряжения;
  - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
  - 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;
  - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/220-У1:
  - Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
  - Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
  - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;

- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.
- Защиты воздушных линий 220 кВ:
  - Дифференциально-фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
  - Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
  - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
  - УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).
- Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:
  - Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
  - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
  - Защита от перегрузки;
  - Реле тока охлаждения.

### 5.3 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи.  
На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{64,5/0,85}{\sqrt{3}\cdot 13,8} = 3,17 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}}I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1\cdot 3175}{4000/5} = 3,97 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Для схем самовозбуждения рассчитываем мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ТВ}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{1500}{1,2255} \cdot 500 = 612 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 630 кВА из стандартного ряда.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТВ}} = \frac{S_{\text{ном,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 26,36 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ со стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{НН ТВ}} = \frac{S_{\text{ном,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,33 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Выполним пересчет тока трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ном,2}} = \frac{S_{\text{ном,ТВ}}}{U_{\text{ном,рот}}\sqrt{3}} = \frac{630000}{500\sqrt{3}} = 727 \text{ А.} \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{727}{800/5} = 4,54 \text{ А.} \quad (5.7)$$

## 5.4 Описание защит и расчет их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита

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:  $I_{\text{ном}} = 3175 \text{ А}$ .

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

1) 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:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3175 = 158,75 \text{ А,} \quad (5.8)$$

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

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot 3175 = 317,5 \text{ A}, \quad (5.9)$$

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

Принимаем уставку:  $I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}} = 0,15 \cdot 3175 = 476 \text{ A}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 18883 = 1888 \text{ A}, \quad (5.10)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_{\text{H}} = \frac{1,13}{0,3} \cdot 3175 = 18883 \text{ A}. \quad (5.11)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{H}}}{I_{\text{T}}} = \frac{1888 \cdot 2}{18883} = 0,2, \quad (5.12)$$

где  $K_{\text{H}} = 2$  – коэффициент надежности;

$I_{\text{T}}$  – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_{\text{T}} = 0,3$ .

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{CP}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{CP}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.14)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

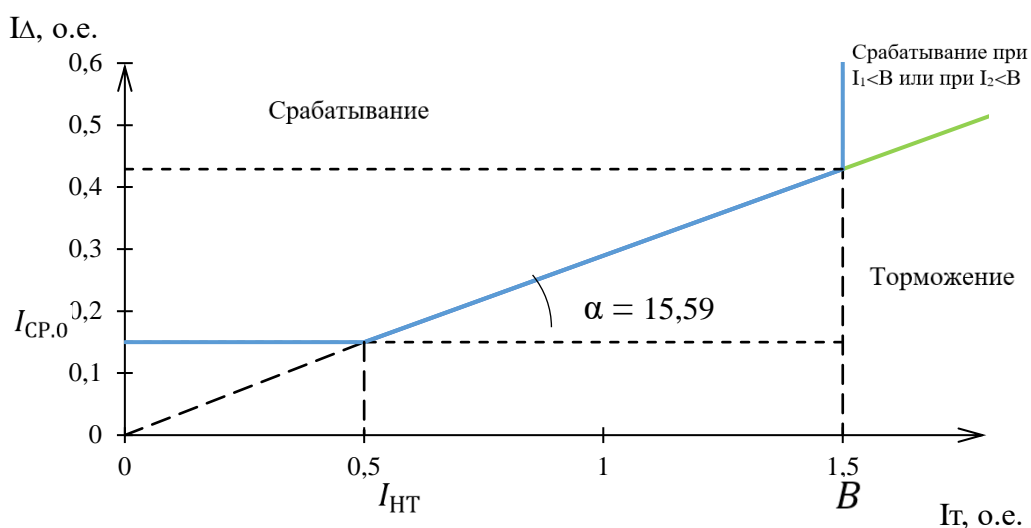


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{OTC} = (2 \div 12) \cdot I_{ном}$ .

Принимаем уставку:  $I_{OTC} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3175 = 19050 \text{ А}$ .

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

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

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 (U0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; 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 5.2.

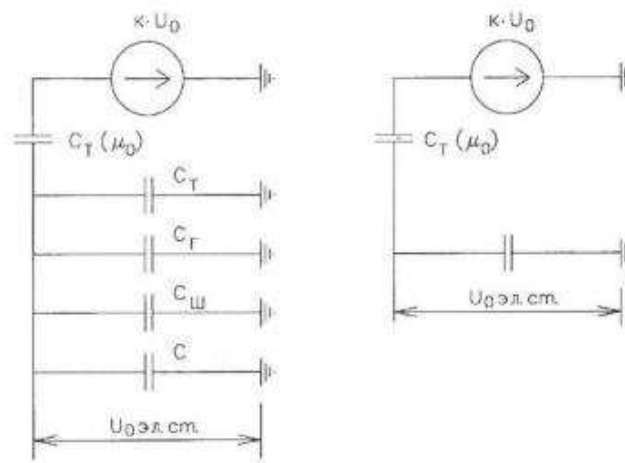


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения  $U_{0 \text{эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_{\Sigma} &= C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{В.Г}} = 0,008 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = \\ &= 1,266 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \end{aligned} \quad (5.15)$$

где  $C_{\Gamma}$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;  
 $C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_{\text{Ш}}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле;  
 $C_{\text{В.Г}}$  – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ.

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

$$U_{0 \text{эл.ст}} = K \cdot U_0 \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,266} = 219 \text{ В}, \quad (5.16)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.17)$$



Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,266 = 9,49 \text{ А.} \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ЭЛ.СТ.}}}{n_{TH}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 219}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 4,34 \text{ В,} \quad (5.19)$$

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

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В с выдержкой времени 6,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов 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  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313 \text{ о. е.} \quad (5.20)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.22)$$

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

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

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

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе. Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.23)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.24)$$

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

Защита включает в себя следующие 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:  $I_{*2\text{СИГН}} = (0,05 - 0,07)$ ;  $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$ .

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск

интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{макс}} = 600$  с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.25)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.26)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.27)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$ :  $t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889$  с

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{A_{\text{ИО}}}{(I_{*2})^2}. \quad (5.28)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_H$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	56	80	125	222	500

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

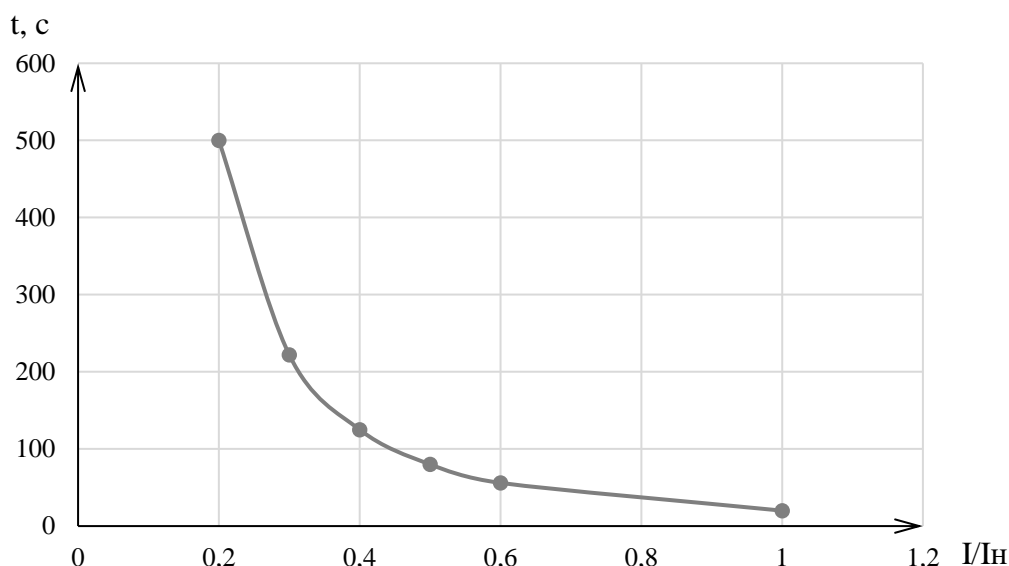


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 20$  с,  $t_{\text{макс.}} = 500$  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 ( $t_{\text{охл}} = 100$ 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 шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой 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.

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

где  $X_{л}^* = X_{л} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} 12,87 \cdot \frac{75,3}{242^2} = 0,0165;$

$$X_{d''_{ВН}}'' = X_{d''}'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 58,43 \quad - \quad \text{сверхпереходное}$$

сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

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

$$X_{Т} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{75,3}{80} = 0,1035 \quad - \quad \text{сопротивление трансформатора в}$$

относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (58,43 + 0,1035 + 0,0165)} = 0,0066 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0066 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,23. \quad (5.31)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию  $I_{2с.з.} = 0,25$ .

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{Н} \cdot I_{Н}}{K_{В}} = \frac{1,05 \cdot I_{Н}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{Н}, \quad (5.32)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 6$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.33)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 – 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	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

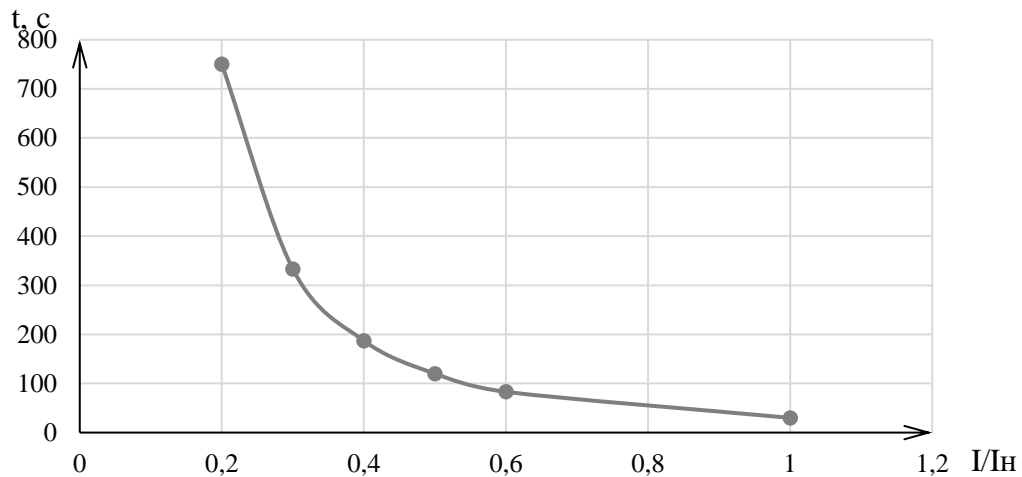


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок  $I_1$

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.34)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66 \text{ В}. \quad (5.35)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Мотыгинской ГЭС – Ангара:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 80,53 + \frac{0,8}{3} \cdot 13,19 = 67,94 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{75,3}{80} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{75,3}{242^2} \cdot 13,19 = 0,087. \quad (5.38)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,087 \cdot 2,53 = 0,221 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{75,3} = 2,53$ .

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,221 \cdot \frac{\frac{4000}{13,8}}{0,1} = 1,28 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,28 \text{ Ом}$ .

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

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

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

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3175} = 2,51 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 2,51 \cdot \frac{\frac{4000}{13,8}}{0,1} = 14,55 \text{ Ом}. \quad (5.42)$$

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



$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.Х.}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,8 - 0,95}{0,7} = 3,79, \quad (5.43)$$

где  $I_{В.Х.Х.}$  – ток ротора холостого хода, А;  
 $x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.44)$$

Во вторичных омах:

$$Z_{НАГР.Ф} = Z_{НАГР.Ф} \cdot Z_B \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,38 \cdot 2,53 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{13,8} = 5,57 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358. \quad (5.46)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{НАГР.Ф} = 69,02^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{2 \text{ сз}} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.47)$$

$$Z_{2 \text{ сз}} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot 2,53 = 0,8855 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2 \text{ сз}} = \frac{Z_{с.з. II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,8855 \cdot 4000 / 5}{13800 / 100} = 5,13 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Принимаем уставку  $Z_2 = 5,13 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{СМ1} = 0,19 \text{ Ом}$ ,  $Z_{СМ2} = 0,77 \text{ Ом}$ .

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7 с на отключение ШСВ, с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

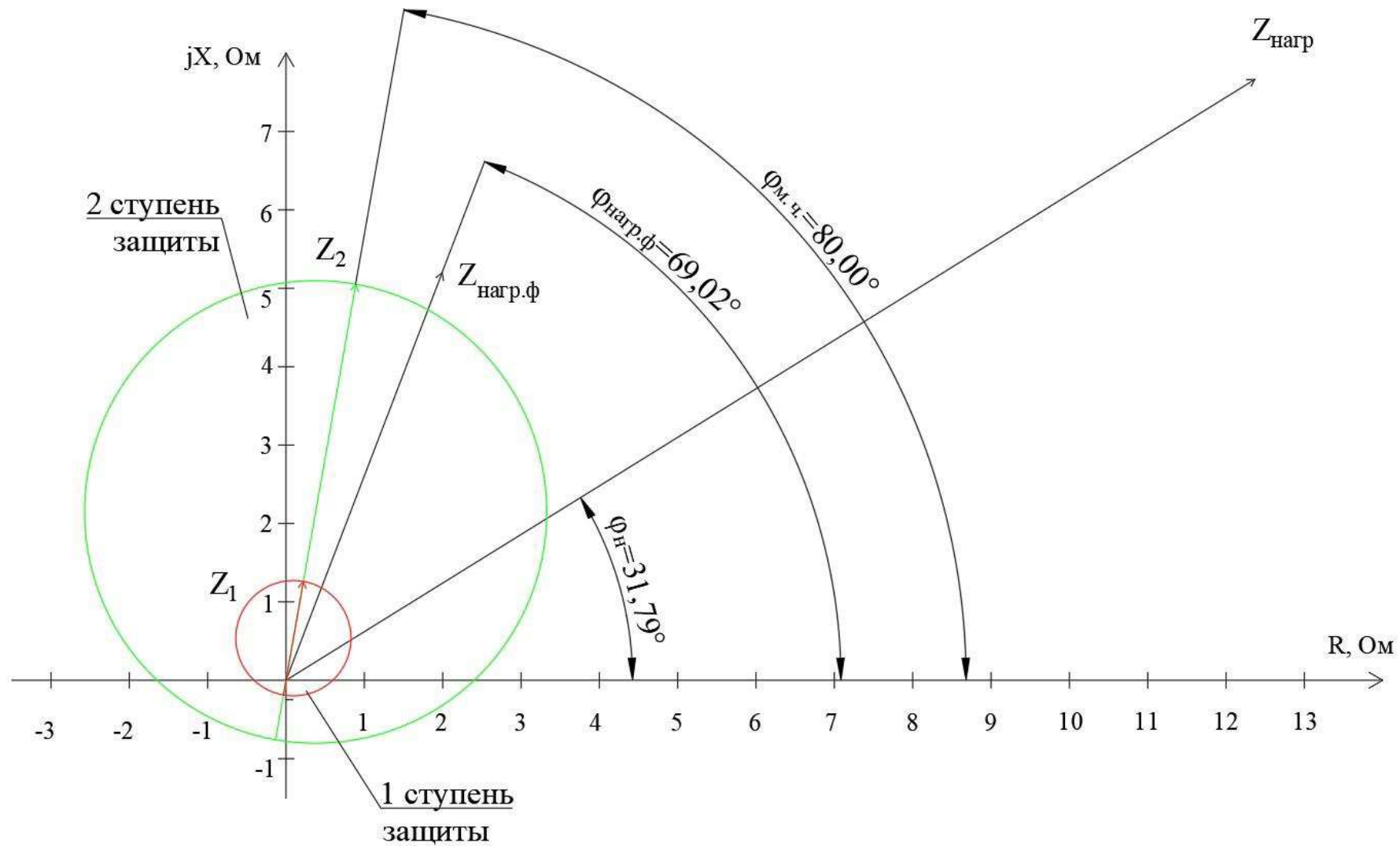


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.4.7 Защита от перегрузок обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.50)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.51)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. (табл. 5.6). Характеристика срабатывания ИО представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.6 – 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	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

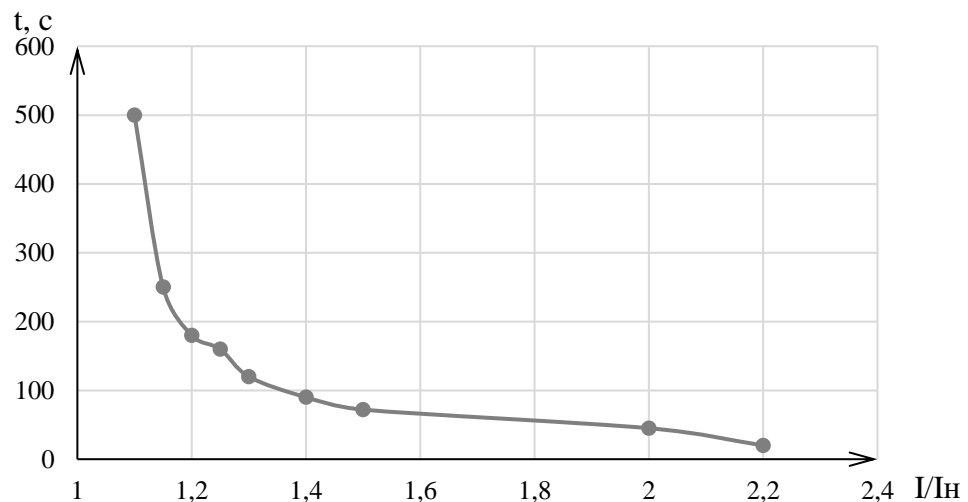


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.52)$$

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

## **5.5 Выбор комплекта защит блока генератор-трансформатор**

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

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

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

## **5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит**

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении В таблицах В.1 и В.2 соответственно.

## 6 Компоновка и сооружения гидроузла

### 6.1 Проектирование водосливной плотины

Для определения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения.

Результаты представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерий	Параметр	Класс
1. Тип грунта основания и высота сооружения	Скальный, 19,55 м	III
2. Мощность	258 МВт (неизолированная)	III
4. Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС	Более 5000	I

При сопоставлении критериев выбирается наивысший класс сооружения. По данным таблицы 6.1 принимаем для проектируемого гидротехнического сооружения I класс.

#### 6.1.1 Определение отметки гребня бетонной плотины.

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

где  $\Delta h_{\text{set}}$  – высота ветрового нагона;  
 $h_{1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;  
 $a$  – конструктивный запас,  $a = 0,8$  м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где  $v = 24$  м/с – расчетная скорость ветра;  
 $K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 2,46 \cdot 10^{-6}, \quad (6.4)$$

где  $L = 2800$  м – длина разгона волны;

$$\alpha_w = 0^\circ;$$

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{125 - 104}{2} = 10,5 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,46 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{24^2 \cdot 2800}{9,81 \cdot 10,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,0385 \text{ м.}$$

Для нахождения  $k_i$  найдём безразмерные величины  $\frac{gL}{v^2}$ ,  $\frac{gt}{v}$ :

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 2800}{24^2} = 47,7. \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8829, \quad (6.7)$$

где  $t$  – период действия ветра, принимается равным  $6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ .

По верхней огибающей кривой графика снимаем величины  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  для полученных значений  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$ , результаты которых представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты, полученные из графика

Параметр	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 47,7$	$\frac{g \cdot t}{v} = 8829$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,3	2,1
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,013	0,028

Принимаем наименьшие значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,013$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,3$  и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,013 \cdot v^2}{g} = \frac{0,013 \cdot 24^2}{9,81} = 0,76 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,3 \cdot v}{g} = \frac{1,3 \cdot 24}{9,81} = 3,18 \text{ с.} \quad (6.9)$$

Найдём среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,18^2}{2 \cdot 3,14} = 15,8 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Проверка на глубоководность:

$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}$ ;  $10,5 \geq 7,9$  условие выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,09 \cdot 0,76 = 1,59 \text{ м,} \quad (6.11)$$

где  $k_i = 2,09$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{v^2}$ .

Превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,0385 + 1,59 + 0,8 = 2,429 \text{ м.} \quad (6.12)$$

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины равна:

$$\nabla \text{ГБП} = 125 + 2,429 = 127,43 \text{ м}$$

Принимаем  $\nabla \text{ГБП} = 127,43 \text{ м.}$

## 6.2 Гидравлические расчеты

### 6.2.1 Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.

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

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}) = 125,00 - 113,43 = 11,57 \text{ м.} \quad (6.13)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}}) = 128,00 - 113,75 = 14,25 \text{ м.} \quad (6.14)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты.

Значение  $H_{\text{мин}}^{\text{турб}}$  определено по режимному полю.

Определим расход через один гидроагрегат при основном  $Q_{\text{осн}}^{\text{га}}$  и поверочном  $Q_{\text{пов}}^{\text{га}}$  расчетном случае, используя формулу мощности:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{258\,000}{4 \cdot 9,81 \cdot (11,57 - 0,195) \cdot 0,912} = 633,7 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.15)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}[\text{кВт}]}{9.81 \cdot (H_{(\text{пов})} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{258\,000}{4 \cdot 9.81 \cdot (14,25 - 0,195) \cdot 0,912} = 512,94 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов -  $m$ , должно быть не более:

$m = (n - 1) = 3$  при числе гидроагрегатов ГЭС до 6 включительно, следовательно:

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 633,7 \cdot 3 = 1901,36 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.17)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 512,94 \cdot 3 = 1538,81 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.18)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = 1525,34 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.19)$$

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = (11,64 + 4,212) \cdot \frac{10^9}{15552000} = 1019,29 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.20)$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 4896 - 1538,81 - 1019,29 = 2337,89 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.21)$$

## 6.2.2 Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла

Задается диаметр водовыпускного отверстия  $D$  от 1 до 5 м.

Принимается  $D = 5,0$  м.

Принимается отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее:

$$\frac{D}{2} + 2 = 2,5 + 2 = 4,5 \text{ м}. \quad (6.22)$$

$$\text{Отм. ЦО} = \text{отм. пола галереи} + \text{высота галереи} + 4,5 = 104,00 + 3,5 + 4,5 = 112,00 \text{ м}. \quad (6.23)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска  $H$ .

$H$  – разность отметок  $(\text{НПУ} + \text{УМО})/2$  и центра водовыпускного отверстия ЦО:

$$H = (125,00 + 122,62)/2 - 112,00 = 11,81 \text{ м}. \quad (6.24)$$



Необходимо определить расход через отверстие:

$$q_{\text{вв}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 19,625 \cdot (2 \cdot 9,81 \cdot 11,81)^{0,5} = 238,99 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.25)$$

где  $\mu$  - коэффициент расхода 0,8;

$\omega$  - площадь водовыпускного отверстия диаметром 5,0 м:

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2,52 = 19,625 \text{ м}^2. \quad (6.26)$$

Далее нужно определить количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода  $Q_{\text{ср}} = Q_{\text{с}}$

$$n = \frac{Q_{\text{ср}}}{q_{\text{вв}}} = \frac{1019,29}{238,99} = 4,26. \quad (6.27)$$

Принимается 5 отверстия диаметром 5 м.

### 6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяется удельный расход на рисберме

$$q_{\text{р}} = [vh]h_{\text{нб}}, \quad (6.28)$$

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

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки.

Принимаем  $[v_h] = 5 \text{ м/с}$ .

$$\text{Глубина в нижнем бьефе } 113,43 - 104 = 9,43 \text{ м}. \quad (6.29)$$

$$q_{\text{р}} = 5 \cdot 9,43 = 47,15 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.30)$$

Определяем удельный расход на водосливе

$$q_{\text{в}} = 1,25q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 47,15 = 58,94 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.31)$$

Ширина водосливного фронта  $B = \Sigma b$ ,

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1525,34}{58,94} = 25,88 \text{ м}. \quad (6.32)$$

Принимаем 2 пролетов шириной  $b = 14 \text{ м}$ .

Расчетная ширина водосливного фронта  $B$  равна  $2 \cdot 14 = 28 \text{ м}$ .

## 6.2.4 Определение напора на водосливе

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

$$H_{01\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1525,34}{0,49 \cdot 14 \cdot 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,57 \text{ м}, \quad (6.33)$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1525,34}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 14 \cdot 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,01 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где  $\sigma$  – коэффициент подтопления (в проекте  $\sigma = 1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[ \frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b} = 1 - 0,2 \left[ \frac{0,7 + (13-1)0,45}{2} \right] \frac{8,57}{14} = 0,93. \quad (6.35)$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}. \quad (6.36)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\text{НПУ}-\text{Дно})(B+(n-1)\delta_B)} = \frac{1525,34}{(125,00-104,00)(28+(2-1) \cdot 3)} = 2,51 \text{ м/с}, \quad (6.37)$$

где  $\delta_B$  – толщина быка.

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

$$H = 9,01 - 1,1 \cdot \frac{2,51^2}{2 \cdot 9,81} = 8,65 \text{ м}.$$

## 6.2.5 Определение отметки гребня водослива

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

$$H = 8,65 \text{ м } H_{\text{ст}} = 9 \text{ м}$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 125,00 - 9 = 116,00 \text{ м.} \quad (6.38)$$

### 6.2.6 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2337,89}{0,49 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,39 \text{ м.} \quad (6.39)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2337,89}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,96 \text{ м.} \quad (6.40)$$

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

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_{\text{Б}})} = \frac{13932}{(128,00 - 104,00)(28 + (2-1) \cdot 3)} = 3,14 \text{ м/с.} \quad (6.41)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g} = 11,96 - \frac{1,1 \cdot 3,14^2}{2 \cdot 9,81} = 11,41 \text{ м.} \quad (6.42)$$

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

$$\nabla_{\text{ФПУ}_p} = \nabla_{\text{ГВ}} + H_{\text{пов}} = 116,00 + 11,41 = 127,41. \quad (6.43)$$

Принимаем отметку ФПУ 128,00 м.

### 6.3 Построение профиля водосливной грани

Координаты для построения водослива по данным Кригера-Офицера представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Координаты для построения оголовков безвакуумного водослива с оголовком профиля А для напора  $H = 1$  (по данным Кригера-Офицера)

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,134	8,1	1,782	18	11,115	27,9	27,117
0,9	0,324	9	2,304	18,9	12,321	28,8	28,863

Окончание таблицы 6.3

x	y	x	y	x	y	x	y
1,8	0,063	9,9	2,889	19,8	13,572	29,7	30,645
2,7	0	10,8	3,546	20,7	14,877	30,6	32,481
3,6	0,054	11,7	4,275	21,6	16,146	31,5	34,362
4,5	0,243	12,6	5,076	22,5	17,64	32,4	36,279
5,4	0,54	13,5	5,949	23,4	19,098	33,3	38,241
6,3	0,9	14,4	6,876	24,3	20,601	34,2	40,239
7,2	1,314	15,3	7,857	25,2	22,158	35,1	42,282
16,2	8,883	26,1	23,76				
17,1	9,972	27	25,416				

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

$$H = 9 \text{ м, } p_v = 12 \text{ м, } R = 12 \text{ м}$$

Схема профиля водосливной грани представлена на рисунке 6.1.

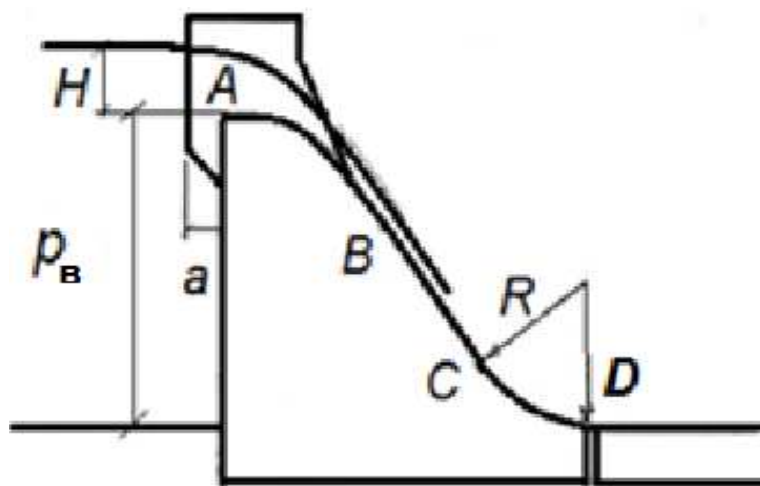


Рисунок 6.1 – Схема профиля водосливной грани

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя АВ и нижняя CD кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Для высоких плотин эта касательная образует прямолинейный участок водосливной грани В-С.

Профиль плотины, построенный по данным таблицы 6.3. представлен на рисунке 6.2.

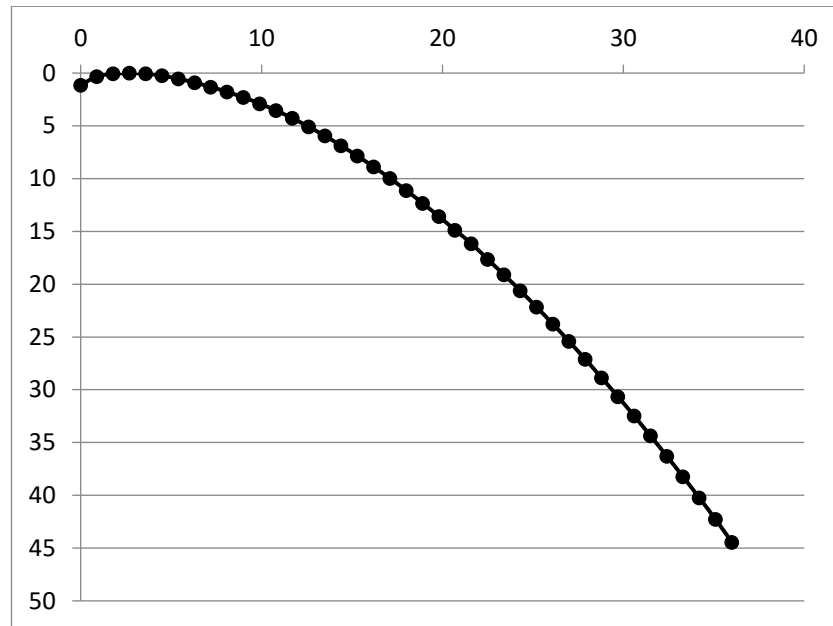


Рисунок 6.2 – Профиль водосливной грани.

### 6.3.1 Определение отметки гребня плотины

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 116,00 + 1,6 \cdot 9 = 130,40 \text{ м.} \quad (6.44)$$

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

В данном случае это отметка верха быка:  $\nabla_{\text{ГБ}} = 130,40 \text{ м.}$

### 6.3.2 Расчёт сопряжения потока в НБ

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}, \quad (6.45)$$

$$T_0 = 125,00 - 104,00 = 21 \text{ м.}$$

В курсовом проекте вычисляют критическую глубину потока с учетом всех водопропускных отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_{\text{б}})^2 g}}, \quad (6.46)$$

где  $\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;

$\delta_{\text{б}} = n - 1 = 2 - 1 = 1$  – количество промежуточных бычков.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1525,34^2}{(28+3)^2 \cdot 9,81}} = 6,47 \text{ м.}$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{21}{6,47} = 3,24. \quad (6.47)$$

Определяем значение коэффициента скорости  $\varphi$  в зависимости от длины сливной.

Принимаем для плотины высотой меньше 40 м - большую длину сливной грани:  $\varphi = 0,95$ .

Сопряжённые глубины можно определить и другим способом, используя следующие формулы:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(c_B + H_0 - h'_c)}}. \quad (6.48)$$

В первом приближении значение  $h'_c$  в знаменателе принимают равным нулю:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{49,2}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (21 - 0)}} = 2,55 \text{ м,} \quad (6.49)$$

где  $q_c$  – удельный расход в сжатом сечении:

$$q_c = \frac{Q_{расч}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{1525,34}{28 + (2-1) \cdot 3} = 49,2 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м.} \quad (6.50)$$

Во втором приближении в знаменателе подставляют найденное значение  $h'_c$ :

$$h'_c = \frac{49,2}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (21 - 2,55)}} = 2,72 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Рассчитывают  $h''_c$ :

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right] = \frac{2,72}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{6,47}{2,72} \right)^3} - 1 \right] = 12,82 \text{ м.} \quad (6.52)$$

$h''_c = 12,82 \text{ м} > h_{НБ} = 9,43 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотинной не допускается.

Толщина водобойной плиты определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 18,07 \cdot \sqrt{2,72} = 4,47 \text{ м,} \quad (6.53)$$

$$\text{где } v_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + \delta_B \cdot (n-1))} = \frac{1525,34}{2,72(28+3(2-1))} = 18,07 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.54)$$

Принимаем толщину плиты водобоя 4,5 м;  
 Отметка подошвы = 104 - 4,5 = 99,50;  
 Длина водобоя при наличии в нем гасителей:

$$l_B = 0,85 \cdot l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 54,12 = 43,29 \text{ м}, \quad (6.55)$$

$$\text{где } l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,82 - 2,72) = 54,12 \text{ м}. \quad (6.56)$$

### 6.3.3 Расчет водобойной стенки.

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 12,82 - 9,34 = 4,76 \text{ м}, \quad (6.57)$$

$$\text{где } H_{\text{ст}} = \left( \frac{q_c}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma \cdot h''_c)} = \left( \frac{49,2}{0,35 \cdot 4,43} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 49,2^2}{2 \cdot 9,81(1,1 \cdot 12,82)} = 9,34 \text{ м}. \quad (6.58)$$

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 4,76 + 9,34 = 14,1 \text{ м}. \quad (6.59)$$

Сопряжение глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(C_B + H_0 - h'_c)}}. \quad (6.60)$$

В первом приближении значение  $h'_c$  в знаменателе принимают равным нулю.

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{49,2}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (14,1 - 0)}} = 3,11 \text{ м}. \quad (6.61)$$

Во втором приближении подставляют найденное значение  $h'_c$ :

$$h'_c = \frac{49,2}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (14,1 - 3,11)}} = 3,53 \text{ м}. \quad (6.62)$$

Рассчитывают  $h''_c$ :

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right] = \frac{3,53}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{6,47}{3,53} \right)^3} - 1 \right] = 10,76 \text{ м}. \quad (6.63)$$

$h_c'' = 10,76 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 9,43 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Прыжок за водобойной стенкой не затоплен, следовательно, за стенкой требуется гаситель энергии.

### 6.3.4 Расчет комбинированного водобойного колодца.

Принимаем глубину комбинированного колодца  $d_1 = 3,82 \text{ м}$ , а высоту стенки определяем по формуле:

$$h_{\text{ст}} = d_{\text{кол}} - d_1 = 4,81 - 3,82 = 0,99 \text{ м.} \quad (6.64)$$

Определяем форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной  $T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}}$ .

Для дальнейших расчетов необходимо определить сопряженные глубины за водосливом при новом значении:

$$h_c' = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h_c')}} = \frac{49,2}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81(24,82 - 0)}} = 2,34 \text{ м.} \quad (6.65)$$

$$h_c' = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h_c')}} = \frac{49,2}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81(24,82 - 2,34)}} = 2,47 \text{ м.} \quad (6.66)$$

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \left[ \sqrt{1 + 8(h_{\text{кр}}/h_c')^3} - 1 \right] = \frac{2,47}{2} \left[ \sqrt{1 + 8(6,47/2,47)^3} - 1 \right] = 13,65 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Напор на стенке комбинированного водобойного колодца рассчитывают по формуле:

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{q_c}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left( \frac{49,2}{0,35 \cdot 4,43} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 49,2^2}{2 \cdot 9,81(1,1 \cdot 13,65)^2} = 9,42 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Полная удельная энергия перед стенкой составляет:

$$T_0 = 0,99 + 9,42 = 10,41 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Рассчитывают сопряженные глубины за стенкой комбинированного водобойного колодца.

В первом приближении, принимая значение  $h_c'$  в знаменателе равным нулю:

$$h_c' = \frac{49,2}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81(10,41 - 0)}} = 3,62 \text{ м.} \quad (6.70)$$



Во втором приближении подставляют найденное значение  $h'_c$ :

$$h'_c = \frac{49,2}{0,95\sqrt{2 \cdot 9,81(10,41 - 3,62)}} = 4,48 \text{ м.} \quad (6.71)$$

В связи с тем, что разница в двух значениях  $h'_c$  значительная, выполняют третье приближение:

$$h'_c = \frac{49,2}{0,95\sqrt{2 \cdot 9,81(10,41 - 4,48)}} = 4,8 \text{ м.} \quad (6.72)$$

Относительная разница между значениями  $h'_c$  во втором и третьем приближении составляет  $(4,48 - 4,8)/4,48 = 0,07$ , т.е. менее 5%.

Рассчитывают  $h''_c$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right] = \frac{4,8}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{6,47}{4,8} \right)^3} - 1 \right] = 8,5 \text{ м.} \quad (6.73)$$

$h''_c = 8,5 \text{ м} < h_{НБ} = 9,4 \text{ м}$  – в НБ затопленный прыжок.

Анализируя полученные результаты, можно отметить, что в рассмотренном примере наиболее экономичным является вариант с комбинированным водобойным колодцем глубиной 3,82 м и водобойной стенкой высотой 0,99 м. Отметка пола водобоя 100,18.

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, что показано на рисунке 6.3.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

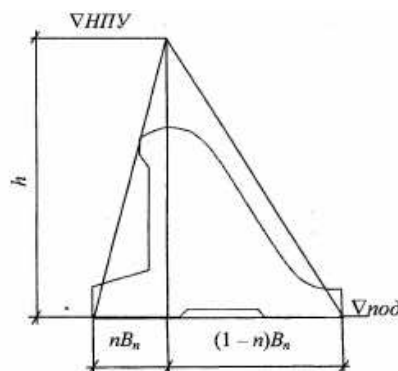


Рисунок 6.3 – Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_{\text{п}} = 0,7 * h_{\text{пл}}. \quad (6.74)$$

Высота плотины  $h$  равна:

$$h_{\text{пл}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 125 - 99,55 = 25,45 \text{ м}. \quad (6.75)$$

$$B_{\text{п}} = 0,7 * h_{\text{пл}} = 0,7 * 25,45 = 17,85 \text{ м}. \quad (6.76)$$

Принимаем  $B_{\text{п}} = 20\text{м}$ .

#### 6.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине, а также с разрезкой на блоки бетонирования.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}} = 14 + 3 = 17 \text{ м}, \quad (6.77)$$

где  $b$  – ширина пролета водосливной плотины;  
 $\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-усадочных швов принимаем равной 5 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

### 6.4.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия.

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов, под защитой которых выполняются ремонтные работы (рисунок 6.4).

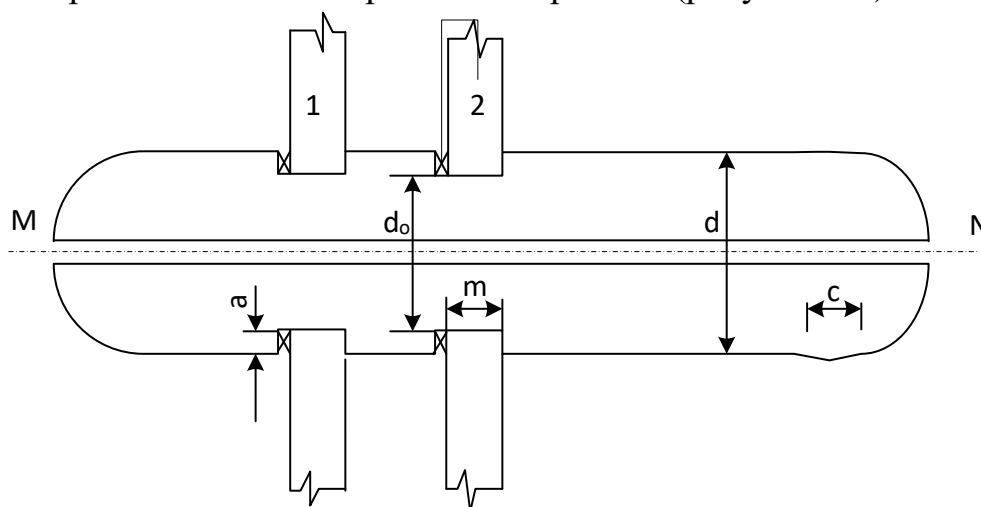


Рисунок 6.4 - Схема разрезного быка в плане

Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верховой стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стоек.

Толщина быка 3 м.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,7х2,0 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5х1,0 м.

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

### 6.4.4 Раздельный устой.

На Мотыгинской предусмотрены три устоя.

Первый раздельный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС. Конструктивно длина устоя принимается 160 м, ширина 2 м. Второй и третий раздельные устои отделяют водослив и здание ГЭС от глухой грунтовой плотины.

#### 6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем  $a_{др} = 2$  м.

При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр.г}}, \quad (6.78)$$

где  $H_d = 21$  м – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,15$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$I_{кр.г} = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

$$2 \geq \frac{21 \cdot 1,15}{25}.$$

$$2 \geq 0,96.$$

Принимаем  $a_{др} = 2$  м.

#### 6.4.6 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 6 м. Безопасное расстояние между козловым краном и пешеходной дорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Автодорога 4 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 14 м.

#### 6.4.7 Галереи и дренаж в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 7 м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники  $2 \times 2,5$  м. Габариты для смотровых галерей принимаем  $2 \times 2,5$ . На отметках 104,00 и 112,50.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

#### 6.4.8 Расчет цементационной завесы

На скальном основании как правило устраиваются только вертикальные дренажные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{\text{п}} = (0,10 \div 0,25) \cdot 20 = 2 \div 5 \text{ м}, \quad (6.79)$$

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

Принимается  $l_3 = 2 \text{ м}$ .

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_{\text{max}} = 0,6 \cdot 19,6 = 11,76 \text{ м}, \quad (6.80)$$

где  $H_{\text{max}}$  – максимальный напор над расчетным сечением.

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}}, \quad (6.81)$$

где  $\Delta H$  – потери напора на цементационной завесе;

$J_{\text{cr.m}}$  – критический градиент напора для бетонной плотины ( $J_{\text{cr.m}} = 15$ ).

$$\Delta H = H_{\text{max}} - 0,4 \cdot H_{\text{max}}. \quad (6.82)$$

$$\Delta H = 19,6 - 0,4 \cdot 19,6 = 11,76 \text{ м}.$$

$$\delta_3 \geq \frac{11,76 \cdot 1,15}{15}$$

$$\delta_3 \geq 0,9 \text{ м}, \quad \text{принимается } 1 \text{ м}.$$

Глубина дренажных скважин равна:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 11,76 = 7,1 \text{ м}. \quad (6.83)$$

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

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 4 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при  $\nabla$ НПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе.

Нагрузки собирают на одну секцию, а при сплошном поперечном сечении плотины нагрузки собирают на 1 п. м. длины сооружения.

### 6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{\text{пл}} = 245 \text{ м}^2$ ,  $S_{\text{б}} = 445 \text{ м}^2$ . Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{245 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 3} = 4750 \text{ кН/м}, \quad (6.84)$$

где  $b$  – ширина пролета;

$\gamma_{\text{б}}$  – удельный вес бетона;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{445 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 3} = 1849 \text{ кН/м}, \quad (6.85)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_{\text{з}} \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 175^{1,5} \cdot 9,81 = 1249 \text{ кН}, \quad (6.86)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (128 - 116 + 0,5) \cdot 14 = 175 \text{ м}^2, \quad (6.87)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_{\text{з}} = \frac{Q_{\text{з}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1249}{14 + 3} = 73 \text{ кН}. \quad (6.88)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$T_{ВБ} = \frac{\gamma_{В} \cdot H_{В}^2 \cdot g}{2} = \frac{1000 \cdot 25,5^2 \cdot 9,81}{2} = 3189,48 \text{ кН}, \quad (6.89)$$

где  $H_{В}$  – высота плотины:

$$H_{В} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 125 - 99,5 = 25,5 \text{ м}, \quad (6.90)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{НБ} = \frac{\gamma_{В} \cdot H_{Н}^2 \cdot g}{2} = \frac{1000 \cdot 5,9^2 \cdot 9,81}{2} = 170,74 \text{ кН}, \quad (6.91)$$

где  $H_{Н}$  – определяется по формуле:

$$H_{Н} = \nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{под} = 105,4 - 99,5 = 5,9 \text{ м}. \quad (6.92)$$

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{вз} = H_{Н} \cdot B_{под} \cdot \gamma_{В} = 5,9 \cdot 20 \cdot 10 = 1180 \text{ кН}, \quad (6.93)$$

где  $H_{Н}$  – определяется по формуле;  
 $B_{под}$  – ширина подошвы.

### 6.5.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 125 - 105,4 = 19,6 \text{ м}. \quad (6.94)$$

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 19,6 = 7,84 \text{ м}. \quad (6.95)$$

$$H_{др} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 19,6 = 3,92 \text{ м}. \quad (6.96)$$

$$W_{\phi} = S_{эп} \cdot \gamma_{В} = 208 \cdot 10 = 2080 \text{ кН}. \quad (6.97)$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.5

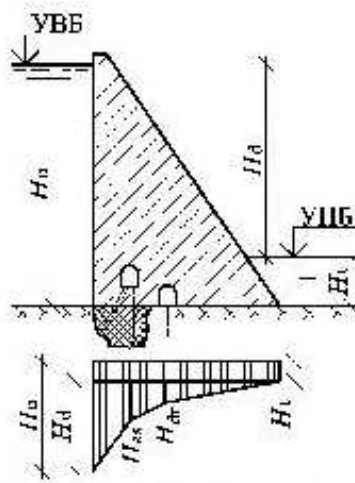


Рисунок 6.5 – Эпюры фильтрационного давления

### 6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_n}{2} \right), \quad (6.98)$$

где  $\gamma_n$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_n$  – толщина слоя наносов,  $h_n = 2$  м;

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

$$p_n = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \text{ кН/м}^2. \quad (6.99)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = \frac{p_n \cdot h_n}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН}. \quad (6.100)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (6.101)$$

$$p_1 = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = -99 \text{ кН/м}^2.$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной  $h_{гр}$ , где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$p_2 = (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (6.102)$$



$$p_2 = (10 \cdot 2 + 16,9 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = -90 \text{ кН/м}^2,$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  вычисляется по формуле:

$$\gamma_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_{\text{в}} = 26 - (1 - 0,09) \cdot 10 = 16,9 \text{ кН/м}^3, \quad (6.103)$$

где  $n$  – пористость сухого грунта,  $n = 0,09$ ;

$c$  – сцепление грунта, равное 100 кПа.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-99 - 90}{2} = -94 \text{ кН}. \quad (6.104)$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

### 6.5.6 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (6.105)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,59 \cdot \left( \frac{15,8}{\pi} + \frac{0,5}{2} \right) = 42 \text{ кН/м},$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности,  $h_{1\%} = 1,59$  м;

$\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_d = 15,8$  м.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 1,59^2}{15,8} = 0,5 \text{ м}. \quad (6.106)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{15,8}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,59 = 1,92 \text{ м}. \quad (6.107)$$

## 6.6 Расчет прочности плотины

### 6.6.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Для удобства расчетов составляется таблица 6.4., в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВБ}$	1	→	3189,48	3251	8,5	27635,6
$T_{НБ}$	1	←	170,74	174,1	-2	-348,1
$G_{пл}$	0,95	↓	4750	4600	-2,8	-12880,7
$G_б$	0,95	↓	1849	1790,5	-6,5	-11638,1
$W_{вз}$	1	↑	1180	1180	0	0,0
$W_ф$	1	↑	2080	2080	2,05	4264,0
$E_н$	1,2	→	9,8	11,8	5,17	60,8
$W_{волн}$	1	→	42,0	42,0	23,38	982,0
$q_з$	0,9	↓	73	66,1	-6,8	-449,7

$$\sum M = 7573 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

$$\sum N = G_{пл} + G_б + q_з - W_{вз} - W_ф. \quad (6.108)$$

$$\sum N = 3075 \text{ кН.}$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{п}} + \frac{6\sum M}{B_{п}^2} = -\frac{3075}{20} + \frac{6 \cdot 7573}{20^2} = -40,2 \text{ кПа}, \quad (6.109)$$

где  $\sum M$  – сумма моментов, действующих на подошву;

$B_{п}$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -40,2 \cdot 0^2 - 10 \cdot 25,5 \cdot (1 - 0^2) = \\ &= -255 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.110)$$

где  $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^u$  – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;  
 $\gamma_w$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 25,5 - 40,2) \cdot 0 = 0 \text{ кПа.} \quad (6.111)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -40,2 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 25,5 \cdot 0^2 = -40,2 \text{ кПа.} \quad (6.112)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 25,5 = -255 \text{ кПа.} \quad (6.113)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{3075}{20} - \frac{6 \cdot 7573}{20^2} = -267,4 \text{ кПа,} \quad (6.114)$$

где  $\sum M$  – сумма моментов, действующих на подошву;  
 $B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины;  
 $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину.  
 Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2), \quad (6.115)$$

где  $m_t$  – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;  
 $H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;  
 $\gamma_w$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.

$$\sigma_x^t = -267,4 \cdot 0,84^2 - 10 \cdot 5,90 \cdot (1 - 0,84^2) = -206 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 5,9 + (-267,4)) \cdot 0,84 = 175 \text{ кПа.} \quad (6.116)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -267,4 \cdot (1 + 0,84^2) + 10 \cdot 5,9 \cdot 0,84^2 = -414 \text{ кПа.} \quad (6.117)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 5,9 = -59 \text{ кПа.} \quad (6.118)$$

Кривые напряжений представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5. - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-40,2	-267,4
$\sigma_x$	-255,0	-206,0
$\tau_{xy}$	0	175,0
$\sigma_1$	-40,2	-59,0
$\sigma_3$	-255,0	-414,0

### 6.6.2 Критерии прочности плотины

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.119)$$

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

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}|}{\gamma_c} = \frac{1,25 \cdot 0,9 \cdot 414}{1} = 466,2 \text{ кН/м}^2. \quad (6.120)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$466,2 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2.$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ , который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0.$$

В данной работе  $\sigma_y^u = -40,2 \text{ кПа}$ , следовательно, условие выполняется.

### 6.6.3 Критерии устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.121)$$

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

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

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R = (G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3) \cdot tg\varphi + \gamma'_c + c \cdot B_{пл} = (1849 + 4752 - 1180 - 2080 + 66,1) \cdot 0,7 + 0,7 + 100 \cdot 20 = 4153 \text{ кН/м}^2, \quad (6.122)$$

где  $tg\varphi$  – тангенс угла внутреннего трения 0,7;

$c$  – сцепление для грунта, 100 кН/м<sup>2</sup>;

$B_{пл}$  – ширина подошвы плотины 20 м.

Сдвигающая сила:

$$F = T_{вб} - T_{нб} + W_{волн} + E_H = 3189,48 - 170,74 + 42 + 11,8 = 3072 \text{ кН/м}^2. \quad (6.123)$$

$$\frac{4153 \cdot 0,95}{3072 \cdot 1} \geq 1,25 \quad (6.124)$$

1,28 > 1,25, поэтому условие выполняется.

## **7 Охрана труда и противопожарная безопасность и мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Мотыгинского ГУ.**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.**

Мотыгинская ГЭС согласно проекту, относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

В соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 29.07.2018) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

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

Вся ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Мотыгинской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля.

### **7.2 Требования по охране труда и техники безопасности.**

Охрана труда – это система или комплекс мероприятий, направленных на защиту здоровья работника в процессе его трудовой деятельности. Основные мероприятия охраны труда можно разделить на шесть групп:

- 1) правовые;
- 2) социально-экономические;
- 3) организационные;
- 4) технические;
- 5) санитарно-гигиенические;

б) профилактические.

Таким образом, охрана труда включает в себя комплекс мероприятий, направленных на создание безопасных условий занятости для сотрудников и предприятия в целом.

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

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться должностными инструкциями.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электробезопасности, пожарной безопасности, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Мотыгинской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- 1) оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, в порядке текущей эксплуатации;
- 2) допуск к работе;
- 3) надзор во время работы;
- 4) оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Мотыгинской ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

### 7.3 Пожарная безопасность.

Система обеспечения пожарной безопасности - совокупность сил и средств, а также мер правового, организационного, экономического, социального и научно-технического характера, направленных на профилактику пожаров, их тушение и проведение аварийно-спасательных работ.

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

Для обеспечения противопожарного режима на предприятии необходимо выполнить следующие организационные мероприятия:

1) Во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны.

2) Правила применения на территории предприятий открытого огня, проезда транспорта, допустимость курения и проведения временных пожароопасных работ устанавливаются общеобъектовыми инструкциями о мерах пожарной безопасности.

3) На каждом предприятии приказом (инструкцией) должен быть установлен соответствующий их пожарной опасности противопожарный режим, в том числе:

- определены и оборудованы места для курения;
- определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях сырья, полуфабрикатов и готовой продукции;
- установлен порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня;
- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ; порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы; действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

4) В зданиях и сооружениях (кроме жилых домов), при одновременном нахождении на этаже более 10 человек должны быть разработаны и на видных местах вывешены планы (схемы) эвакуации людей в случае пожара, а также предусмотрена система (установка) оповещения людей о пожаре.

5) Руководитель (предприниматель) объекта с массовым пребыванием людей (50 человек и более) в дополнение к схематическому плану эвакуации людей при пожаре обязан разработать инструкцию, определяющую действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации людей, по которой не реже одного раза в полугодие должны проводиться практические тренировки всех задействованных для эвакуации работников.



Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на ГЭС, будут предусматриваться специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

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.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Подготовка работников включает в себя:

- 1) Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- 2) Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- 3) Проведение противопожарных тренировок;
- 4) Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- 5) Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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 помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. При монтаже трансформатора под ним сооружается маслоприемная бетонированная яма, в которую спускают горящее масло.

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

Таким образом, для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Мотыгинской ГЭС будет предусмотрена система автоматического пожаротушения.

#### **7.4 Общие сведения о районе строительства**

Ангара— река в Восточной Сибири, правый и крупнейший приток Енисея, единственная река, вытекающая из озера Байкал. Протекает по территории Иркутской области и Красноярского края России. Длина — 1779 км, площадь водосборного бассейна — 1 039 000 км<sup>2</sup> (в том числе площадь бассейна Байкала — 571 000 км<sup>2</sup>). Годовой сток реки составляет 142,47 км<sup>3</sup>, что делает её второй по водности рекой-притоком в России — в этом отношении она уступает только Алдану (приток Лены).

Расход воды в истоке Ангары составляет 1855 м<sup>3</sup>/с, в Падуне (Братск) — 2814 (до 14 200), в Богучанах — 3515 м<sup>3</sup>/с, в устье 4530 м<sup>3</sup>/с или около 143 км<sup>3</sup> в год. За 46 лет наблюдений на гидропосту «Татарка» вблизи устья минимальное значение среднегодового расхода воды составило 3767 м<sup>3</sup>/с в 1964 году, максимальное в 1995 году — 5521 м<sup>3</sup>/с. Наибольший среднемесячный расход наблюдался в мае 1966 года и составлял 12 600 м<sup>3</sup>/с. Основной сток зарегулирован гидроузлами на реке, водохранилища которых осуществляют сезонное и многолетнее регулирование.

Река богата рыбой (щука, хариус, сорога, лещ, таймень, байкальский омуль, пелядь, язь). До строительства ГЭС безопасное судоходство по реке было невозможно из-за порогов, что являлось серьёзным препятствием в освоении региона. Проход судов был возможен в нижнем течении от Енисея до Богучанских порогов, а в верхнем течении от Байкала до Падунских порогов. На реке также осуществлялся плотовый сплав леса.

Мотыгинский район приравнен к районам крайнего севера. Климат резко континентальный, средняя месячная температура января составляет –22,9 °С и +18,3 °С — в июле. Территория района располагается в пределах Средне-Сибирского плоскогорья, рельеф неоднороден, с многочисленными долинами рек и ручьями. Почти вся территория района, а это 90 %, покрыта таежными лесами, богатыми уникальной ангарской сосной и лиственницей.

В течение года суммы осадков распределяются очень неравномерно. В теплый период года (с апреля по октябрь) выпадает 70-80% осадков, а в холодный (с ноября по март) –20-30%.

В годовом ходе на всей территории района минимальное количество осадков характерно для февраля – марта (10-20 мм в месяц), а максимальное – для июля – августа (55-65 мм в месяц).

Месячные суммы осадков в отдельные годы колеблются довольно в широких пределах, особенно в теплый период. Так, в июле при среднем значении 55 мм 1 раз в 10 лет может выпасть и 20, и 100 мм.

Необходимо отметить, что в последние десятилетия на рассматриваемой территории наблюдается значительное уменьшение количества осадков. В теплый период года это уменьшение особенно заметно. На рассматриваемой территории оно достигает 10-20%.

### **7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Мотыгинского гидроузла (ГУ) выполняются следующие виды работ:

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

В период строительства 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;
- переселение населения из зоны затопления.

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 Ангары в нижнем бьефе Мотыгинского ГУ;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

## **7.6 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

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

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

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

4) Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля;

2. Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

## **7.7 Отходы, образующиеся при строительстве**

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

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

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

где N – объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (225002 м<sup>3</sup>);

q – удельный норматив образования, % (q = 1,8%);

ρ – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> (ρ = 2,5 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{225002 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 10125 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т,} \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (1012,5 т);

q – удельный норматив образования, % (q = 1,0%);

ρ – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> (ρ = 2,0 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1012,5 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 20,25 \text{ т.}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 10125 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 20,25 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.

## **7.8. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Мотыгинского 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 и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и 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.

Согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Ангара от сбросов Мотыгинской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения в пределах промплощадок объектов Мотыгинской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 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 Технико-экономические показатели

### 8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1. – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	129	258	258	258
Число часов использования установленной мощности	Часы	3921	3921	3921	3921
Выработка электроэнергии	МВт·ч	505809	1011618	1011618	1011618
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	5058	10166	10116	10116
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	500750	1001501	1001501	1001501
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 143	1175	1 206	1 235
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	47,7	98,06	100,65	103,07
НДС к выручке	млн.руб	7,95	16,34	16,78	17,18

Полученные данные показывают, что в первые годы работы наблюдается рост выручки от реализации электроэнергии. Это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.



## 8.1.2 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.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

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 и 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 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	65,84
Прочие	274,0	70,69
Итого по ГЭС		136,53

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	1-5	6-15	16-25	Более 25
Величина, %	0,06	0,09	0,14	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38.руб/Мвт	34,928
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт·ч	2,445
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/Мвт·ч	0,709
Итого		38,082

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	757,33	1462,01	1804,75	1804,75	1804,75
Расходы на страхование, млн.руб.	244,25	514,34	697,95	697,95	697,95
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	1365,34	1365,34	1365,34	1365,34	1365,34
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	179,46	560,61	748,67	729,18	709,68
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	380,82	380,82	380,82	380,82	380,82
Налог на воду, млн.руб.	98,08	107	107	107	107
Итого, млн.руб.	3025,28	4390,11	5104,52	5085,03	5065,54

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

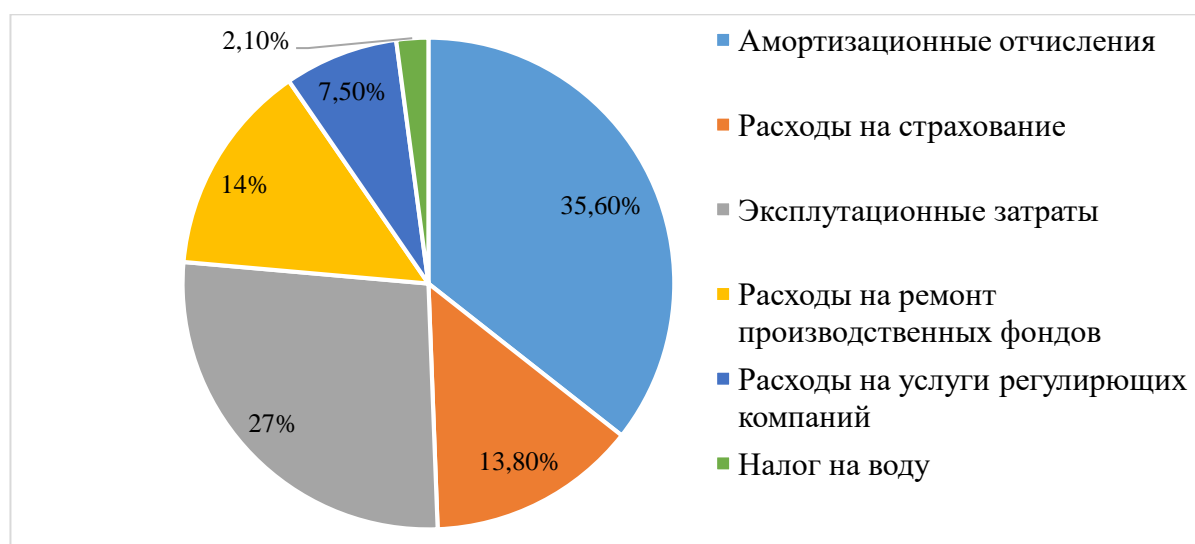


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из таблицы 8.5 и рисунка 8.1 видно, что основная часть затрат по гидроузлу приходится на амортизационные отчисления (35,6%) и эксплуатационные затраты (27%).

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	407,68	418,79	430,52	441,95	453,7
НДС, млн.руб.	384,45	494,22	505,15	515,79	526,74
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
Налог на имущество, млн.руб.	149,53	145,56	141,59	137,62	133,65
Итого, млн.руб.	1013,5	1060,5	1066,4	1073,0	1079,9

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль и НДС.

### 8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	2254,03	2313,08	2368,37	2424,13	2475,37
Текущие расходы, млн.руб.	302,53	439,01	510,45	508,5	506,55

Окончание таблицы 8.7

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	1951,5	1874,07	1857,92	1915,63	1968,82
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	390,3	374,81	371,58	383,13	393,76
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1561,2	1499,25	1486,33	1532,5	1575,06
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации представлено на рисунке 8.2.

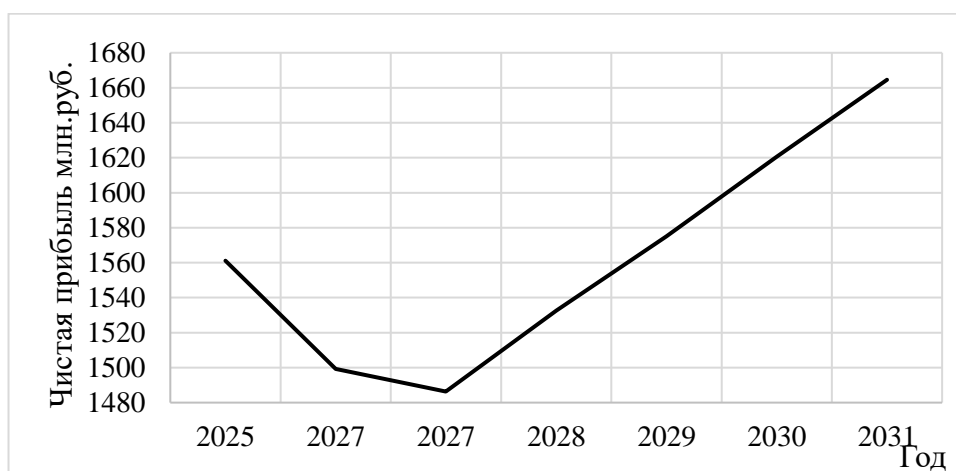


Рисунок 8.2 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации, млн. руб.

Из рисунка 8.2 видно, что, начиная с 2027 года, каждый год идет стабильное увеличение чистой прибыли.

### 8.3 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 8.3.

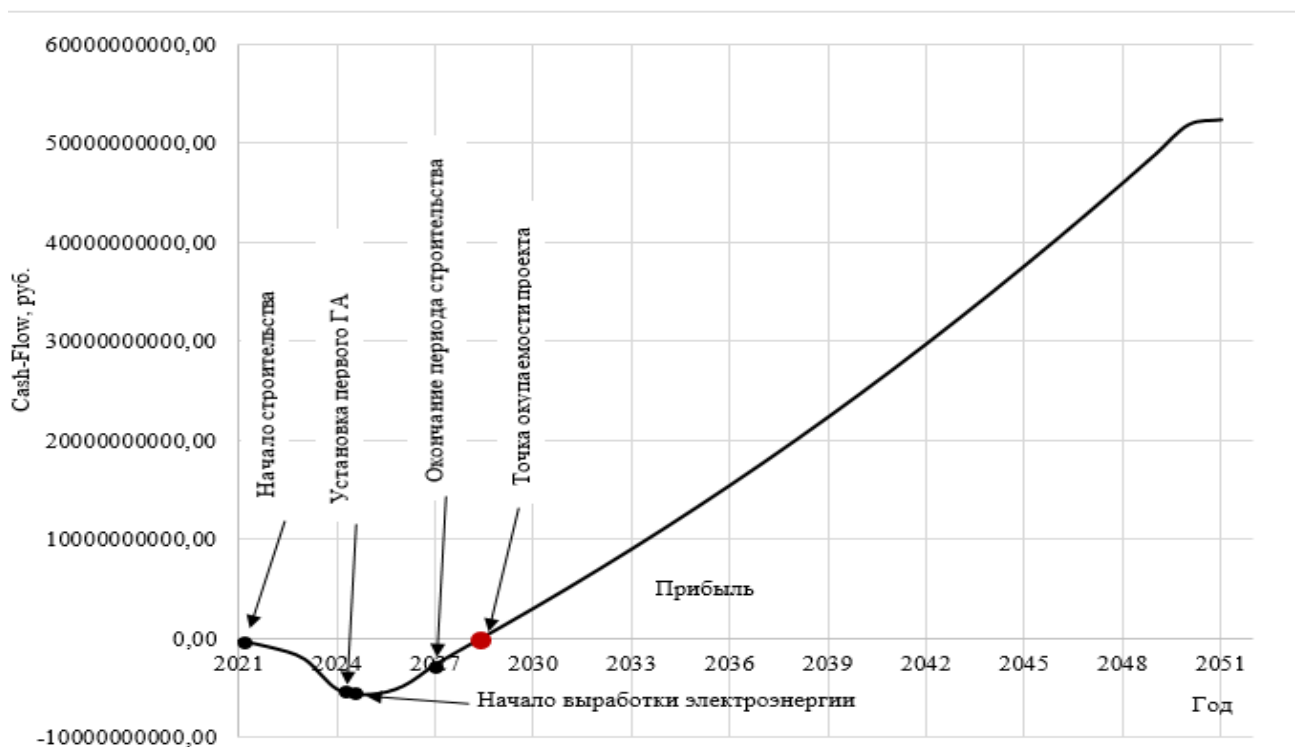


Рисунок 8.3 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из рисунка 8.3 видно, что в первые годы проект приносит убытки, связано это со строительными работами и приобретением оборудования. В конце 2024 года начинается выработка электроэнергии, график начинает расти вверх. С 2028 года доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

## 8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно ЕСУ.

### 8.4.1 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 предТЭО 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 ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «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 Мотыгинской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

#### 8.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8. – Показатели эффективности реализации проекта «Мотыгинской ГЭС на реке Ангара»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	100
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	5899,92
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,37
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	22,91
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт*ч	0,225
Удельные капиталовложения, руб/кВт	133815,38

По данным таблицы 8.8 видно, что доход на конец расчетного периода составит почти 5899,92 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,225 руб./кВт\*ч, что ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро». Это свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

### 8.4.3 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 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.руб	26,93	29,68	41,92	379,12	428,09
В региональный бюджет, млн.руб	2,14	5,1	9,72	42,35	93,78
Итого налоговых поступлений, млн.руб	29,07	34,78	51,64	421,47	521,87

С момента начала выработки электроэнергии поступления в федеральный и региональный бюджет значительно вырастут. Так же строительство Мотыгинской ГЭС обеспечит стабильное поступление налогов.

### 8.5 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объём сбыта

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов представлено на рисунке 8.4.



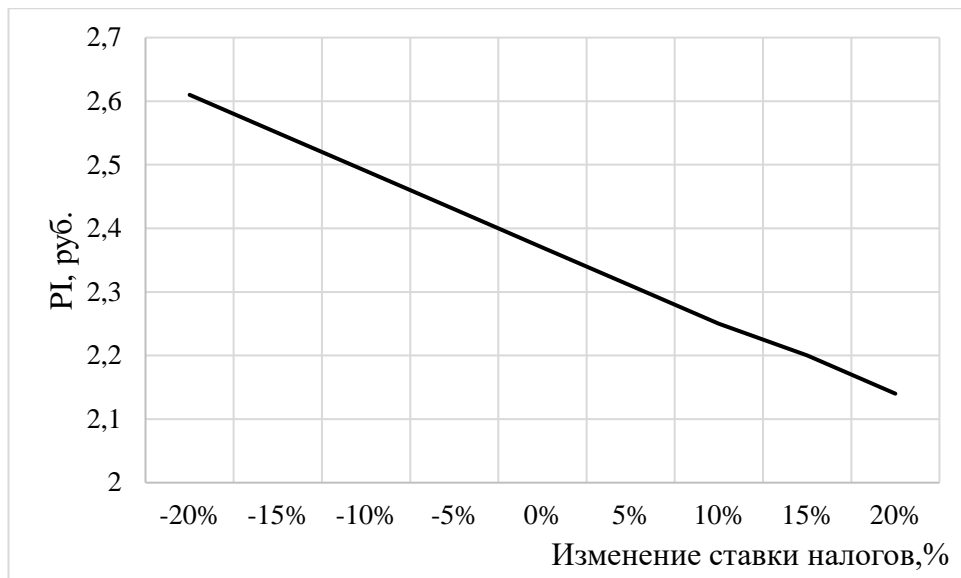


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Из графика видно, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI.

Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта представлена на рисунке 8.5.

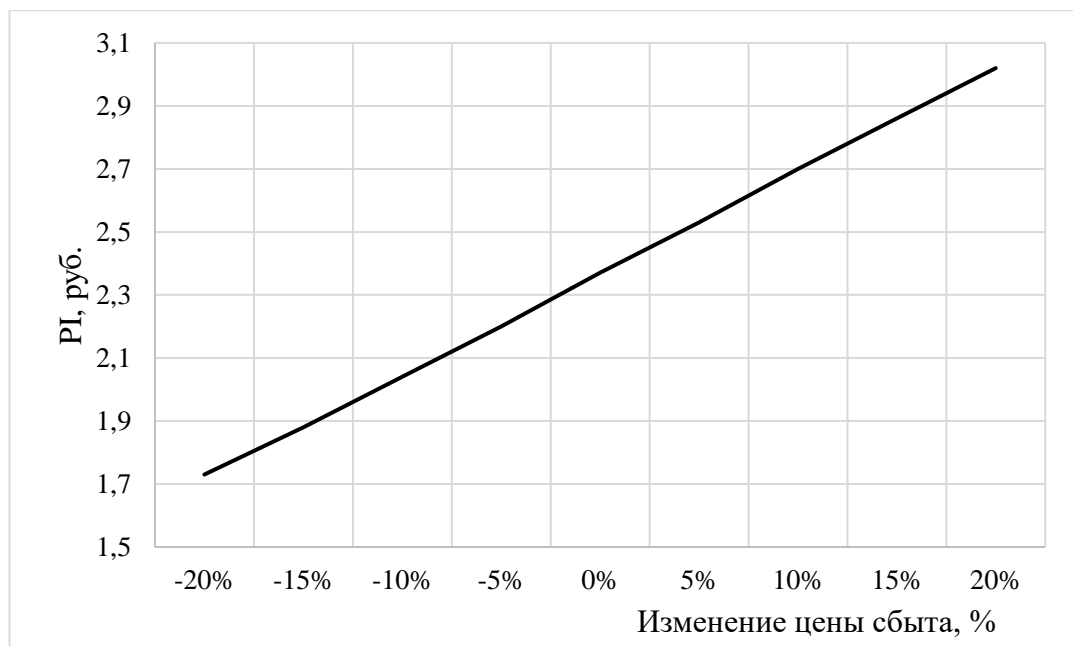


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из графика видно, что увеличении цены сбыта приводит к увеличению величины PI.

Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлена на рисунке 8.6.

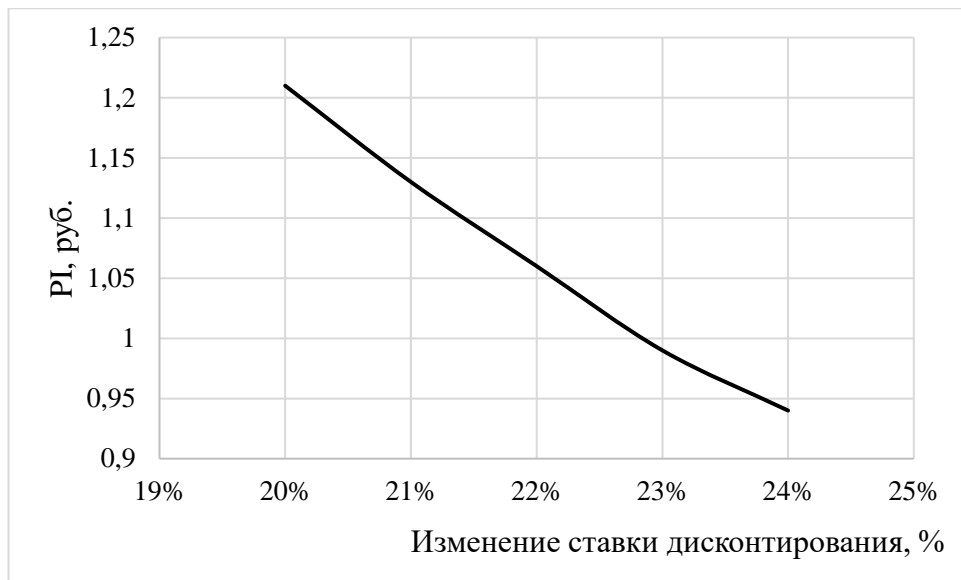


Рисунок 8.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из графика видно, что увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины PI.

## **9 Обеспечение пожарной безопасности на объектах гидроэнергетики**

Электроустановка – совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии.

Горение – это быстропротекающий физико-химическое превращение веществ, сопровождающееся выделением тепла.

Пожар – это неконтролируемое горение, развивающиеся во времени и пространстве опасное для людей и наносящее материальный ущерб.

### **9.1 Чем опасен пожар в электроустановках**

В первую очередь хотелось бы отметить следующее: при пожарах в электроустановках в больших количествах образуются ядовитые вещества, как окись СО и двуокись СО<sub>2</sub> углерода, хлористый водород НСl, цианистый водород НСN, сероводород Н<sub>2</sub>S, аммиак NH<sub>3</sub>, окислы азота NО<sub>2</sub>. Концентрация цианистого водорода более 3000 миллионных долей (млн-1) вызывает мгновенную смерть человека. Вдыхание в течение нескольких минут сероводорода, если его концентрация превышает 0,5%, также приведет к летальному исходу. То же самое можно сказать про все продукты из перечисленного выше списка. Плюс к этому: открытый огонь и искры; повышенная температура; дым и снижение видимости; пониженная концентрация кислорода; обрушение конструкций, элементов оборудования и зданий; взрыв. И самое главное - опасность поражения электрическим током. В общем, в первую очередь, пожар на электроэнергетическом объекте, как и любой другой пожар, опасен для человека, который на этом объекте находится, эвакуируется с него или тушит. А уже потом можно говорить о сложности и специфичности тушения в электроустановках, быстром распространении пожара по различному оборудованию и материалам, веерных отключениях, недоотпуске и недополучении электроэнергии, огромном экономическом ущербе.

#### **9.1.1 Статические данные по пожарам на энергообъектах**

Электроэнергетика включает в себя целый ряд отраслей промышленности, которые относятся к высоко-рисковым: переработка, хранение, транспортировка топливо-энергетических ресурсов; производство и распределение электроэнергии. В последние годы наблюдается увеличение крупных аварий и пожаров на объектах отрасли, сопровождающихся значительным материальным ущербом, гибелью и травмами людей

Согласно имеющимся статистическим данным, большинство пожаров происходят на ТЭС (ТЭЦ), причем только 5% – на ГЭС. (рисунок 9.1.)

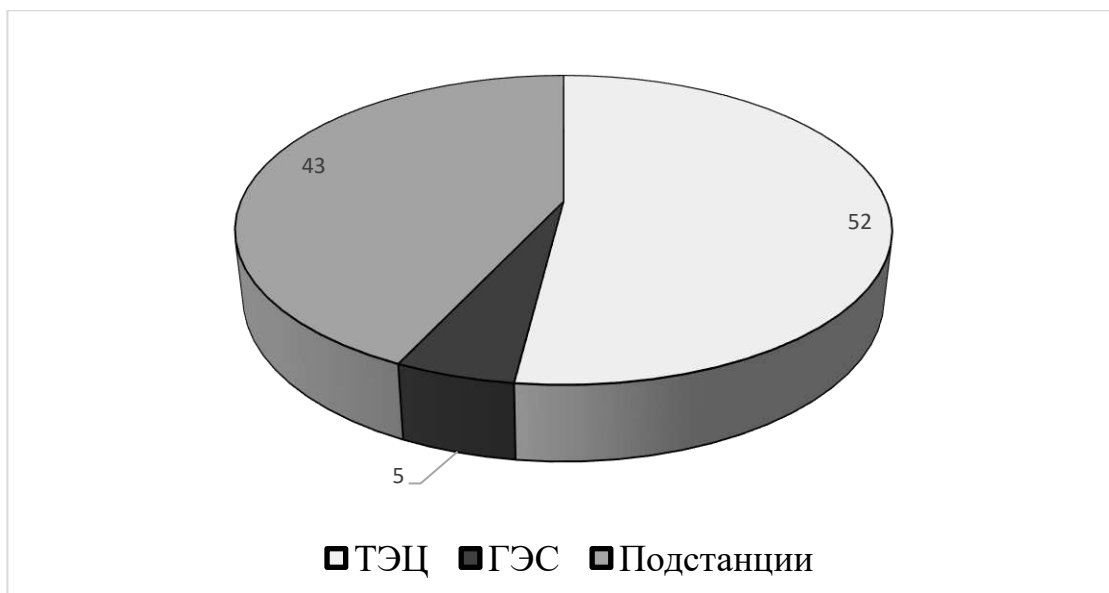


Рисунок 9.1 – статические данные по пожарам на энергообъектах.

### 9.1.2 Основные причины возникновения пожаров.

Основные причины возникновения пожаров представлены на рисунке 9.2.

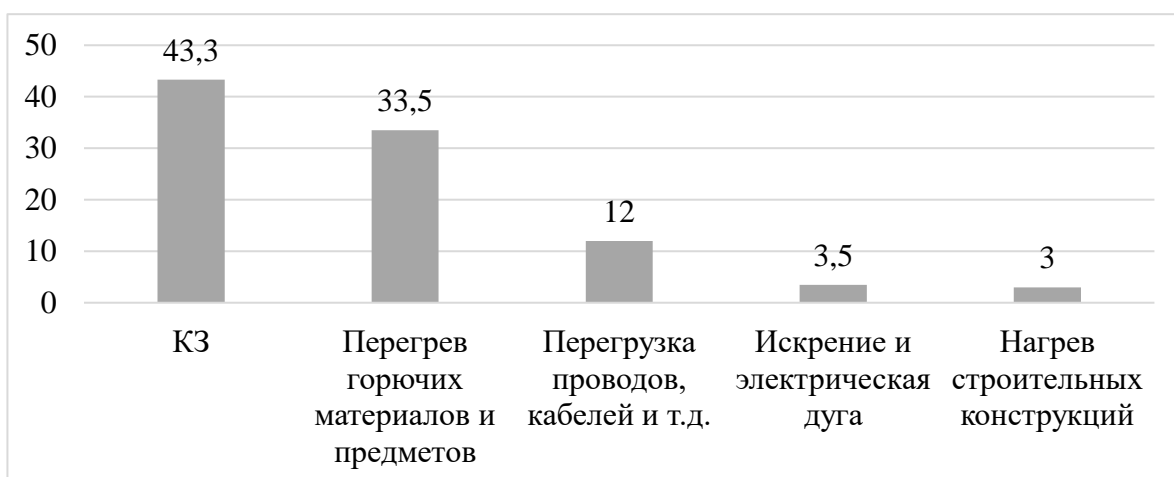


Рисунок 9.2 – Основные причины возникновения пожаров

Представленная статистика наглядно подчеркивает две основные причины пожаров: технологические аварии и несоблюдение правил противопожарного режима. Если отбросить единые для всех правила пожарной безопасности, то получается, что обеспечение технологической безопасности на электроэнергетическом объекте непосредственно связано с пожарной безопасностью.

## 9.2 Автоматические системы пожаротушения

Автоматические установки пожаротушения (АУПТ) – это комплекс средств и оборудования, предназначенный для ликвидации возгораний и приводимый в действие управляющим сигналом. Обычно в состав

пожаротушения входят сигнализирующие устройства, которые значительно повышают оперативность включения системы, и имеют большое значение в своевременной эвакуации людей из зоны пожаротушения.

Классификация систем автоматического пожаротушения:

1. По виду огнетушащего вещества:

- водяные;
- пенные;
- газовые;
- порошковые;
- аэрозольные.

2. По способу тушения:

- по объему;
- по площади;
- локальное.

3. По конструктивному исполнению:

- агрегатные;
- модульные;
- спринклерные;
- дренчерные.

4. По способу пуска:

- ручной пуск (местный и с дистанционным пуском);
- с автоматическим пуском;
- с основным автоматическим и дублирующим ручным пуском.

### **9.2.1 Классификация по конструктивному решению**

1. Агрегатные установки

Агрегатные – установки пожаротушения, в которой технические средства обнаружения пожара, хранения, выпуска и транспортирования огнетушащего вещества конструктивного представляют собой самостоятельные единицы, монтируемые непосредственно на защищаемом объекте.

2. Модульные установки

Модульные – установки пожаротушения, состоящие из одного или нескольких модулей, объединенных единой системой обнаружения пожара и приведения их в действие, способных самостоятельно выполнять функцию пожаротушения и в размещенных в защищаемом помещении или рядом с ним АУП представлены, как правило, в модульном исполнении.

3. Спринклерные установки

Спринклерные системы – это автоматические установки водяного, пенного пожаротушения, оборудованные оросителями/распылителями с тепловыми замками, которые предназначены для тушения или локализации пожара, согласно определениям СП 5.13130.2009.

Устройство спринклерного оросителя представлено на рисунке 9.3 (а).

4. Дренчерные установки

Дренчерная система – это установка водяного или пенного пожаротушения, оборудованная оросителями с открытыми выходными отверстиями или генераторами пены, предназначена для тушения или локализации пожара, способная начать работу в автоматическом, дистанционном или ручном режиме пуска, согласно определению СП 5.13130.2009.

Устройство дренчерного оросителя представлено на рисунке 9.3 (б).

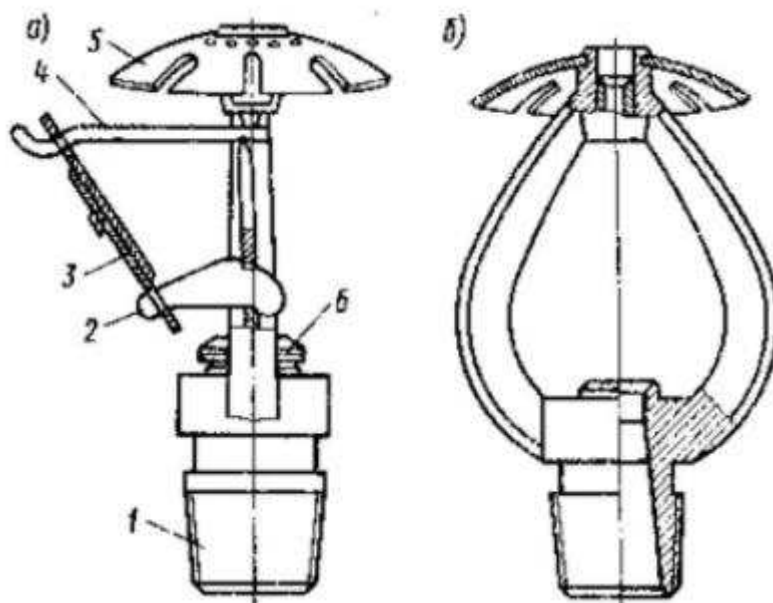


Рисунок 9.3 – Спринклерный (а) и дренчерный (б) оросители:  
1 – насадок; 2,4 – рычаги; 3 – легкоплавкий замок; 5 – распылитель; 6 – клапан

## 9.2.2 Классификация по виду огнетушащего вещества.

### 1. Водяные системы пожаротушения

Системы автоматического водяного пожаротушения объектов станции предназначены для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара оборудования и технологических помещений с повышенной пожарной опасностью. Водяные установки пожаротушения подразделяются на спринклерные и дренчерные (рисунок 9.4).

Согласно СП 5.131.30.2009, автоматическими установками водяного пожаротушения должны быть оборудованы:

- кабельные помещения;
- технологические помещения блока монтажной площадки: масляное хозяйство и трансформаторная мастерская;
- технологическое оборудование:
  - 1) гидрогенераторы, согласно ПУЭ и ГОСТ 5616 – 89;
  - 2) Трансформаторы, согласно РД 34.15.109 – 91.

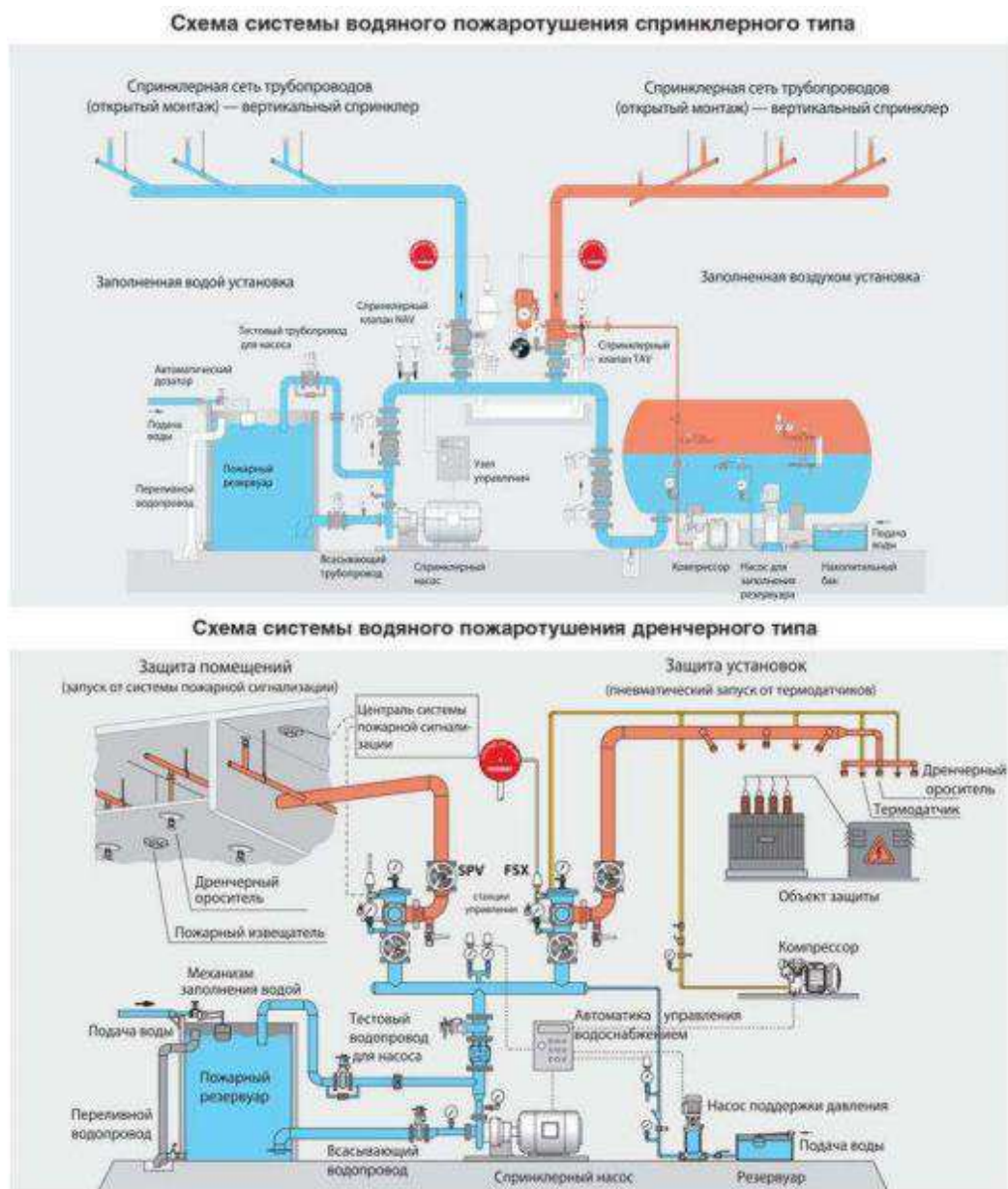


Рисунок 9.4 – Схемы системы водяного пожаротушения спринклерного и дренчерного типа.

## 2. Пенные установки пожаротушения

Системы автоматического пенного пожаротушения (АППТ) объектов подстанции предназначены для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара оборудования и технологических помещений с повышенной пожарной опасностью.

Для тушения используется воздушно-механическая пена, получаемая агрегатным способом с применением сжатого воздуха. Принцип действия систем пожаротушения основан на сочетании свойства воды эффективно охлаждать горящие материалы, и способности пены покрывать эти материалы и перекрывать доступ кислорода в зону горения. В случае пожара происходит срабатывание системы и в защищаемое пространство подается через спринклеры, мониторы, дюзы или трубы (в зависимости от типа объекта) водопенный раствор.

Автоматическими установками пенного пожаротушения, согласно СП 5.13130.2009 должны быть оборудованы:

- помещения маслоохладителей блочных трансформаторов в здании машинного зала ГЭС.

Схема функционирования представлена на рисунке 9.5.



Рисунок 9.5 – Автоматическая система пенного пожаротушения.

### 3. Газовые установки пожаротушения

Газовое пожаротушение – это вид пожаротушения, при котором для тушения возгораний и пожаров применяются газовые огнетушащие вещества. Автоматическая установка газового пожаротушения обычно состоит из баллонов или емкостей для хранения газового огнетушащего вещества, газа, который хранится в этих баллонах в сжатом состоянии, узлов управления, трубопроводов и насадок, обеспечивающих доставку и выпуск газа в защищаемом помещении.

Принцип действия установок газового пожаротушения основан на снижении концентрации кислорода за счет поступления в зону реакции негорючего газа. В случае применения сжиженных газов, их выпуск из баллона сопровождается снижением температуры, что ведет к уменьшению температуры в зоне возгорания.

Схема автоматической системы газового пожаротушения представлена на рисунке 9.6.

Согласно РД 153–34.0–03.301–00 системами газового пожаротушения должны быть оборудованы следующие помещения ГЩУ и СТК:

- помещение релейного щита ГЩУ;
- помещение щитовых устройств АСУ ТП ГЩУ;



- помещения щитовых устройств связи ГЩУ.

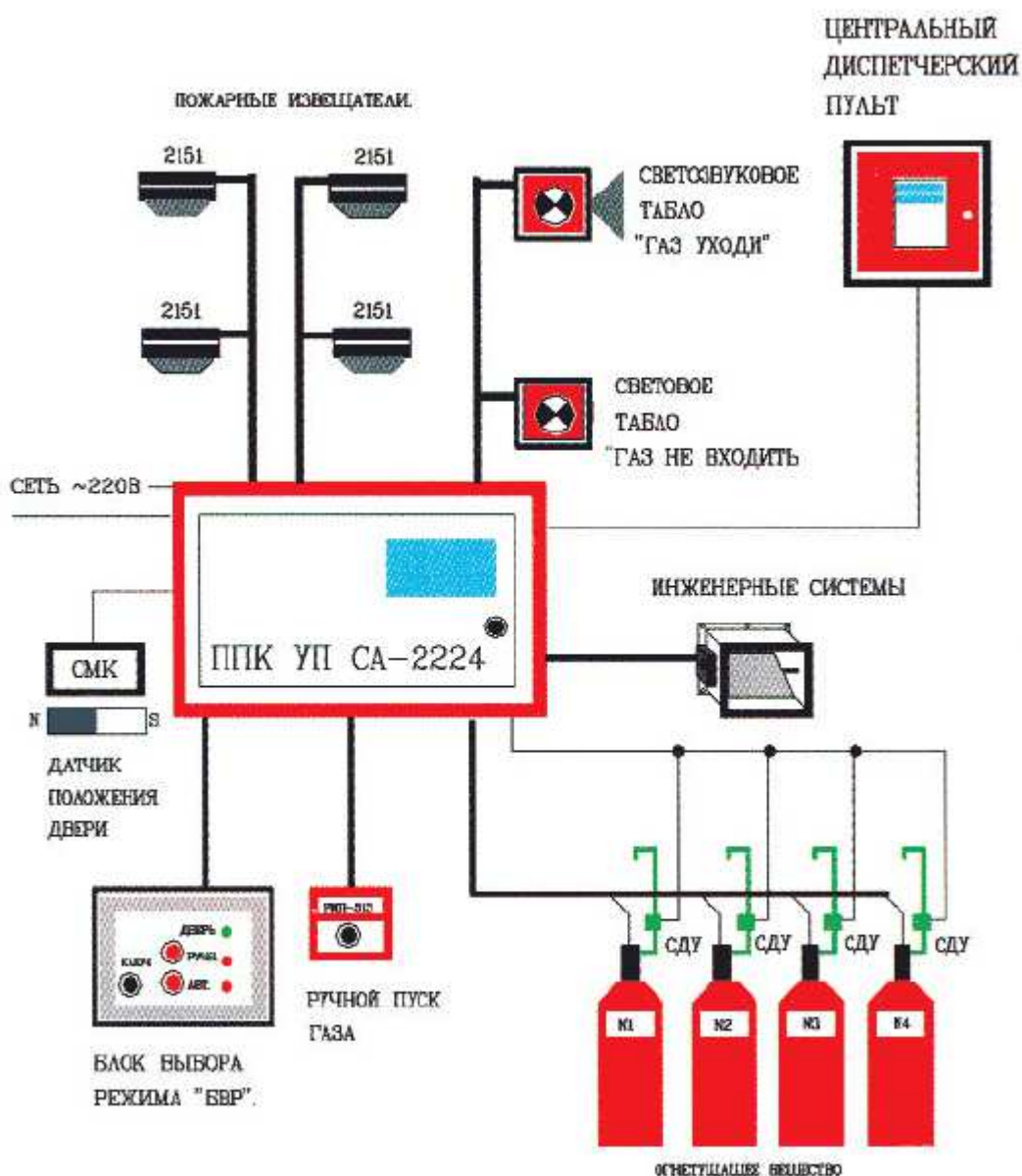


Рисунок 9.6 – Автоматическая система газового пожаротушения.

#### 4. Порошковые установки пожаротушения

Системы порошкового пожаротушения предназначены для тушения пожаров путем подачи в зону горения огнетушащего вещества в виде порошка.

Схема автоматической системы порошкового пожаротушения представлена на рисунке 9.7.

Принцип действия таких установок основан на создании облака из порошка, перекрывающего доступ кислорода в зону горения. Порошок подается под воздействием давления газа из баллонов.

Блочно-контейнерные автоматизированные электростанции на базе дизель-генераторов оборудованы автоматическими установками пожаротушения, согласно СП 5.13130.2009. Данные системы предназначены для

обнаружения, тушения возгораний в защищаемых контейнерах и оповещения персонала при пожаре.

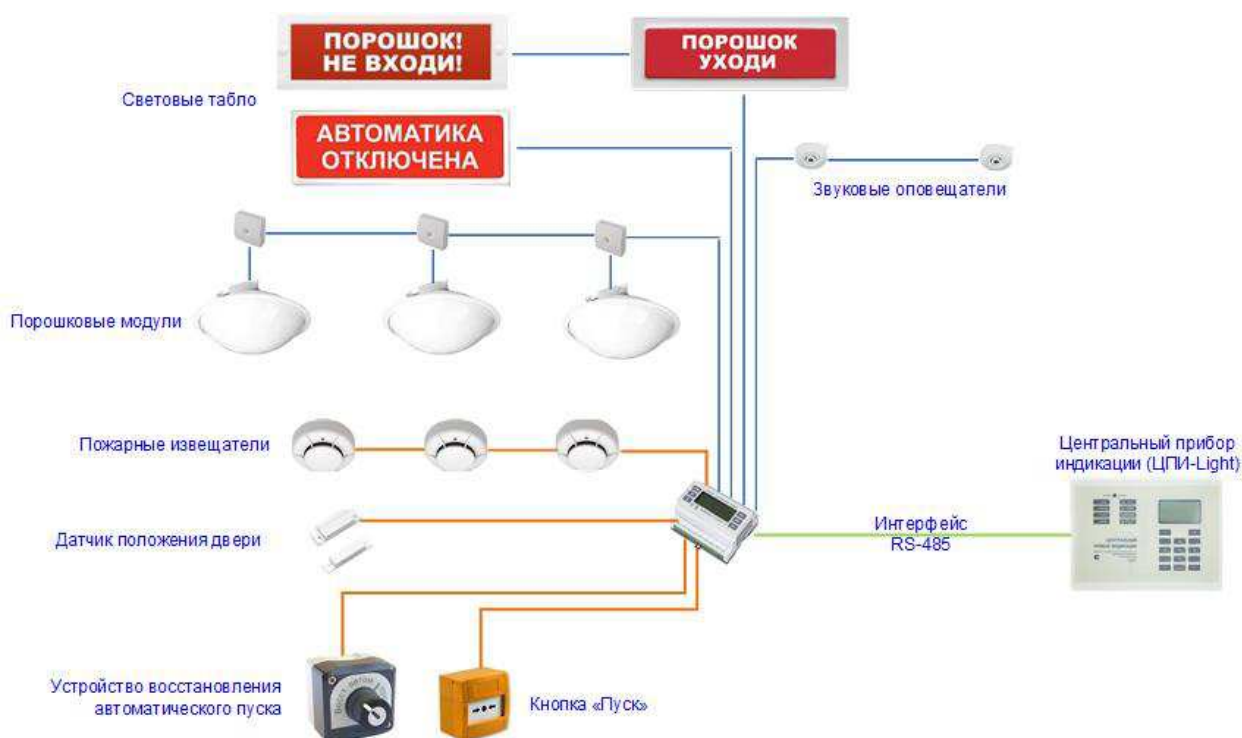


Рисунок 9.7 – Автоматическая система порошкового пожаротушения.

## 5. Аэрозольные установки пожаротушения

Аэрозольное пожаротушение – вид пожаротушения с использованием различных продуктов горения аэрозолеобразующих веществ, вырабатываемых аэрозольным генератором и оказывающих огнетушащее воздействие на очаг возгорания.

Системы аэрозольного пожаротушения применяются для тушения пожаров электротехнического оборудования, энергетических объектов, защиты транспортных хозяйств, силовых установок и т. п.

Установки аэрозольного пожаротушения на станциях используются для протяженных кабельных сооружений, где устройство систем водяного пожаротушения трудновыполнимо или экономически нецелесообразно, а также кабельных сооружений, где возникают трудности водоотведения и непроходных кабельных сооружениях внутри зданий.

К недостаткам данных систем следует отнести повышение температуры и резкое уменьшение видимости в защищаемых помещениях

## 9.3 Тушение трансформаторов

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит

трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренажные оросители (рисунок 9.8).



Рисунок 9.8 – Дренажные оросители на силовом трансформаторе.

Маслонаполненные силовые трансформаторы, содержащие большое количество горючего минерального масла, особенно опасны в случае разрыва бака и вытекания горящего масла при аварии. Чтобы уменьшить опасность распространения пожара при такой аварии, при монтаже трансформатора под ним сооружается маслоприемная бетонированная яма, в которую спускают горящее масло. Яма покрывается стальной решеткой, поверх которой насыпают слой гравия. При протекании через слой гравия горящего масла температура его снижается, и в известной мере затрудняется соприкосновение с кислородом воздуха.

Основными средствами тушения пожаров трансформаторов являются воздушно-механическая пена, распыленная вода и порошковые составы.

Во всех случаях при горении масла на трансформаторе или под ним необходимо отключать его от сети со стороны высокого и низкого напряжений (первым делом со стороны подачи напряжения), снять остаточное напряжение и

заземлить. После снятия напряжения тушение пожара можно производить любыми средствами (распыленной водой, пеной, порошками). При горении масла на крыше трансформатора у проходных изоляторов его необходимо ликвидировать распыленными струями воды, низкократной воздушно-механической пены или порошковыми составами. Если поврежден корпус трансформатора в нижней части и происходит горение под ним, то горение масла ликвидируется пеной, а масло следует спустить в аварийный резервуар. В случае воздействия пламени на корпус соседнего трансформатора его необходимо защищать распыленными струями воды.

### 9.3.1 Sergi Transformer Protector

Отдельно хотелось бы рассмотреть установку азотного пожаротушения SERGI TRANSFORMER PROTECTOR. Данная установка используется для пожаротушения трансформаторов на станции и смежного оборудования, включая устройства РПН, маслонаполненные кабельные муфты и кабельные муфты маслонаполненного ввода. Преимущества данной установки заключается в том, что она не допускает взрыв масляного трансформатора, при возникновении повышенного давления внутри него. Достигается это тем, что установка присоединяется к баку трансформатора и при повышении в нем давления, срабатывает клапан сброса давления, затем посредством срабатывания автоматики, через трубопровод в бак подается азот, который охлаждает его и не допускает распространения пожара. Схема установки приведена на рисунке 9.9.

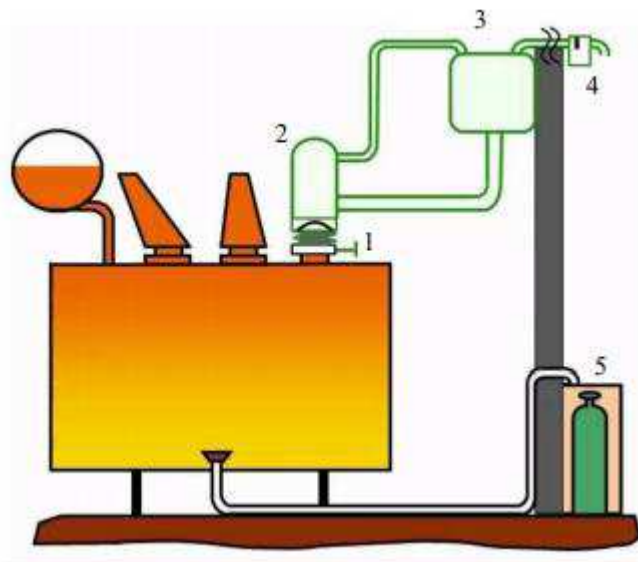


Рисунок 9.9 – схема установки SERGI TRANSFORMER PROTECTOR:  
1 – клапан сброса давления; 2 – бак сброса давления; 3 – бак масло-газа сепарации; 4 – изоляция воздушного затвора; 5 – баллоны с азотом.

### 9.3.2 Порядок тушения трансформатора.

Данная последовательность действий составлена на примере КВГЭС им. Е.Н. Батенчука.



На КВГЭС установлено 8 силовых трансформаторов (1Т÷8Т).

Дистанционное управление пожаротушением осуществляется с ГЩУ, с панелей У3 (для 1Т, 2Т), У5 (для 3Т, 4Т), У7 (для 5Т, 6Т), У9 (для 7Т, 8Т).

Для того, чтобы работало дистанционное управление нужно:

- открыть механическую задвижку;
- поставить переключатель на приводе моторной задвижки в положение “электрич.”.

1. В случае пожара на трансформаторе 1Т-8Т оперативный персонал на ГЩУ нажимает на панели У3-У9 ключ 1КУ – «отключение трансформатора и включение пожаротушения»;

2. Срабатывание выходных реле защит (дифференциальная и газовая 2 ступени);

3. Отключается трансформатор;

4. Заземление;

5. После отключения выключателей с контролем отсутствия напряжения и тока открывается моторная задвижка;

6. Одновременно с открытием моторной задвижки на трансформаторе срабатывает отсечной клапан, который отсекает расширитель от бака трансформатора при пожаре;

7. Подача воды на тушение трансформатора.

#### **9.4 Кабельные сооружения**

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.

Для автоматического пожаротушения в кабельных сооружениях, в основном, используется распыленная вода. Образующийся в результате тушения мелкодисперсный водяной туман, обладая высокой теплоемкостью и большой суммарной активной площадью поверхностей капель, резко снижает температуру в зоне пожара, прекращая химическую реакцию горения.

#### **9.5 Система пожарной сигнализации и оповещения.**

Система пожарной сигнализации и система оповещения о пожаре предназначены для обнаружения возгораний и передачи тревожного извещения на пост централизованного наблюдения (КПП) и контролируемые помещения.

Система пожарной сигнализации должна обеспечивать:

- Непрерывный круглосуточный контроль обстановки в охраняемых помещениях;

- Выдачу сигналов «ПОЖАР» на пост централизованного наблюдения при срабатывании извещателей и включение устройств оповещения;
- Возможность расширения системы путем установки дополнительных извещателей и изменение соответствующих настроек аппаратуры.

### **9.5.1 Автоматическая установка пожарной сигнализации.**

Автоматическая установка пожарной сигнализации в зданиях предназначена для обнаружения пожара и извещения о пожаре дежурного персонала, включения системы оповещения о пожаре.

Шлейфы пожарной сигнализации подключаются к блокам управления ППКОП, установленным около зон пожаротушения.

Классификация и принцип работы извещателей:

#### **1. Ручные.**

Основным принципом действия извещателя пожарного ручного является замыкание контактов внутреннего микровыключателя который подключает в шлейф пожарной сигнализации добавочный резистор, что вызывает изменение сопротивления шлейфа ППК.

#### **2. Дымовые**

Основным принципом работы извещателя пожарного дымового является обнаружение частиц дыма в рабочей камере датчика за счет отражения светового излучения, исходящего из светодиода, от частиц дыма, что при обработке электрической схемой извещателя приводит к снижению внутреннего сопротивления датчика до 500 Ом.

#### **3. Тепловые**

Основным принципом работы извещателя пожарного теплового является размыкание контактов термочувствительного элемента при нагреве датчика выше чем 62 °С.

#### **4. Пламени**

Основной принцип работы извещателя пламени характеризуется повышенной реакцией на электромагнитное излучение открытого огня и регистрируют источник возгорания с помощью ультрафиолетового, инфракрасного и электромагнитного диапазонов. Такие датчики используют на промышленных объектах, где перепад температур и задымление считается нормой.

#### **5. Газовые**

Основным принципом работы извещателя пожарного газового является фиксация изменений химического состава воздушной среды.

#### **6. Комбинированные**

Считаются самыми точными датчиками-извещателями, так как совмещают в себе функции газовых и тепловых детекторов. Реже возможна комбинация газовых, дымовых и световых датчиков.

Размещение оборудования:

1) Извещатели пожарные дымовые устанавливаются на потолке согласно планов размещения оборудования, сетей АПС и планов пожарной сигнализации.

Расстояние между дымовыми пожарными извещателями, согласно НПБ 88-01: между извещателями не более 9м; Между извещателем и стеной не более 4,5 м.

2) Извещатели пожарные тепловые устанавливаются на потолке согласно планов размещения оборудования, сетей АПС и планов пожарной сигнализации.

Расстояние между тепловыми пожарными извещателями не должно превышать 1,87 м, а между извещателем и стеной 0,93 м.

3) Извещатели пожарные ручные устанавливаются на стене на высоте 1,5 м от уровня пола, согласно планов размещения оборудования и сетей АПС.

4) Приборы ППКОП, преобразователи интерфейса, источники бесперебойного питания размещаются в помещениях на стене и несгораемым основанием на высоте 1,5 м от уровня пола.

### **9.5.2 Система оповещения и управления эвакуацией.**

Задачи системы оповещения сводятся к следующему:

- 1) обнаружить пожар с помощью установки пожарной сигнализации;
- 2) обеспечить оповещением людей о пожаре и указать пути эвакуации;

Общие сведения о принципе работы:

1) Прибор речевого оповещения и акустические системы подключены с контролем управляющей и питающей линией оповещения к ППКОП. При поступлении сигнала «ПОЖАР» на ППКОП включаются все речевые оповещатели.

2) АУПС интегрируется в систему СКУД, для разблокировки турникетов и электромагнитных замков при срабатывании пожарной сигнализации.

Размещение оборудования:

1. Световые табло с надписями «ВЫХОД» размещаются над дверными проемами при выходе из помещения. Они указывают выходы из защищаемых помещений и находятся постоянно во включенном состоянии.

2. Речевые оповещатели размещаются согласно планов размещения оборудования, планов пожарной безопасности на высоте не менее 2,3 м от пола и не менее 150 мм от потолка.

### **9.5.3 Электропитание**

Согласно ПУЭ, пожарные сигнализации в части обеспечения электроснабжения отнесены к электроприемникам 1-ой категории. поэтому электропитание установки должно осуществляться от двух независимых источников переменного тока напряжением 220 В. Частотой 50 Гц и не менее 0,5 кВт каждый, или одного источника переменного тока с автоматическим

переключением в аварийном режиме на резервное питание от аккумуляторных батарей.

Резервное питание должно обеспечивать нормальную работу установки в течении 24 часов в дежурном режиме и не менее 3 часов в режиме пожар.

На КВГЭС им. Е.Н.Батенчука в качестве источников бесперебойного питания установлены СКАТ-1200У с аккумуляторной батареей 7 А\*ч.

Технические характеристики:

- 1) напряжение на рабочем вводе 220 В, 50 ГЦ;
- 2) потребляемая мощность по рабочему вводу – не более 180 ВА;
- 3) отклонение напряжения – 10% до +10%

Выбор источников бесперебойного питания происходит, исходя, из расчета потребляемой мощности комплекса пожарной сигнализации и системы оповещения людей о пожаре.

## **9.6 Подготовка персонала**

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на ГЭС, предусматриваются специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий (не реже одного раза в год).

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.

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

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- Проведение противопожарных тренировок;
- Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.



## 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. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические 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 стр.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. 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.
10. Кох П.И., Нещеретный П.М., Чекулаев В.А. Козловые краны для гидроэлектростанций. М., «Машиностроение», 1972. – 168 с.
11. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ. 19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
16. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
19. Номенклатурный каталог, ООО «Тольяттинский трансформатор», г. Тольятти 2019 г. – 140 с. – Режим доступа: [http://www.transformator.com.ru/blog/information-materials/#bx\\_3218110189\\_639](http://www.transformator.com.ru/blog/information-materials/#bx_3218110189_639).
20. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
21. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование», УЭТМ, г. Екатеринбург. – 52 с. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformarno-reaktornoe+oborudovanie>.
22. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с
23. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
24. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
25. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>
26. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
27. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
28. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

29. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семьи электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
- 30.СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
31. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.
32. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
33. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
34. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
35. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
36. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
37. Справочник по гидравлическим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
38. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84\*. – М.: Минрегион России, 2012.
39. 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.
40. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
41. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84\*. – М.: Минрегион России, 2012.
42. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
43. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.» – Москва, 2017. – 22 с.

44. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации N 117-ФЗ (ред. от 18.03.2020) по состоянию на 5 августа 2000 г. – Москва : Кодекс, 2020. – 1228 с.
45. Управление проектами : методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
46. «Измерительные преобразователи тока для цифровых устройств релейной защиты и автоматики» – Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: Научные труды IV Международной научно-технической конференции, Лебедев В.Д., Филатова Г.А., Нестерихин А.Е, г. Екатеринбург, 2013. – 7 с.
47. Цифровые измерительные трансформаторы [Электронный ресурс]: офиц. сайт производ. // ООО НПО «ЦИТ». – Режим доступа: <https://digitrans.ru>
48. Оппенгейм, А. Мир цифровой обработки. Цифровая обработка сигналов / А. Оппенгейм, Р. Шафер, перевод С.А. Кулешова под ред. А.С. Ненашева – Москва: Техносфера, 2006 г. – 858 с.
49. В.Г. Коберниченко Основы цифровой обработки сигналов: учеб. пособие / М-во науки и высш. образования рос. Федерации, Урал. федер. ун-т. – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2018. — 150 с
50. Пат. 196893 Российская Федерация, МПК51 G 01 R 19/00 Цифровой трансформатор тока и напряжения / В. Д. Лебедев, А. А. Яблоков ; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Ивановский государственный энергетический университет имени В.И.Ленина" №2019144175 ; заявл. 26.12.19 ; опубл. 19.03.20 Бюл. №8 — 12 с
51. Трансформаторы тока: учеб. пособие / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель, И.М. Сирота, Б.С. Стогний. СПб.: Энергоатомиздат, 1989. — 416 с
52. Паздерин А.В. Мурзин П.В., Одинаев И.Н., Бобокалонов Ф.З. Направления исследований для повышения достоверности информации цифровой подстанции / Электротехнические системы и комплексы. 2019. Вып. 45 — 8 с
53. Одинаев И.Н., Мурзин П.В., Паздерин А.В., Тащилин В.А., Шукало А. Анализ математических методов снижения погрешности трансформатора тока в режиме насыщения / Электротехнические системы и комплексы. 2019. Вып. 47 — 8 с
54. А.И. Кузьмин Применение современных устройств релейной защиты и автоматики в городских электрических сетях: дис. ... магистра : 13.04.02 – Тольятти, 2018. — 126 с

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водноэнергетические расчёты

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Ангара

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1925	339	307	290	688	2223	1384	1111	1070	1205	887	393	325	852
1926	376	347	326	839	3261	1205	1040	1179	1581	1280	645	461	1045
1927	183	151	134	366	2524	1775	1163	1154	1759	1010	581	307	925
1928	258	220	194	422	3425	2083	1205	1068	1565	967	269	244	993
1929	258	220	204	219	2716	997	1384	1116	979	973	459	353	823
1930	403	350	328	1097	3196	1612	1828	1247	2205	1046	602	420	1195
1931	371	333	301	275	3018	1631	1076	1176	1527	1242	446	393	983
1932	333	296	285	314	3100	1631	1076	1176	1527	1242	511	339	986
1933	350	215	190	209	1785	1013	920	1007	885	745	452	348	677
1934	344	296	280	774	2321	1631	1076	1176	1527	918	543	366	938
1935	371	333	301	520	2350	1513	1140	1133	1893	1085	446	393	957
1936	247	215	204	1002	3348	1197	1036	1172	1581	950	422	309	974
1937	344	296	280	779	3136	1646	1083	1187	1543	934	549	366	1012
1938	360	242	253	572	2710	1201	1040	1176	1581	1280	489	348	938
1939	398	344	317	288	2159	1864	2044	1115	1269	1043	489	375	976
1940	360	242	253	572	1974	1250	1041	1307	1217	694	489	348	812
1941	339	296	274	770	2304	1750	963	1011	877	645	543	361	844
1942	355	237	247	559	2848	1846	2029	1108	1258	1038	479	339	1029
1943	355	323	301	869	3401	1854	2040	1111	1269	1043	527	379	1123
1944	376	323	319	1329	1862	1782	1170	1158	1775	826	570	375	989
1945	398	344	317	288	2175	1707	1187	1079	1006	817	484	375	848
1946	350	317	296	860	2585	2072	1170	1306	1215	753	522	375	985
1947	344	312	296	626	1803	1442	1037	1300	1206	688	398	330	815
1948	355	237	247	564	2828	2094	1041	1045	887	694	484	343	902
1949	430	409	376	800	3091	1638	1083	1183	1538	929	608	438	1044

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1950	274	226	258	464	2765	1770	1041	1300	1206	694	393	285	890
1951	264	220	194	422	2553	1775	1170	1154	1775	1020	274	248	922
1952	269	231	336	1561	3147	2261	2234	2200	1864	656	301	248	1276
1953	247	220	194	1505	3350	2914	2015	2050	2210	1098	520	405	1394
1954	213	210	237	553	2708	1538	1986	1386	1414	1007	344	280	990
1955	264	220	194	426	2747	2592	1299	1008	1626	642	269	248	961
1956	232	221	189	435	1930	1199	1013	1124	1125	720	549	370	759
1957	269	226	210	224	1845	1252	1056	1070	1012	661	398	262	707
1958	301	253	215	258	3395	2295	1911	2402	2103	1758	446	321	1305
1959	371	323	296	1540	3550	2270	2259	2040	2097	1120	640	370	1406
1960	242	215	204	998	2430	2330	2223	2144	2420	1121	344	230	1242
1961	258	220	199	486	2020	1094	1298	1151	1172	785	355	262	775
1962	290	285	280	275	1817	1065	895	1010	950	1043	462	276	721
1963	371	247	258	581	1860	2130	1085	942	2113	1559	500	352	1000
1964	220	151	134	891	3326	1356	1228	1782	1920	616	312	262	1016
1965	204	167	156	413	2978	1893	1359	1369	2103	896	247	199	999
1966	275	237	264	1325	2340	1370	1294	1455	1812	831	398	289	991
1967	274	259	258	336	2818	2241	1119	1827	1925	973	441	359	1069
1968	419	339	323	1609	1997	2044	1599	1835	2054	616	511	420	1147
1969	328	312	296	309	2751	1019	1340	1066	1033	683	446	366	829
1970	400	380	336	830	2126	1257	1434	817	1076	774	640	437	876
1971	350	317	301	284	2494	1929	1164	1008	2054	602	452	348	942
1972	344	312	296	693	3114	2351	1040	1105	1248	973	393	330	1017
1973	355	290	274	258	2632	1958	1271	1116	1228	816	430	357	916
1974	350	312	296	330	2374	2097	1269	1420	1737	1377	516	370	1037

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P	Годы	Qср. год	Годы	Qср. пол	Годы	Qср. меж
1	2	1959	1406	1953	2529	1959	740
2	4	1953	1394	1958	2513	1953	684
3	6	1958	1305	1959	2473	1930	680
4	8	1952	1276	1952	2399	1926	630
5	10	1960	1242	1960	2309	1949	629
6	12	1930	1195	1930	2018	1943	615
7	14	1968	1147	1968	2000	1968	614
8	16	1943	1123	1967	1986	1944	595
9	18	1967	1069	1965	1940	1970	584
10	20	1926	1045	1943	1935	1960	575
11	22	1949	1044	1964	1922	1952	574
12	24	1974	1037	1928	1869	1937	570
13	25	1942	1029	1974	1859	1934	557
14	27	1972	1017	1955	1854	1946	557
15	29	1964	1016	1954	1826	1958	550
16	31	1937	1012	1942	1820	1972	545
17	33	1963	1000	1972	1772	1963	539
18	35	1965	999	1932	1754	1936	537
19	37	1928	993	1931	1746	1935	535
20	39	1966	991	1963	1738	1966	534
21	41	1954	990	1971	1730	1942	534
22	43	1944	989	1966	1721	1974	524
23	45	1932	986	1937	1719	1939	520
24	47	1946	985	1926	1709	1938	517
25	49	1931	983	1949	1707	1931	511
26	51	1939	976	1951	1705	1941	509
27	53	1936	974	1927	1705	1932	506
28	55	1955	961	1939	1690	1925	506
29	57	1935	957	1936	1673	1967	496
30	59	1971	942	1946	1670	1945	484
31	61	1934	938	1973	1641	1948	478
32	63	1938	938	1935	1632	1947	476
33	65	1927	925	1938	1626	1940	471
34	67	1951	922	1944	1618	1954	467

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

m	P	Годы	Qcp. год	Годы	Qcp. пол	Годы	Qcp. меж
35	69	1973	916	1950	1616	1973	462
36	71	1948	902	1948	1579	1964	450
37	73	1950	890	1934	1546	1971	450
38	75	1970	876	1929	1469	1969	446
39	76	1925	852	1969	1442	1928	446
40	78	1945	848	1945	1431	1927	445
41	80	1941	844	1925	1406	1950	436
42	82	1969	829	1941	1381	1956	434
43	84	1929	823	1940	1358	1951	433
44	86	1947	815	1947	1358	1929	419
45	88	1940	812	1961	1347	1961	418
46	90	1961	775	1970	1342	1965	410
47	92	1956	759	1956	1278	1962	404
48	94	1962	721	1957	1247	1955	403
49	96	1957	707	1962	1227	1933	390
50	98	1933	677	1933	1136	1957	370



Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчёт режимов работы по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	227	190	169	453	2020	1095	1267	1116	1144	761	323	231
$Z_{\text{вб}}(\text{НПУ}), \text{ м}$	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t)), \text{ м}$	105,44	105,21	104,86	106,27	111,54	108,96	109,55	109,04	109,14	107,66	106,03	105,47
$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \text{ м}$	19	20	20	19	13	16	15	16	16	17	19	19
$N_{\text{быт.ГЭС}}, \text{ МВт}$	38	32	29	72	230	149	166	151	154	112	52	38
$Q_{\text{вхк}}, \text{ м}^3/\text{с}$	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{вхк}}(t)), \text{ м}$	107,06	107,06	106,49	106,49	106,49	106,49	106,490	106,49	106,490	106,49	107,06	107,06
$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \text{ м}$	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
$N_{\text{вхк}}, \text{ МВт}$	76	76	79	79	79	79	79	79	79	79	76	76

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Сработка и наполнение водохранилища (окончательный вариант)

№ <sub>мес.</sub>	Q <sub>90%</sub>	Q <sub>исп.</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>лёд</sub>	Q <sub>шлюз</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>вдхр.</sub>	Q <sub>хл.сб.</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub>	Z <sub>кон</sub>	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>НБ</sub>	H	N
11	355	3	16	12	0	324	160	0	500	484	500	45,84	0,41	45,42	125	124,87	124,94	106,49	18,25	76
12	262	3	16	12	0	231	1714	0	500	1945	1961	45,42	4,44	40,98	124,87	123,78	124,33	112,33	11,80	197
1	258	2	16	12	0	228	2006	0	500	2234	2250	40,98	5,20	35,78	123,78	122,88	123,33	112,87	10,27	197
2	220	2	6	12	0	190	294	0	500	484	500	35,78	0,76	35,02	122,88	122,76	122,82	107,06	15,57	65
3	199	5	16	12	0	166	318	0	500	484	500	35,02	0,82	34,19	122,76	122,62	122,69	106,49	16,01	67
4	486	20	16	-36	0	486	-2	0	500	484	500	34,20	-0,00	34,20	122,62	122,72	122,62	106,49	15,94	66
5	2020	11	16	-36	9	2020	-1545	0	500	475	500	34,20	-4,00	38,20	122,72	123,28	122,95	106,49	16,27	66
6	1094	13	16	-6	8	1063	-587	0	500	476	500	38,21	-1,52	39,72	123,28	123,54	123,41	106,49	16,73	68
7	1298	12	16	0	7	1263	-786	0	500	477	500	39,73	-2,03	41,76	123,54	123,95	123,75	106,49	17,06	70
8	1151	12	16	0	0	1123	-639	0	500	484	500	41,77	-1,65	43,42	123,95	124,33	124,14	106,49	17,46	73
9	1172	8	16	0	0	1148	-664	0	500	484	500	43,42	-1,72	45,14	124,33	124,79	124,56	106,49	17,88	74
10	785	4	16	12	0	753	-269	0	500	484	500	45,14	-0,69	45,84	124,79	125,00	124,90	106,49	18,21	76

Продолжение приложения А

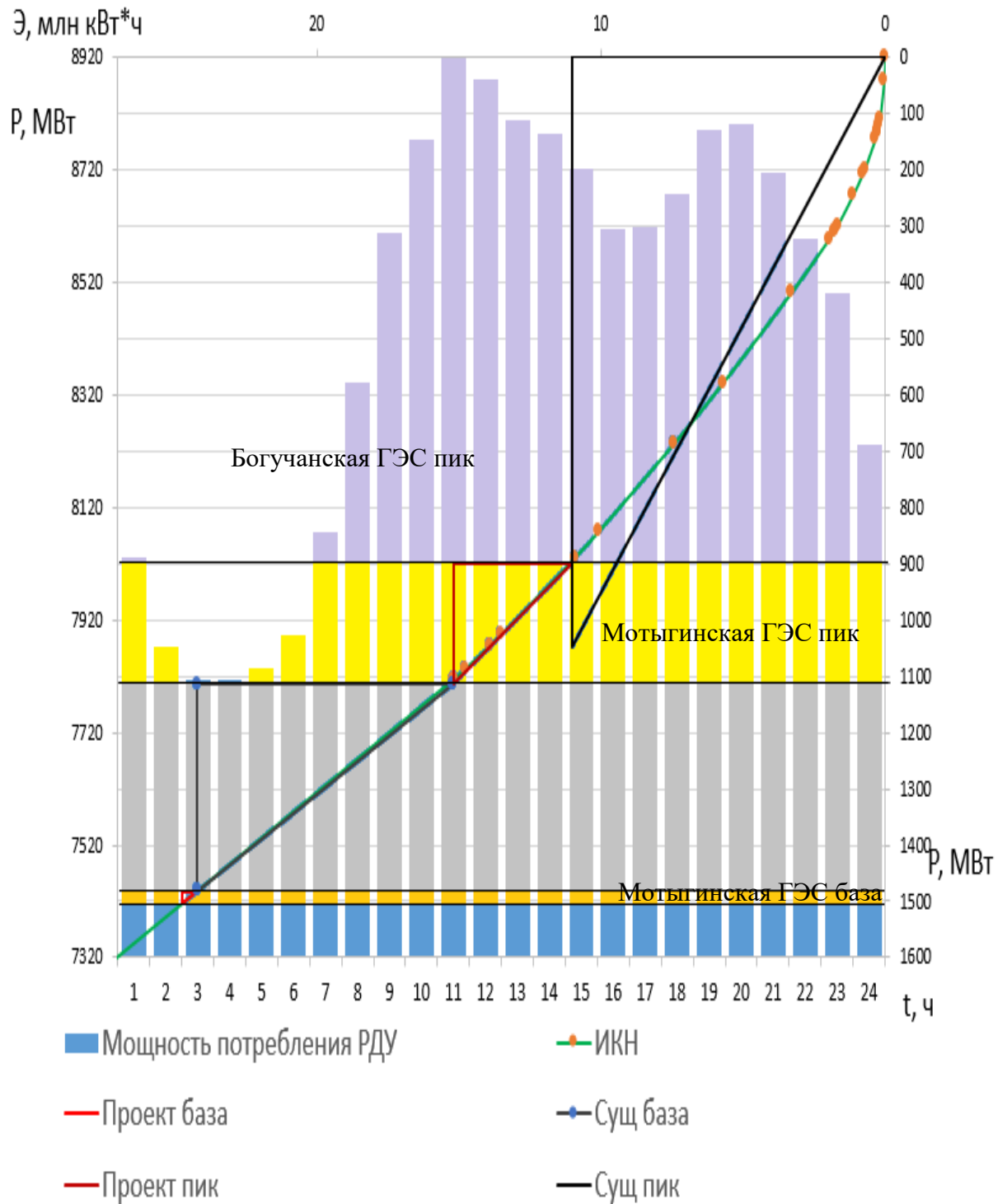


Рисунок А.1 –Работа проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Баланс мощности

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Pmax	Равар.	Рнагр.	Нраб.	Ннагр.	Нрем.	Нраб.	Ннагр.	Нрем.	Нраб.	Ннагр.	Навар.	Нрем.
1	8723	131	872	1269	110	0	237,00	21	0	7444	131	872	0
2	8410	126	841	1243	119	0	70,00	7	0	7321	126	841	0
3	7868	118	787	1029	110	0	70,00	8	0	6859	118	787	0
4	7241	109	724	976	101	0	78,00	8	0	6297	109	724	0
5	6699	100	670	883	92	0	72,00	8	0	5786	100	670	128
6	6385	96	639	885	89	0	71,00	7	0	5566	96	639	473,5
7	6385	96	639	886	89	0	71,00	7	0	5565	96	639	473,5
8	6699	100	670	884	92	0	74,00	8	0	5783	100	670	128
9	7240	109	724	978	101	212	80,00	8	40	6292	109	724	0
10	7868	118	787	1027	110	0	77,00	8	0	6854	118	787	0
11	8410	126	841	1238	119	0	78,00	7	0	7315	126	841	0
12	8723	131	872	1265	110	0	237,00	21	0	7442	131	872	0

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Расчёт водноэнергетического регулирования в среднем по водности году (работа ГЭС по мощностям маловодного года)

№ месяца	Q <sub>50%</sub>	Q <sub>исп.</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>лёд</sub>	Q <sub>шлюз</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>вдхр.</sub>	Q <sub>хл.сб.</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>
11	433	3	16	12	0	402	110	0	500	512	528
12	380	3	16	12	0	349	1565	0	500	1914	1930
1	299	2	16	12	0	269	1910	0	500	2179	2195
2	268	2	16	12	0	238	246	0	500	484	500
3	251	5	16	12	0	218	650	0	500	868	884
4	486	20	16	-36	0	486	-2	0	500	484	500
5	3002	11	16	-36	8	3003	-2484	0	500	519	543
6	1626	13	16	-6	8	1595	-885	0	500	710	734
7	1299	12	16	0	7	1264	-780	0	500	484	507
8	1272	12	16	0	0	1244	-330	0	500	914	930
9	1521	8	16	0	0	1497	0	0	500	1497	1513
10	956	4	16	12	0	924	0	0	500	924	940

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.6

$V_{нач}$	$\Delta V$	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$	$Z_{НБ}$	$H$	$N$	$N_{гар.}$	Э, млн кВт*ч
45,84	0,29	45,55	125	124,91	124,96	106,62	18,14	80	254	57,6
45,55488	4,06	41,50	124,91	123,89	124,40	112,27	11,94	197	197	141,84
41,4984	4,95	36,55	123,89	123,01	123,45	112,77	10,49	197	197	141,84
36,54768	0,64	35,91	123,01	122,9	122,96	107,06	15,70	65	254	46,8
35,91005	1,68	34,23	122,9	122,62	122,76	108,16	14,41	108	254	77,76
34,22525	-0,01	34,23	122,62	122,72	122,62	106,49	15,94	66	254	47,52
34,23043	-6,44	40,67	122,72	123,72	123,17	106,69	16,29	73	254	52,56
40,66896	-2,29	42,96	123,72	124,22	123,97	107,54	16,24	99	254	71,28
42,96288	-2,02	44,98	124,22	124,75	124,49	106,52	17,77	74	254	53,28
44,98464	-0,86	45,84	124,75	125	124,88	108,35	16,34	128	254	92,16
45,84	0	45,84	125	125	125,00	110,30	14,51	187	254	134,64
45,84	0	45,840	125	125,00	125,00	108,38	16,43	131	254	94,32

$\text{Э}_{год} = 1012,76 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$

Продолжение приложения А

Таблица А.7 – Расчёт водноэнергетического регулирования в среднем по водности году (работа ГЭС по отметкам маловодного года)

№ месяца	Q <sub>50%</sub>	Q <sub>исп.</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>лёд</sub>	Q <sub>шлюз</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>вдхр.</sub>	Q <sub>хл.сб.</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>
11	433	3	16	12	0	402	155	0	500	557	573
12	380	3	16	12	0	349	1720	0	500	2069	2085
1	299	2	16	12	0	269	2020	0	500	2289	2305
2	268	2	16	12	0	238	280	0	500	518	534
3	251	5	16	12	0	218	300	0	500	518	534
4	486	20	16	-36	0	486	20	0	500	506	522
5	3002	11	16	-36	8	3003	-2500	0	500	503	527
6	1626	13	16	-6	8	1595	-910	0	500	685	709
7	1299	12	16	0	7	1264	-780	0	500	484	507
8	1272	12	16	0	0	1244	-305	0	500	939	955
9	1521	8	16	0	0	1497	0	0	500	1497	1513
10	956	4	16	12	0	924	0	0	500	924	940

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.7

$V_{\text{нач}}$	$\Delta V$	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H$	$N$	$N_{\text{гар.}}$	$\mathcal{E}$ , млн кВт*ч
45,84	0,40	45,44	125	124,88	124,94	106,83	17,92	86	254	61,92
45,44	4,46	40,98	124,88	123,78	124,33	112,58	11,56	206	197	148,32
40,98	5,24	35,74	123,78	122,88	123,33	112,95	10,19	200	197	144
35,74	0,73	35,02	122,88	122,76	122,82	107,25	15,38	68	254	48,96
35,02	0,78	34,24	122,76	122,62	122,69	106,65	15,85	71	254	51,12
34,24	0,05	34,19	122,62	122,72	122,62	106,59	15,84	69	254	49,68
34,19	-6,48	40,67	122,72	123,72	123,17	106,62	16,36	71	254	51,12
40,67	-2,36	43,03	123,72	124,23	123,98	107,43	16,35	96	254	69,12
43,03	-2,02	45,05	124,23	124,77	124,50	106,52	17,79	74	254	53,28
45,05	-0,79	45,84	124,77	125	124,89	108,44	16,25	131	254	94,32
45,84	0	45,84	125	125	125,00	110,30	14,51	187	254	134,64
45,84	0	45,840	125	125,00	125,00	108,38	16,43	131	254	94,32

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 1000,8 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

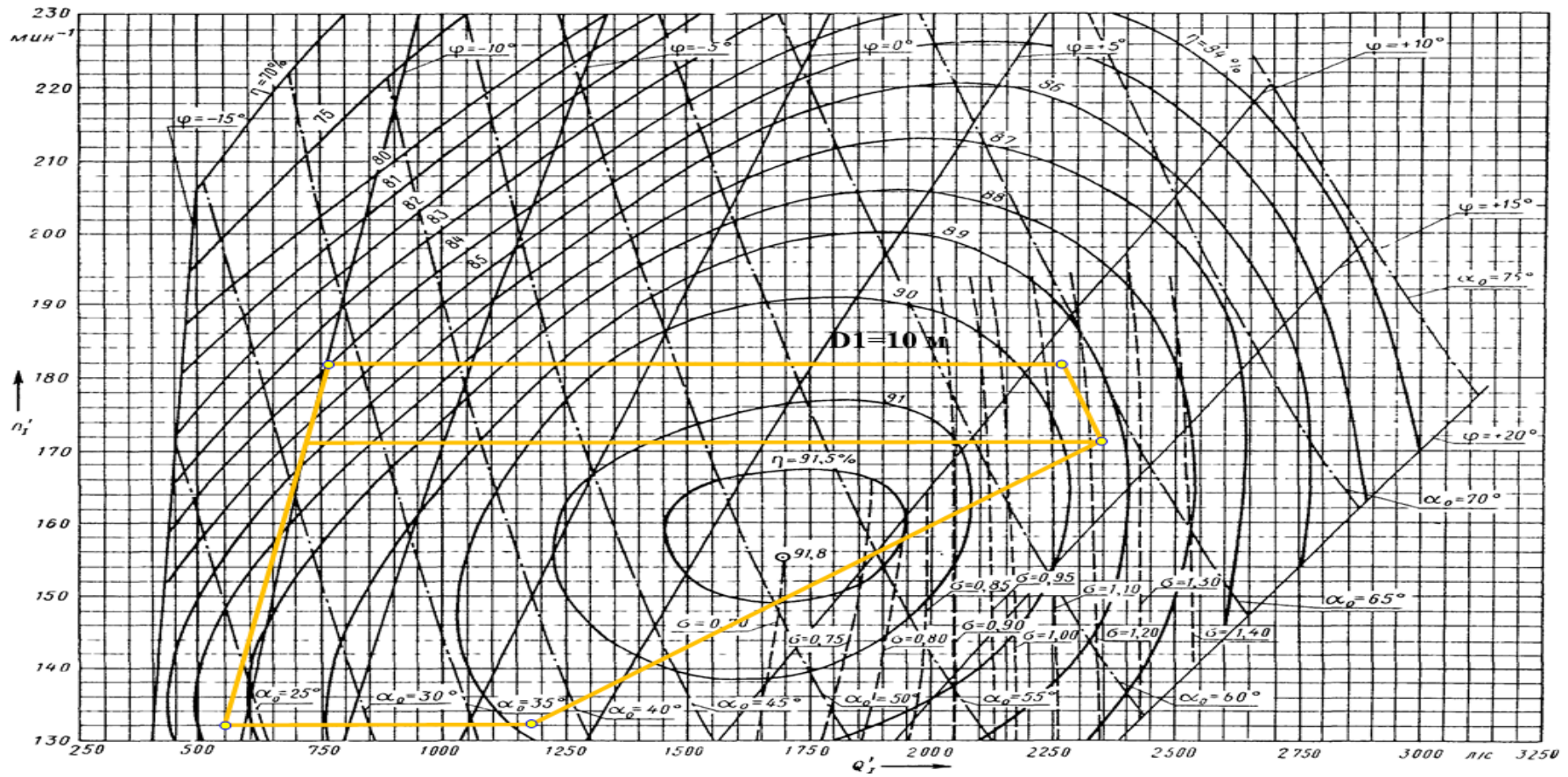


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ20-ГК-1000

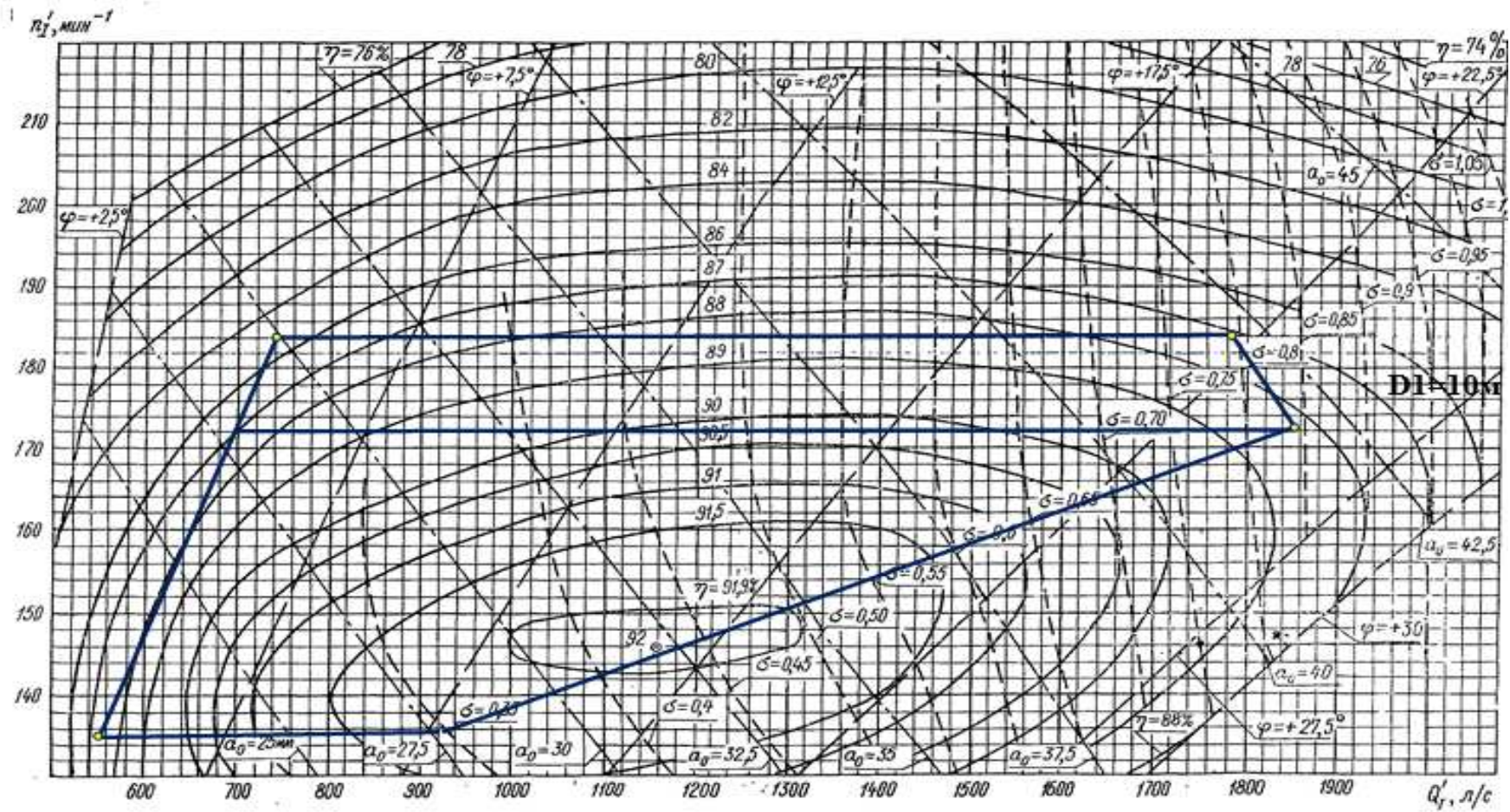


Рисунок Б.2 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ20-В-1000

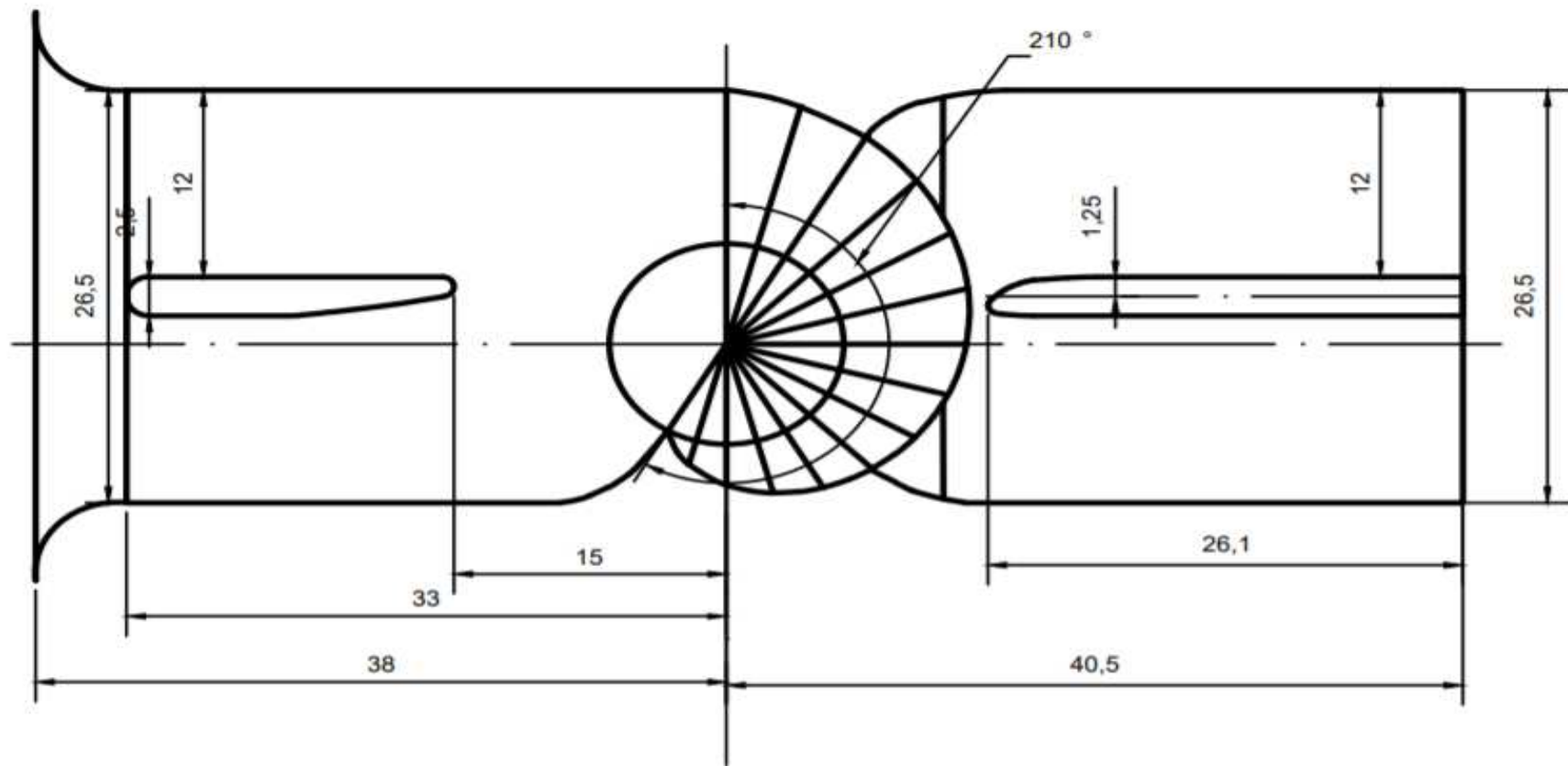


Рисунок Б.3 – Спиральная камера

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Таблица уставок и матрицы отключений защит

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP,0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,48 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	1,59 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	4,76 А	
		$I_{OTC}$	$6 \cdot I_H$	19,05 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,22 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,48 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	0,79 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,40 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,49 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	4,86 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_1$	0,087	1,28 Ом
			$Z_{CM1}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,19 Ом
		2 ступень	$Z_2$	0,35	5,13 Ом
			$Z_{CM2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,77 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ,Р}$	4,86 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ,Р}$	4,99 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ,Р}$	10,23 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие							
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ	Предупредительный сигнал	
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	+	+	+	+				
Защита от замыканий на землю обмотки статора	$U_0$	$t_1$						+	
		$t_2$	+	+	+				
	$U_{03}$	+	+	+					
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	+	+					
		1 ступень	+	+					
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	$I_2$	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС	$t_1$					+	
			$t_2$						
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС	$t_1$					+	
			$t_2$						
$t_3$	+		+						
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$					+	
			$t_2$						
			$t_3$	+	+				
Защита ротора от перегрузок	$I_p$	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС	+	+					





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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
подпись.      инициалы, фамилия

« 18 » 06 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОТЫГИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА.  
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ  
ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ  
тема

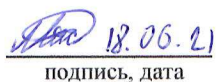
Руководитель

  
подпись, дата

Зав. Кафедры ГГЭЭС,  
СШФ СФУ,  
канд. техн. наук  
должность

А.А. Ачитаев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

К.С. Мясников  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Мотыгинской ГЭС на реке Ангара. Обеспечение пожарной безопасности на объектах гидроэнергетики».

Консультанты по  
разделам:

Водно - энергетические расчёты

Зайд 10.06.21  
подпись, дата

Е.Ю. Зашеева  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

В.В. Каштанов  
подпись, дата

Д.В. Каштанов  
инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.И. Армаев  
подпись, дата

А.А. Армаев  
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

В.В. Широков  
подпись, дата

А.В. Широков  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

В.В. Золотарев  
подпись, дата

О.В. Золотарев  
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана  
труда

А.В. Майский  
подпись, дата

А.В. Майский  
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.В. Карпов  
подпись, дата

В.В. Карпов  
инициалы, фамилия

Технико - экономическое  
обоснование

В.В. Лапачев  
подпись, дата

В.В. Лапачев  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

А.А. Табанов  
подпись, дата

А.А. Табанов  
инициалы, фамилия