

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехник

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА.  
ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВОЙ  
ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ ДЛЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ПРИ  
СОЧЕТАНИИ С СОВРЕМЕННОЙ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ  
ТЕХНИКЕ**

Руководитель	_____	Зав. кафедры ГГЭЭС, СШФ СФУ, канд. техн. наук	А.А. Ачитаев
	подпись, дата		
Выпускник	_____		Д.А. Артюх
	подпись, дата		

Саяногорск; Черёмушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Олёкминской ГЭС на реке Олёкма. Исследование возможности применения цифровой обработки сигналов для трансформаторов тока при сочетании с современной микропроцессорной технике».

Консультанты по  
разделам:

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ОЛЁКМИНСКОЙ 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 Инженерно-геологические изыскания .....	13
1.4 Сейсмическая обстановка .....	13
1.5 Энерго-экономическая характеристика региона.....	13
2 Водноэнергетические расчёты и выбор установленной мощности.....	14
2.1 Регулирование стока воды .....	14
2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов .....	14
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	15
2.1.3 Выбор расчётного средневодного года.....	16
2.1.4 Выбор расчётного маловодного года.....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов .....	18
2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса .....	18
2.2.2 Баланс энергий .....	19
2.2.3 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году .....	21
2.2.4 Баланс мощности.....	21
2.2.5 Определение установленной мощности Олёкминской ГЭС .....	23
2.2.6 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки.....	23
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС .....	24
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	24
3.1.1 Построение режимного поля Олёкминской ГЭС по напору и расходу .....	24
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ..	26
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы .....	29
3.3 Выбор серийного гидрогенератора .....	31
3.4 Выбор вспомогательного оборудования .....	32
4 Электрическая часть .....	33
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС .....	33
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	34
4.2.1 Выбор синхронных генераторов .....	34
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком .....	35

4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком .....	36
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд (СН) .....	37
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения, марки проводов воздушных линий .....	38
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта .....	39
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	40
4.6	Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) .....	41
4.6.1	Исходные данные для расчетов .....	41
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin .....	43
4.6.3	Результаты расчёта токов КЗ .....	44
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов .....	45
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении .....	45
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	45
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	46
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов .....	47
4.9	Выбор параметров КРУЭ .....	47
5	Релейная защита и автоматика .....	49
5.1	Технические данные защищаемого оборудования .....	49
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор .....	50
5.3	Расчёт номинальных токов .....	51
5.4	Описание защит и расчёт их уставок .....	52
5.4.1	Продольная дифференциальная защита .....	52
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO)) .....	54
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....	56
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) .....	57
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I1) .....	60
5.4.6	Дистанционная защита генератора (Z1<), (Z2<) .....	62
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	65
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	66
5.6	Таблица уставок и матрица отключений .....	67
6	Компоновка сооружения и гидроузла .....	68
6.1	Назначение класса ГТС .....	68
6.2	Определение отметки гребня бетонной плотины .....	68
6.3	Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн.}}$ ; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$ .....	70
6.4	Расчет пропускной способности гидроузла, включая заглубленные водопропускные отверстия для сработки полезного объема водохранилища и притока за период от НПУ до УМО .....	71

6.4.1	Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.....	71
6.4.2	Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла.....	72
6.4.3	Определение ширины водосливного фронта.....	73
6.4.4	Определение напора на водосливе.....	73
6.4.5	Определение напора на водосливе.....	74
6.4.6	Определение отметки гребня водослива.....	74
6.4.7	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	74
6.4.8	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	75
6.4.9	Построение профиля водосливной грани.....	75
6.4.10	Определение отметки гребня плотины.....	76
6.5	Обоснованный выбор состава ГТС и компоновки гидроузл.....	77
6.6	Расчет энергогасящих устройств в НБ.....	77
6.6.1	Расчёт сопряжения потока в НБ.....	77
6.6.2	Расчет носка трамплина и дальности отлета струи.....	79
6.7	Определение ширины подошвы плотины.....	82
6.7.1	Разрезка бетонных плотин швами.....	83
6.7.2	Быки.....	84
6.7.3	Устои.....	84
6.674	Определение ширины плотины по гребню.....	85
6.7.5	Галереи и дренаж в теле плотины.....	85
6.7.6	Расчет цементационной завесы и дренажа.....	86
6.8	Определение основных нагрузок на плотину.....	87
6.8.1	Вес сооружения.....	87
6.8.2	Сила гидростатического давления воды.....	88
6.8.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	88
6.8.4	Сила фильтрационного давления.....	88
6.8.5	Давление грунта.....	89
6.8.6	Волновое воздействие.....	90
6.9	Оценка прочности плотины.....	91
6.9.1	Определение напряжений.....	91
6.9.2	Критерии прочности плотины и её основания.....	93
6.10	Обоснование устойчивости плотины.....	94
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Олёкминского ГУ. Противопожарная безопасность и охрана труда.....	96
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	96
7.2	Пожарная безопасность.....	96
7.3	Охрана труда.....	97
7.4	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Олёкминского ГУ.....	99
7.4.1	Общие сведения о районе строительства.....	99

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	100
7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	102
7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	103
7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	104
8 Технико-экономическое обоснование .....	105
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	105
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	105
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	105
8.1.3 Налоговые расходы.....	108
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ....	109
8.3 Анализ денежных потоков .....	110
8.4 Оценка инвестиционного проекта.....	111
8.4.1 Методология, исходные данные.....	111
8.4.2 Коммерческая эффективность .....	111
8.4.3 Бюджетная эффективность .....	112
8.5 Анализ чувствительности.....	113
9 Исследование возможности применения цифровой обработки сигналов для трансформаторов тока при сочетании с современной микропроцессорной технике .....	115
9.1 Цифровая обработка сигнала .....	115
9.1.1 Понятие о цифровой обработке сигналов (ЦОС) .....	115
9.1.2 ЦОС в реалиях Российской электроэнергетики .....	115
9.2 Цифровые трансформаторы тока .....	117
9.2.1 Общие сведения .....	117
9.2.2 Устройство ЦТТ и принцип действия .....	118
9.3 Применение ЦОС .....	119
9.4 Аналого-цифровые преобразователи .....	120
9.5 Перспективы применения цифровой обработки.....	121
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водноэнергетические расчёты.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ В Таблица уставок и матрицы отключений защит .....	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Технико-экономическое обоснование .....	139

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанция (ГЭС) – основной объект гидроэлектроэнергетики. Она представляет собой неразрывную систему гидротехнических сооружений и оборудования получения электрической энергии. Занимая особо важное место в современных энергетических системах, они выполняют главную роль по регулированию параметров систем в нестационарных режимах, а также покрывают наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта.

Российская Федерация обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%), в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

## 2 Водноэнергетические расчёты и выбор установленной мощности

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов

По исходному ряду (см. табл. 1.2) выбираем средние максимальные расходы. Затем вычисляем модульные коэффициенты К:

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

Рассчитываем коэффициент вариации  $C_v$  и коэффициент асимметрии  $C_s$ :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{3,862}{50}} = 0,278, \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{1,216}{50 \cdot 0,278^3} = 1,132. \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,278^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 11,212\%. \quad (2.4)$$

Данная ошибка незначительная для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,278^2+5 \cdot 0,278^4}}}{1,132} \cdot 100\% = 37,399\%. \quad (2.5)$$

Результаты расчёта максимальных расходов для основного и проверочного случаев представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

P%	Ф или φ	M <sub>S</sub>	K <sub>S</sub>	Q, м <sup>3</sup> /с
0,1	4,715	1,311	2,311	2439
1	3,109	0,864	1,864	1967



## 2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчётных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убываения. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\% \quad (2.6)$$

где  $P(m)$  – обеспеченность;

$m$  – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении А, таблица А.1. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

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

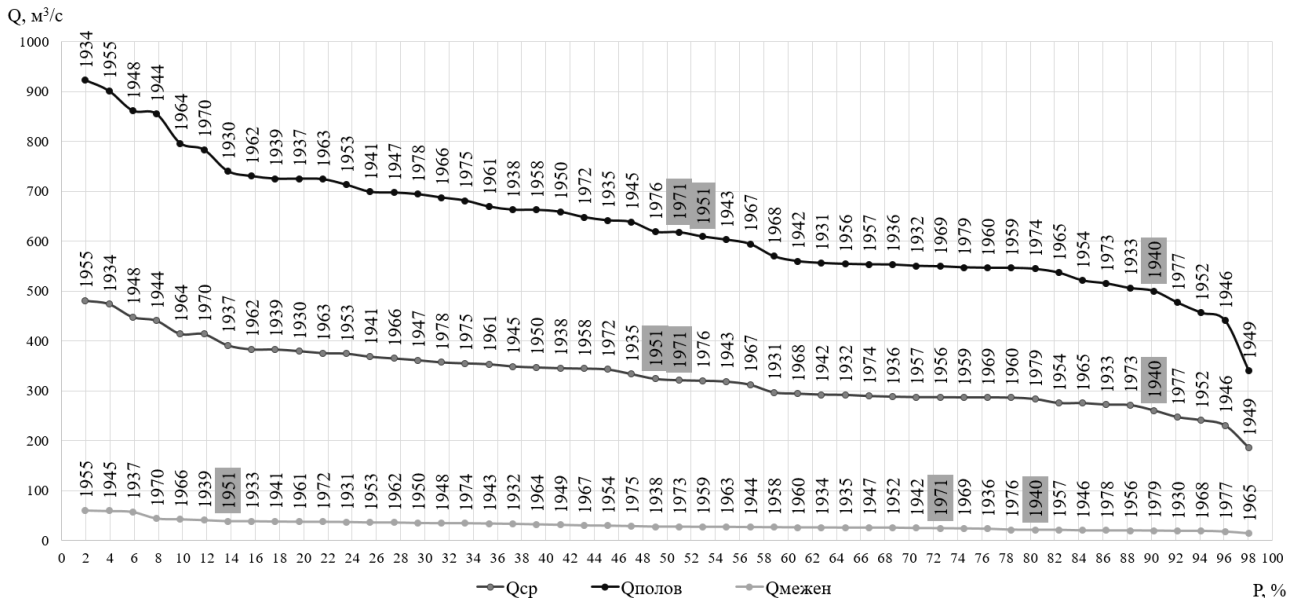


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

### 2.1.3 Выбор расчётного 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%: 1971 и 1951 гг. 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.

1951:

$$K_M = \frac{Q_{\text{Мбазовое 50\%}}}{Q_{M1951}} = \frac{28}{39} = 0,72, \quad (2.7)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{Пбазовое 50\%}}}{Q_{\Pi1951}} = \frac{619}{609} = 1,02. \quad (2.8)$$

1971:

$$K_M = \frac{Q_{\text{Мбазовое 50\%}}}{Q_{M1971}} = \frac{28}{25} = 1,12, \quad (2.9)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{Пбазовое 50\%}}}{Q_{\Pi1971}} = \frac{619}{618} = 1,00. \quad (2.10)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1971 г. Принимаем его в качестве расчётного средневодного года. Так как один из коэффициентов равен 1, то приведение и корректировку делать не нужно, иначе это исказит среднегодовое значение.

### 2.1.4 Выбор расчётного маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на эмпирических кривых обеспеченности соответствует 1940 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

1940:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{Пбазовое 90\%}}}{Q_{\Pi1940}} = \frac{500}{500} = 1. \quad (2.11)$$

1979:

$$K_M = \frac{Q_{\text{Мбазовое 90\%}}}{Q_{M1940}} = \frac{20}{21} = 0,95. \quad (2.12)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1940 г. Принимаем его в качестве расчётного среднеговодного года. Так как один из коэффициентов равен 1, то приведение и корректировку делать не нужно, иначе это исказит среднегодовое значение.

Уточнив окончательно расчетные гидрографы среднеговодного и маловодного лет, необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов среднеговодного года (табл. 2.2). В данном случае один расход в маловодном году больше среднеговодного, поэтому необходимо сделать дополнительную корректировку.

Таблица 2.2 – Сравнение расходов среднеговодного и маловодного года и корректировка

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.</sub> год
1971 (50%)	12,4	6,7	5,9	8,9	988	1006	627	368	332	386	59	54,5	321
1940 (90%)	15,2	10,3	10	8,6	750	570	505	376	526	273	70	14,5	261
Q <sub>50%</sub> -Q <sub>90%</sub>	-2,8	-3,6	-4,1	0,3	238	436	122	-8	-194	113	-11	40	60
Корректировка	2,8	3,6	4,1	0	-50	-100	-27	8	194	-25	11	-21,5	0
1971 (50%)	15,2	10,3	10	8,9	938	906	600	376	526	361	70	33	321

По скорректированным данным таблицы 2.2 строится расчетный гидрограф (см. рис. 2.2):

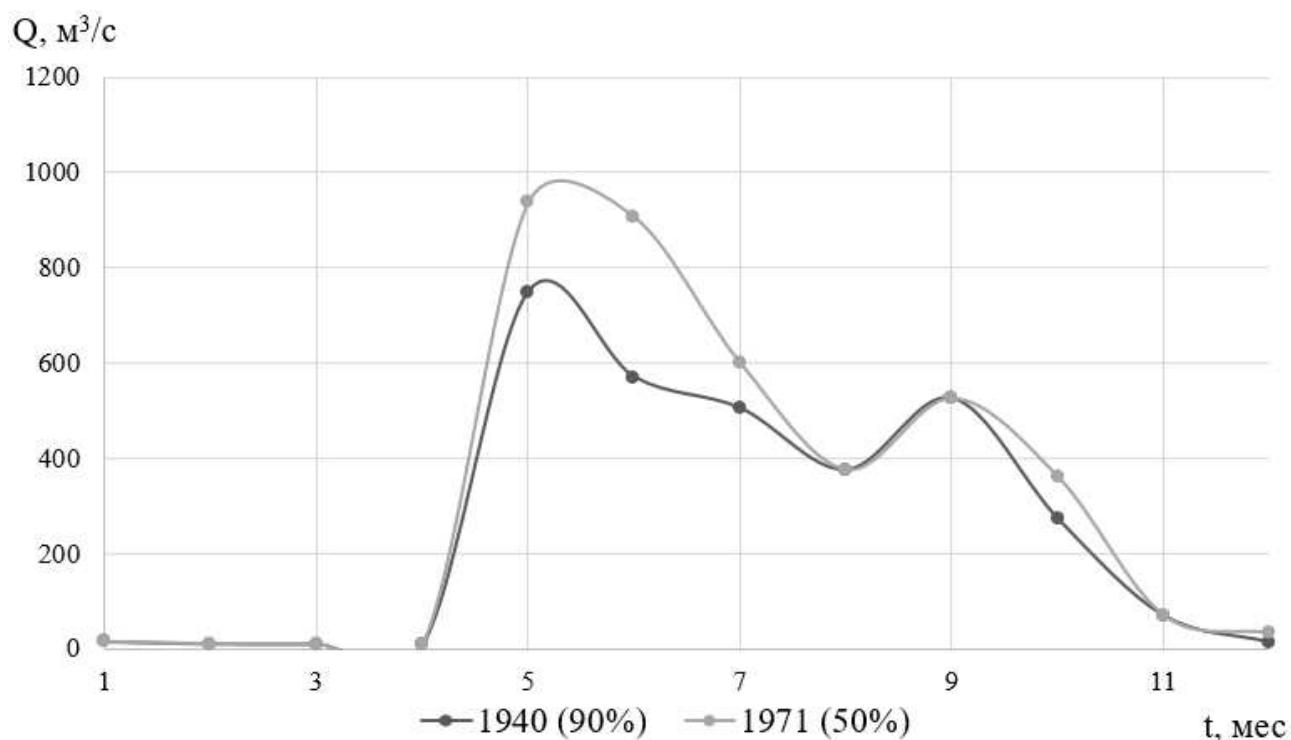


Рисунок 2.2 – Гидрографы среднеговодного и маловодного годов

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

### 2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчетного маловодного года (1940 г.) вычисляем значения полезных расходов по формуле:

$$Q_{\text{пол}} = Q^{90\%} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{лёд}} - Q_{\text{шл}}. \quad (2.13)$$

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),  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

Если полезные расходы получились меньше 0, то следует уменьшить потери (желательно принимать целое число: 1%, 2%, 3% ...). Расчёт полезных расходов представлен в таблице 2.3:

Таблица 2.3 – Расчёт полезных расходов

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	15	10	10	9	750	570	505	376	526	273	70	15
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	8	6	5	4	5	3	1	0
$Q_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
$Q_{\text{лёд}}, \text{м}^3/\text{с}$	5	3	3	3	3	-14	-14	0	0	3	3	5
$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	23	17	0	0	0	0	0	0
$\Sigma Q, \text{м}^3/\text{с}$	8	6	6	6	37	12	-6	7	8	9	7	8
$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	7	4	4	3	713	558	511	369	518	264	63	7

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

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_M \cdot Q_{\text{пол}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.14)$$

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,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

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

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

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_M \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.15)$$

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

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

Результаты расчётов представленный в приложении А таблицах А2, А3.

### 2.2.2 Баланс энергий

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

Возьмем за основу годовой график средних мощностей (см. табл. 2.4)

Таблица 2.4 – Годовой график средних мощностей нагрузок Амурской энергосистемы

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{\text{ср}}$ , МВт	2442	2343	2171	1973	1801	1702	1702	1801	1972	2170	2342	2442

Для построения графика баланса энергий рассчитаем мощности существующих в энергосистеме ГЭС (см. табл. 2.5).

Выработка за год:  $\mathcal{E} = 4900$  млн кВт·ч.

Таблица 2.5 – Расчет мощности существующих ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Коэффициенты	1,2	1,1	1	0,93	0,9	0,8	0,8	0,9	0,93	1	1,1	1,2
$\mathcal{E}_{\text{сущ}}$ , млн кВт·ч	16,11	14,77	13,42	12,48	12,08	10,74	10,74	12,08	12,48	13,42	14,77	16,11
$N_{\text{сущ}}$ , МВт	671	615	559	520	503	448	448	503	520	559	615	671

Баланс энергий представлен на рисунке 2.3:

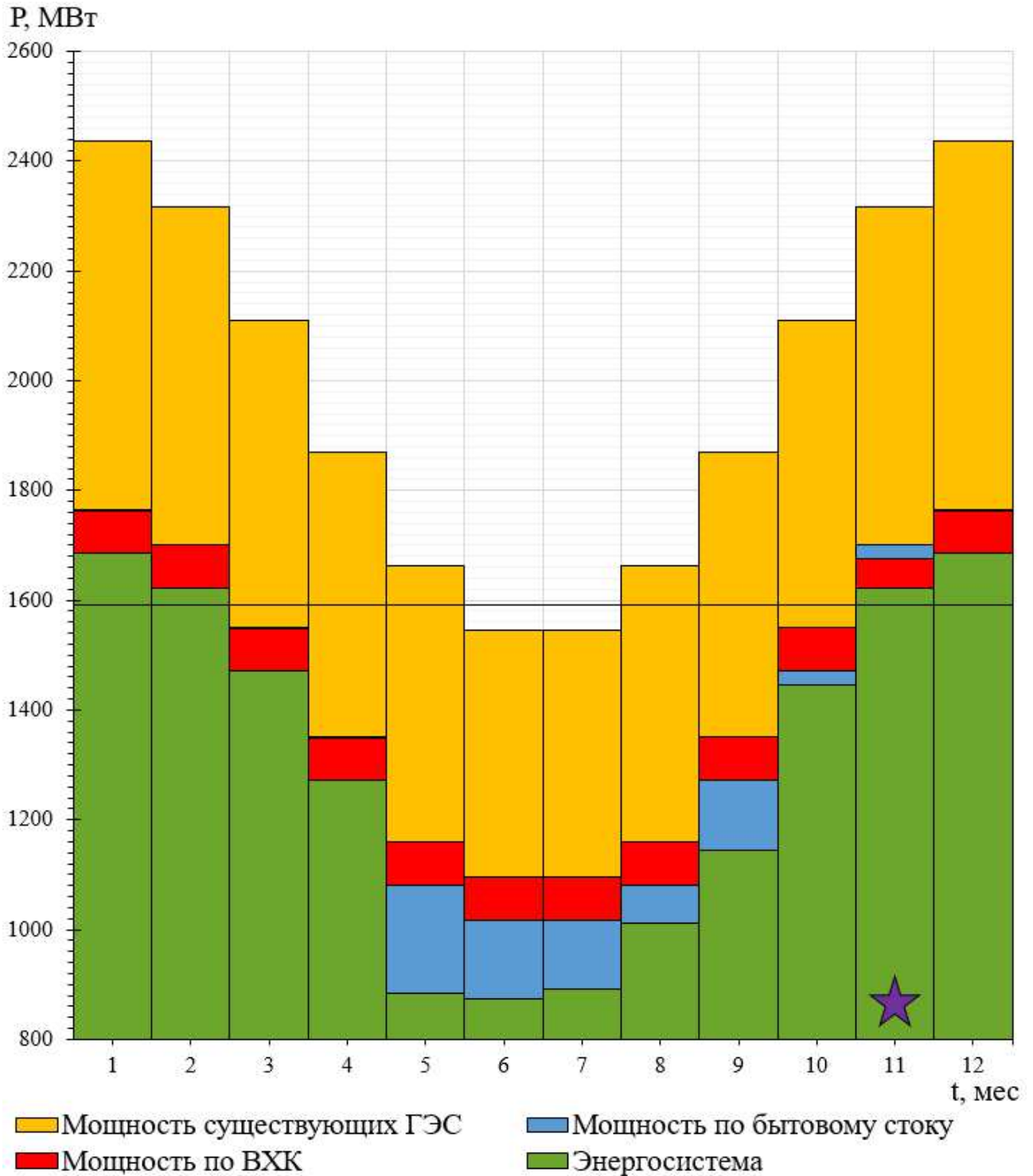


Рисунок 2.3 – Баланс энергий:

★ обозначен месяц начала сработки водохранилища

Также по графику баланса энергий определяем месяц начала сработки водохранилища следующим образом: месяц, в котором бытовая мощность  $N_{\text{быт}}$  меньше, чем мощность, требуемая по водохозяйственному режиму  $N_{\text{ВХУ}}$ . В нашем случае – это XI месяц.

### 2.2.3 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

Начало сработки водохранилища – XI месяц.

В начальной итерации не получилось достичь поставленной цели. Это связано с приблизительным взятием значений гарантированной мощности. После их корректировки удалось добиться равенства отметок. Окончательный вариант сработки и наполнения водохранилища приведён в приложении А таблица А.4.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря –  $N_{\text{гар}} = 162$  МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 438,28 м;
- полезный объём –  $V_{\text{полезн}} = 4,642$  км<sup>3</sup>.

Гарантированная мощность каждого месяца представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Гарантированная мощность

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	162	99	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	99	162

### 2.2.4 Баланс мощности

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Для построения баланса мощности необходимо знать рабочие мощности проектируемой ГЭС, а также следующие величины:

Нагрузочный резерв системы. Необходим для поддержания частоты и напряжения в системе в допустимых пределах:

$$N_{\text{нагр}} \approx 2\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,02 \cdot 2616 = 52 \text{ МВт.} \quad (2.16)$$

Нагрузочный резерв распределяется между существующими в энергосистеме ГЭС согласно их мощностям.

Аварийный резерв системы. Выбирается в пределах 10 % зимнего максимума нагрузки:

$$N_{\text{авар.}} \approx 10\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,10 \cdot 2616 = 262 \text{ МВт.} \quad (2.17)$$

Аварийный резерв распределяется между существующими ГЭС.

Ремонтный резерв. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т. е. когда на ГЭС имеется свободная мощность после окончания половодья, но до начала сработки водохранилища. Капитальный ремонт оборудования ГЭС можно планировать

также один раз в 6 лет с продолжительностью 60–120 дней. Разместить ремонтный резерв ТЭС можно в летние месяцы, в провал нагрузки энергосистемы.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{ЯНВ}}}{6} = \frac{172}{6} = 29 \text{ МВт.} \quad (2.18)$$

Для существующих ТЭС и ГЭС, ремонтная площадь рассчитывается аналогично.

Все полученные данные сведены в таблицу А.5 приложение А. График баланса мощностей представлен на рисунке 2.4:

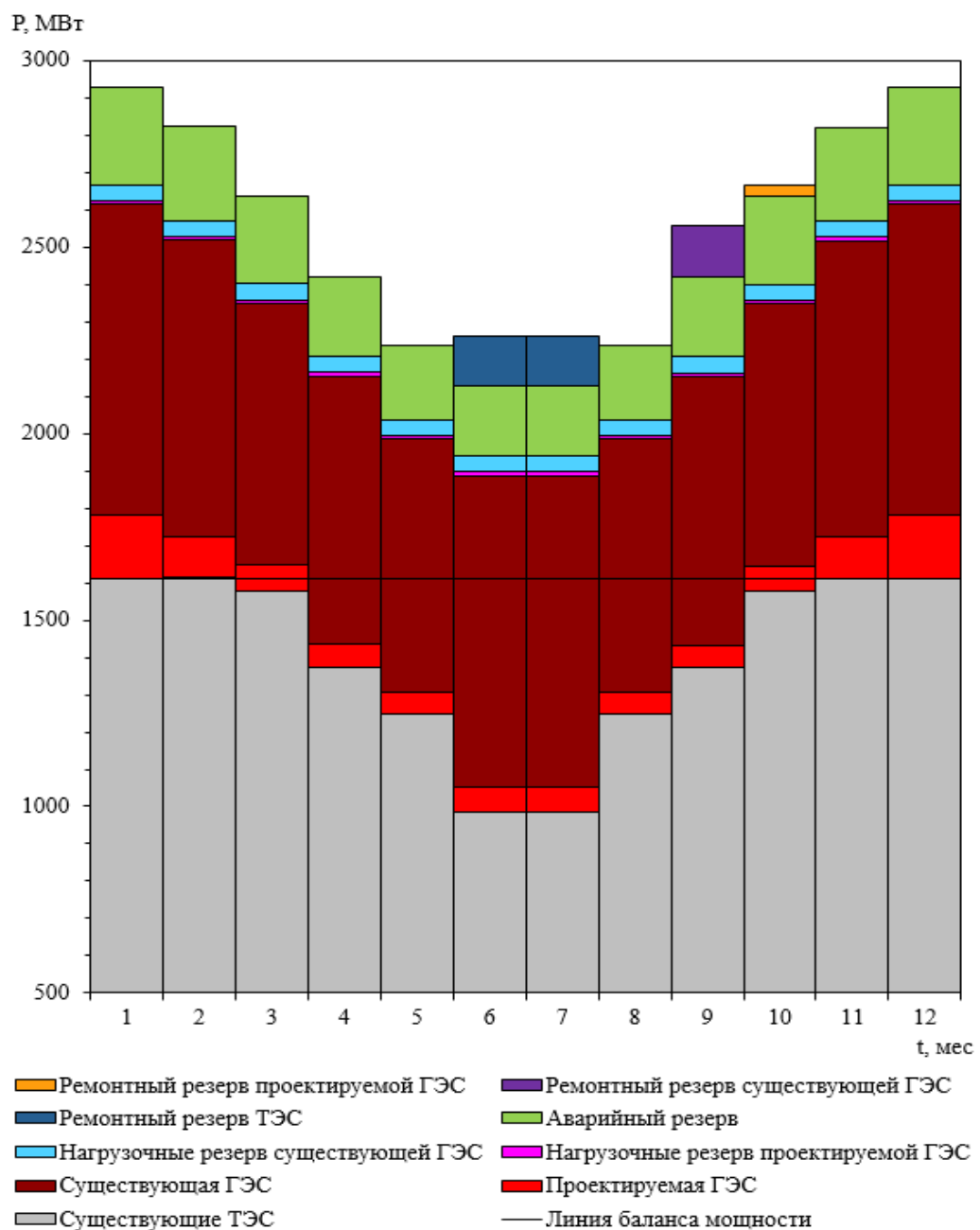


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей



## 2.2.5 Определение установленной мощности Олёкминской ГЭС

График нагрузки совмещенного с ИКН для определения  $N_{\text{раб}}^{\text{ВЫГ}}$  представлен в приложении А рисунок А.1. Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}} = N_{\text{раб}}^{\text{ВЫГ}} + N_{\text{рез}} = 172 + 9 = 181 \text{ МВт}, \quad (2.16)$$

где  $N_{\text{раб}}^{\text{ВЫГ}}$  – это максимальная рабочая мощность;

$N_{\text{рез}}$  – резервная мощность ГЭС.

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{рем}} + N_{\text{авар}} + N_{\text{нагр}} = 0 + 0 + 9 = 9 \text{ МВт}, \quad (2.2)$$

где  $N_{\text{рем}}$  – ремонтный резерв;

$N_{\text{авар}}$  – аварийный резерв;

$N_{\text{нагр}}$  – нагрузочный резерв.

## 2.2.6 Водноэнергетические расчёты 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: по отметкам и по мощностям в период наполнения в маловодном году – результаты которых представлены в таблицах А.6 и А.7 приложения А соответственно.

Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по мощностям в период сработки и наполнения в маловодном году ( $\mathcal{E} = 954,72$  млн. кВт·ч).

По данным расчетам построим графики сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном годах по мощностям (см. рис. 2.5).

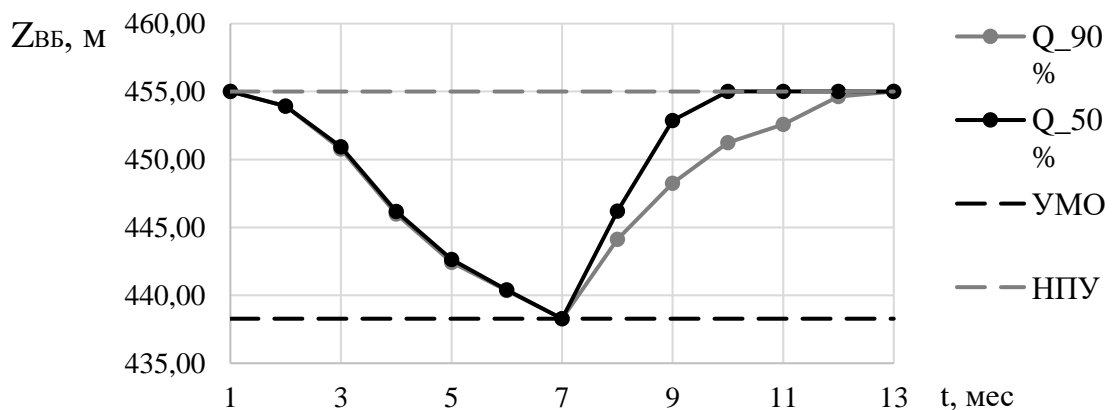


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища в условиях малой и средней водности.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля Олёкминской 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 учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [2].

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчёта 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>УМО</sub> , м	H <sub>расч</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	406,00	406,00	48,51	31,79	41,89	39,00	540	29,00	450
100	406,49	406,78	48,02	31,30	41,40	40,50	520	31,00	465
200	406,91	407,41	47,60	30,88	40,98	42,00	501	33,00	480
300	407,29	407,92	47,22	30,50	40,60	43,50	484	35,00	494
400	407,62	408,35	46,89	30,17	40,27	45,00	468	37,00	508
500	407,92	408,71	46,59	29,87	39,97	46,50	453	39,00	521
600	408,18	409,03	46,33	29,61	39,71	48,00	438	41,00	535

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определяем:

– максимальный напор  $H_{\max} = 48,02$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по расходу санитарного попуска;

– расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 39,90$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор  $H_{\min} = 30,00$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС;

– минимальный и максимальный расходы равны 100 и 528 м<sup>3</sup>/с соответственно.

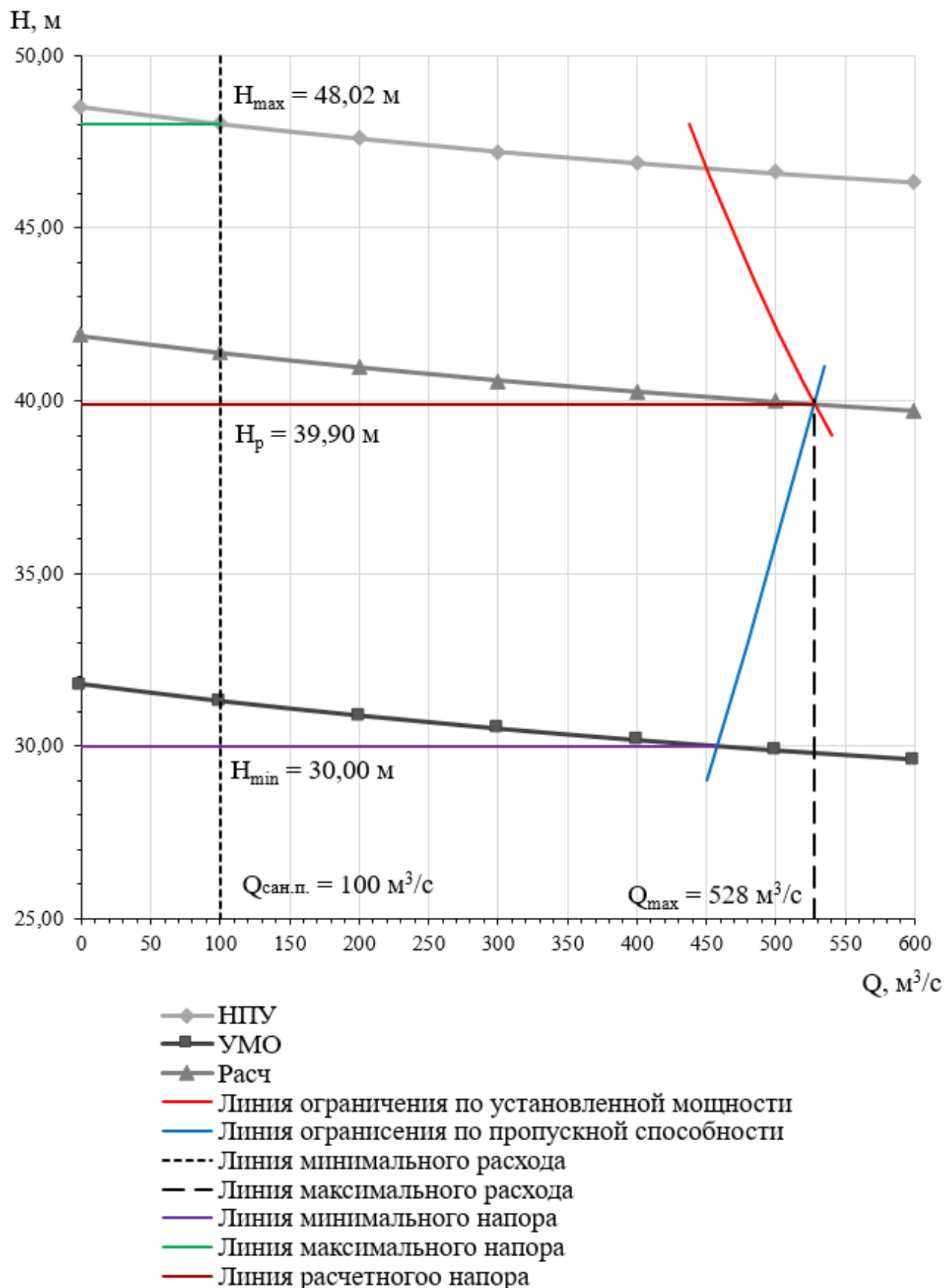


Рисунок 3.1 – Режимное поле

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

Необходимо проверить отношение  $H_{min}/H_{пред}$  (см. 3.1). Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{30,00}{50} = 0,60. \quad (3.1)$$

Допустимое отношение для ПЛ50-В и ПЛД50-В60°  $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,5$ .

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяет условию. Параметры моделей выбранных гидротурбин занесены в табл. 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин.

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В60°
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	$H_{пред}$ , м	50	50
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{Iopt}$ , об/мин	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{Iopt}$ , л/с	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,887	0,862
Приведенный максимальный расход	$Q'_{I max}$ , л/с	1500	1650
Приведенный диаметр рабочего колеса (РК)	$D'_1$ , м	0,460	0,35
Напор модельной турбины	$H_{мод}$ , м	12	5
Температура воды при испытании	$t_{мод}$ , °С	21	16

На главной универсальной характеристике турбины намечаем расчётные точки  $P_1$ , предварительно проведя линию  $n'_{Iopt}$  через оптимум КПД ( $Q'_{I(P1)} = 1,520$  для ПЛ50-В,  $Q'_{I(P1)} = 1,702$  для ПЛД50-В60°).

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2. Задаемся рядом стандартных значений диаметров  $D_1$  и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры (3.2-3.11):

- мощность агрегата в расчетной точке

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

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

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора.

- КПД натурной турбины

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.3)$$

где  $\eta_M$  - КПД модельной турбины;

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

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

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчетный напор натурной гидротурбины;

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

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

- количество агрегатов

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

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}} = 181000$  кВт)

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

Рассчитанное значение  $Z'_{\text{агр}}$  округляется в большую сторону ( $Z_a$ )

После чего уточняется мощность агрегата:

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

- поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_m}. \quad (3.6)$$

- частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{Ip} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

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

- приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

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

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta' \cdot H_p)^{0.5}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta' \cdot H_{\max})^{0.5}}. \quad (3.10)$$

- произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_{Ip} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}. \quad (3.11)$$

- произведение для ограничения по генератору

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}. \quad (3.12)$$

- приведенные расходы

$$Q'_{I \max} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta'}}, \quad (3.13)$$

$$Q'_{I \min} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta'}}. \quad (3.14)$$

На главной универсальной характеристике проводим линии  $n'_{I \max}$ ,  $n'_{Ip}$ ,  $n'_{I \min}$ . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии  $n'_p$  подбираем такое сочетание, чтобы выполнялось равенство (3.11).

Для получения окончательного значения расчётной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n'_{I \min}$  соответствующей напору  $H_{\max}$ , аналогичным образом находим координаты точки по уравнению (3.12).

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координаты универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{\min}$  и  $H_{\max}$  по формулам (3.13) и (3.14) соответственно.

Расчеты ПЛ50-В и ПЛД50-В60° нескольких диаметров представлены в приложении Б таблицах Б.1 и Б.2 соответственно.

Сопоставление различных турбин произведем по следующим параметрам (см. табл. 3.3):

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Условия транспортировки.

Таблица 3.3 – Сравнительная таблица

Марка	$D_1$ , м	$n$ , об/мин	$H_s$ , м	$\eta_{н.о.}$	$\eta_{н.рт.}$	$n_p$ , об/мин	$n_o$ , об/мин	$B_{сп}$ , м
ПЛ50-В	5	150,0	-3,20	0,95	0,948	117	116	14,64
ПЛД50-В60°	4	187,5	-4,60	0,961	0,952	116	113	16,58
ПЛД50-В60°	4,5	166,7	-6,88	0,962	0,945	116	113	18,65

где  $H_s$  – высота отсасывания (пример расчета см в п. 3.2), м;

$B_{сп}$  – ширина входа в спиральную камеру (рассчитывается по данным проточного тракта, м).

Сравним представленные варианты и выберем наилучший.

Гидротурбина ПЛД50-В60°-400 с числом ГА  $Z = 4$  является наиболее целесообразным выбором, тк имеет:

- большой КПД в рабочей точке и точке оптимума;
- оптимальную зону работы турбины;
- большую синхронную частоту, как следствие меньше число полюсов.

Важным критерием является то, что для данной турбины имеется возможность доставить РК наземным транспортом.

Зона работы для ПЛД50-В60°-400 представлена в приложении Б рисунок Б.1.

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определим по формуле:

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.15)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_s$  определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования:

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

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{\text{х.пл.}}, \quad (3.16)$$

где  $B$  – барометрическое давление (10,33 м вод.ст);

$k_\sigma = 1,1$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

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

$\Delta Z_{\text{х.пл.}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для турбины ПЛД50-В60°-400  $\Delta Z_{\text{х.пл.}} = b_0/2 = 0,375 \cdot D_1/2 = 0,375 \cdot 4/2 = 0,75$  м

При  $H_{\max}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{406,53}{900} - 1,1 \cdot 0,205 \cdot 48,02 + 0,75 = -0,20 \text{ м.}$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{406,63}{900} - 1,1 \cdot 0,347 \cdot 39,90 + 0,75 = -4,60 \text{ м.}$$

При  $H_{\min}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{406,81}{900} - 1,1 \cdot 0,313 \cdot 30,00 + 0,75 = 0,30 \text{ м.}$$

Расчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили по летней кривой связи нижнего бьефа (рис. 1.2).

Расчитывали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания (3.17-3.19). Отметка установки рабочего колеса



в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

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

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}), \quad (3.18)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}). \quad (3.19)$$

Для турбины ПЛД50-В60°-400:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 406,81 + (0,30) = 407,11 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 406,63 + (-4,60) = 402,03 ,$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 406,53 + (-0,20) = 406,33 .$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса  $Z_{PK} = 402,03$ .

### 3.3 Выбор серийного гидрогенератора

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоты вращения. Выбираем гидрогенератор СВ-600/100-32. Номинальные данные выбранного генератора представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-600/100-32

Наименование величины	Обозначение	Ед. измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	55,00
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	46,6
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	3,21
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	187,5
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	-	21
Переходное сопротивление	$X'_d$	-	30
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	-	110
Исполнение	зонтичное		

### 3.4 Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме [6, рисунок 10.9, с 144] определили тип маслonaпорной установки для напора 39 м и  $D1 = 4$  м: МНУ 4/1-40-4-2, где:

4 – объем гидроаккумулятора;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление  $40 \text{ кгс/см}^2$ ;

4 – вместительность сливного бака в  $\text{м}^3$ ;

2 – количество насосов.

Так как турбина поворотно-лопостная, то выбирается ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным [6], выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-100-4, где:

100 – диаметр главного золотника в мм;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений 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.

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.

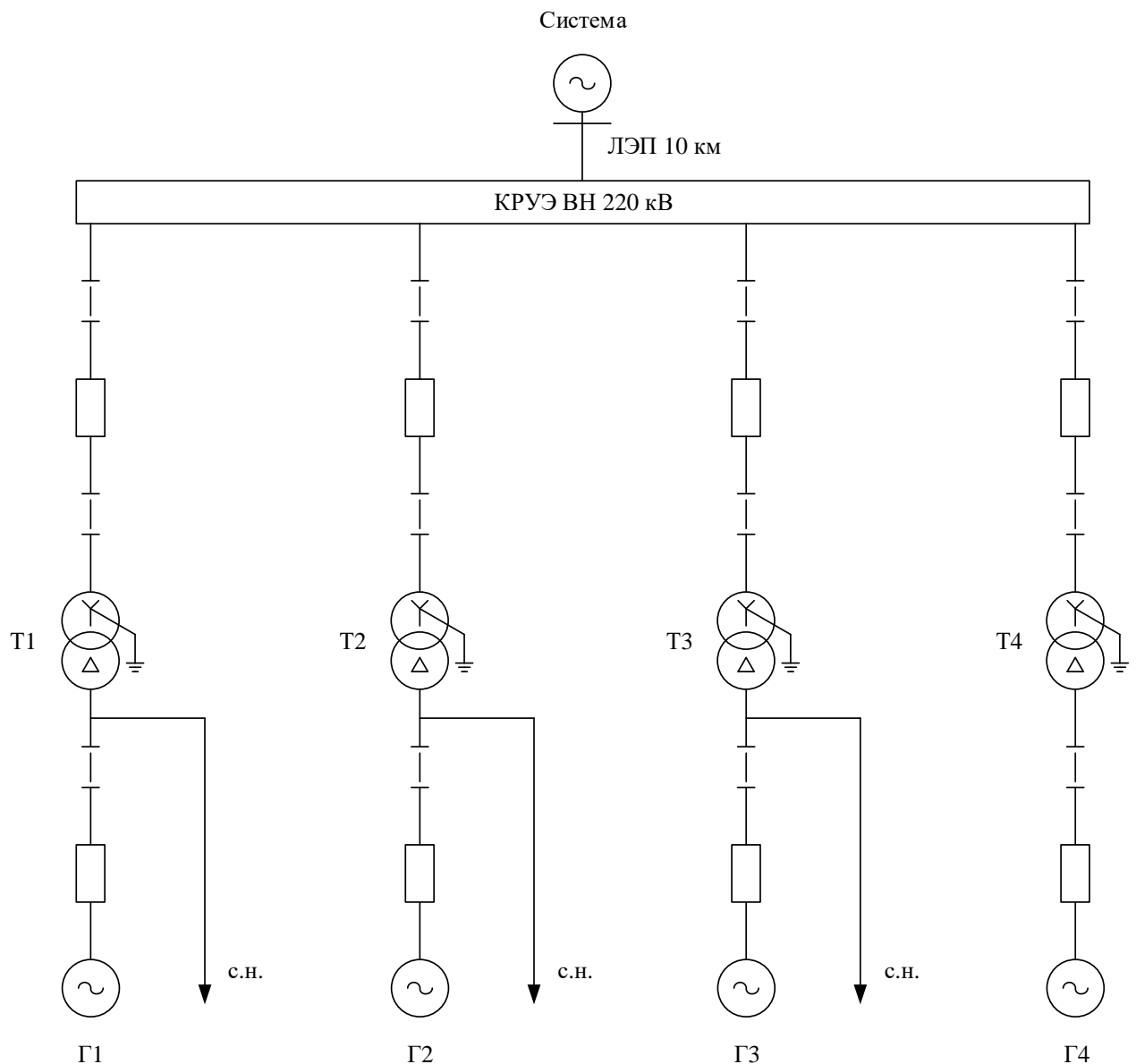


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

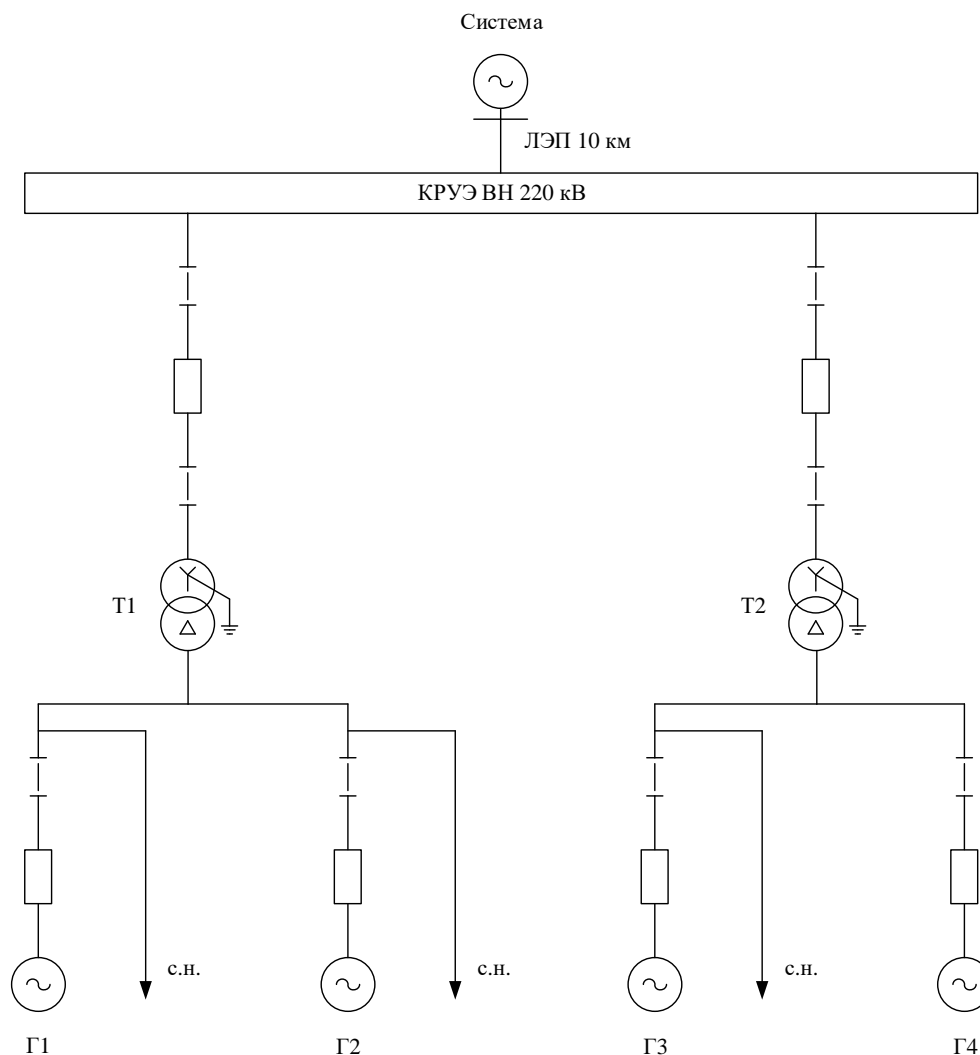


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупненными блоками

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

Для рассмотрения принимаются 2 схемы: с одиночными (см. рис. 4.1) и укрупненными (см. рис. 4.2) блоками.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учётом обеспечения ее надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Выбор гидрогенераторов (ГГ) осуществляется по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины (см. табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Паспортные данные ГГ СВ-660/100-32

Номинальная мощность		$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi$	$X'_d$	$X''_d$	$X_d$
S, МВА	P, МВт	кВ	о.е.	%	%	%
58,44	46,75	10,5	0,8	21	30	110

#### 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.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{46,60 - 1,81}{0,8} = 55,99 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{СН}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 181 = 1,81$  МВт – мощность собственных нужд станции;

$P_{\text{уст}} = 181$  МВ · А – установленная мощность станции

$\cos\varphi = 0,8$  – коэффициент мощности ГГ

По каталогу [19] 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 (см. табл 4.2).

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

$S_{\text{ном}},$ МВА	$U, \text{ кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{вн}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{ кВ}$					
80	242	10,5	11,0	0,3	60	280	118,49

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов;

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

$\omega$  – параметр потока отказов трансформатора блока (0,025 и 0,05 для одиночного и укрупненного блоков соответственно);

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,06 \cdot 8729 = 523,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,28}{1} \cdot \left( \frac{55,99}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 329,82 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = \gamma_1 \cdot \Delta W_{xx} + \gamma_2 \cdot \Delta W_H = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 523,74 + 0,11 \cdot 10^{-2} \cdot 329,82 = 5,08 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.6)$$

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):

$$И_1 = И \cdot 4 = 5,08 \cdot 4 = 20,32 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.7)$$

Стоимость ячейки трансформатора принимаем из [17, табл. 8], с учетом коэффициента [20, табл. «Дальневосточный федеральный округ»]. Расчетная стоимость силового трансформатора:  $K_T = 19020 \cdot 6,23 = 118,49$  млн. руб .

#### **4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым 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.

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_T - P_{\text{СН}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{46,60 - 1,81}{0,8} = 111,98 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

По каталогу [19] выбирается силовой трансформатор с системой охлаждения вида «ДЦ», без регулирования напряжения, предназначенные для работы в блоке с генератором ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1 СТО 15352615-024-2012 (см. табл 4.3).

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

$S_{\text{НОМ}},$ МВА	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$					
125	242	10,5	11,0	0,3	90	380	161,79

Время работы блока в течение года:

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,09 \cdot 8727 = 1571,22 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.9)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{2} \cdot \left( \frac{111,98}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 366,68 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$\begin{aligned} И &= 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1571,22 + 0,11 \cdot 10^{-2} \cdot 366,68 = \\ &= 14,54 \text{ тыс. руб./год.} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Для 2 блоков величина издержек (вариант 2):

$$И_2 = U_{\text{пот}(1)} \cdot 2 = 14,54 \cdot 2 = 29,08 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.12)$$

Расчётная стоимость силового трансформатора:  $K_{\text{Т}} = 25970 \cdot 6,23 = 161,79$  млн. руб.

#### 4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд (СН)

Выбираем трансформаторы собственных нужд в количестве 3 штук. Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{СН}}}{\cos \varphi} = \frac{1,81}{0,80} = 2,26 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.13)$$

По каталогу ТРО [21], выбираем трансформатор ТС-2500/10,5 УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТС-2500/10,5

$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$U$ , кВ		$U_{\text{кз}}$ , %	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ				
2,5	10,5	6,3	2,5	70	235	24,3

Расчётная стоимость силового трансформатора СН:  $K_{\text{ТСН}} = 3900 \cdot 6,23 = 24,3$  млн. руб

### 4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения, марки проводов воздушных линий.

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left( \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{СН}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) = 4 \cdot \left( \frac{46,6 - 1,81}{0,80} \right) = 223,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.14)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ согласно [1; таблица 3.1]  $P_{\text{НАТ}} = 135$  МВт. Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_c = 0,85$ .

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{Л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{НАТ}}) / \cos \varphi_c} + 1 = \frac{223,95}{(1,2 \cdot 135) / 0,85} + 1 = 2,2, \quad (4.15)$$

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

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{Л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{223,95 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 196 \text{ А}. \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 196 = 206 \text{ А}, \quad (4.17)$$

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  $\gamma = 1,1$  А/мм<sup>2</sup>

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{206}{1,1} = 187 \text{ мм}^2. \quad (4.18)$$



Согласно [22, табл. 3.15] выбираем провод АС-240/39. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха  $I_{\text{доп}} = 732 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{223,95}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 294 \text{ А.} \quad (4.19)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$ , следовательно, выбранный провод АС-240/39 удовлетворяет условию нагрева.

Характеристики провода занесены в табл. 4.5:

Таблица 4.5 – Параметры воздушной линии АС-240/39

Число проводов в фазе	$R_0$	$X_0$	$B_0$
шт.	Ом/км	Ом/км	$10^{-6} \text{ См/км}$
1	0,118	0,435	2,604

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

Так как проектируемая станция имеет мощность 187 МВт, а также низкие температуры в зимний период, целесообразно применить КРУЭ 220 кВ.

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

$$K_i = n \cdot K_T + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + m \cdot K_{\text{ТСН}}, \quad (4.20)$$

где  $K_{\text{КРУЭ}}$  – расчетная стоимость КРУЭ ( $17800 \cdot 6,23 = 110,9$  млн.руб.) [17, табл. 6]

$n$  – количество трансформаторов

$m$  – количество ТСН

$t$  – количество ячеек КРУЭ

$$\begin{aligned} t_1 &= \alpha + \beta + 1 = 4 + 3 + 1 = 8; \\ t_2 &= \alpha + \beta + 1 = 2 + 3 + 1 = 6. \end{aligned} \quad (4.21)$$

где  $\alpha$  – количество вводных присоединений (зависит от числа блоков)

$\beta$  – количество линий

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

$$K_1^{220} = 4 \cdot 118,49 + 8 \cdot 110,9 + 3 \cdot 24,3 = 1434,0 \text{ млн. руб.}$$

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

$$K_2^{220} = 2 \cdot 161,79 + 6 \cdot 110,9 + 3 \cdot 24,3 = 1061,8 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$З_i = E_n \cdot K_i + И_i, \quad (4.22)$$

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

$$З_1 = 0,15 \cdot 1434000000 + 20320 = 215122120 \text{ руб./год};$$

$$З_2 = 0,15 \cdot 1061800000 + 29100 = 159305700 \text{ руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{215122120 - 159305700}{215122120} \cdot 100\% = 25,95\%. \quad (4.23)$$

Поскольку разница капиталовложений между одиночным блоком (вариант 1) и укрупненным блоком (вариант 2) более 5 %, а именно 25,95 % – варианты являются экономически не равноценными, но для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем первый вариант (одиночный блок).

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

Число присоединений РУ-220 кВ:

- 4 одиночных блока;
- 3 ВЛЭП

Итоговое число присоединений равно 7. При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими системами сборных шин (см. рис. 4.3).

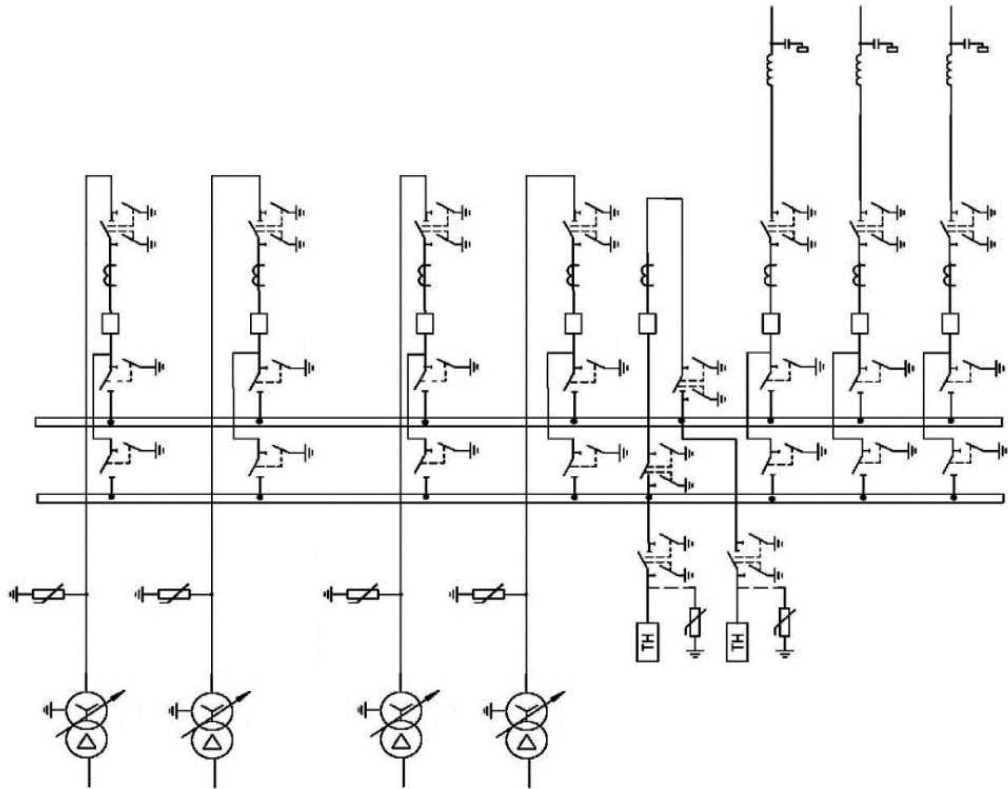


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ

## 4.6 Расчёт токов короткого замыкания (КЗ)

### 4.6.1 Исходные данные для расчетов

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

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,30 \cdot \frac{10,5^2}{58,25} = 0,568 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

где  $x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора;

$S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность генератора;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,568}{314 \cdot 0,045} = 0,040 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

где  $\omega$  – угловая частота, равная 314 рад/с;

$T_{a,\Gamma}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{кз}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

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

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,28 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,56 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где  $S_{НОМ}$  – полная номинальная мощность трансформатора;  
 $\Delta P_K$  – потери КЗ в трансформаторе.  
 Сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$x_{ВЛ} = x_{о,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 10 = 4,35 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

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

$$r_{ВЛ} = r_{о,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 10 = 1,18 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

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

$$x_c = \frac{U_{б1}^2}{S_{к.з}} = \frac{230^2}{250} = 211,60 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

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

$$r_c = \frac{x_c}{T_{а,с} \cdot \omega} = \frac{211,60}{0,035 \cdot 314} = 19,25 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

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

ЭДС генераторов:

$$E_{г} = E_*'' \cdot U_{б2} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.32)$$

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

$$E_c = E_{*c}'' \cdot U_{б1} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.33)$$

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

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.34)$$

#### 4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

Ниже представлены таблицы (см. рис. 4.4-4.6) с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		11
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		11
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		11
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Генератор 4		11
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок 1		11
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 2		11
7	<input type="checkbox"/>			y	7	Блок 3		11
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Блок 4		11
9	<input type="checkbox"/>			y	9	КРУЭ 220 кВ		230
10	<input type="checkbox"/>			y	10	Система		230

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_л	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 - КРУЭ 220 кВ	2,56	80,53					0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	9		Блок 2 - КРУЭ 220 кВ	2,56	80,53					0,043
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9		Блок 3 - КРУЭ 220 кВ	2,56	80,53					0,043
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9		Блок 4 - КРУЭ 220 кВ	2,56	80,53					0,043
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	9	10		КРУЭ 220 кВ - Система	1,18	4,35					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,040	0,568	0,040	0,568	0,120	1,704	11,870
2			2	Генератор 2	2	0,040	0,568	0,040	0,568	0,120	1,704	11,870
3			3	Генератор 3	3	0,040	0,568	0,040	0,568	0,120	1,704	11,870
4			4	Генератор 4	4	0,040	0,568	0,040	0,568	0,120	1,704	11,870
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 КРУЭ 220 кВ соответственно.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	1					12,1003	-85,98

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					7,9533	-88,15

Рисунок 4.8 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

На рисунке 4.9 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на КРУЭ 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					3,9354	-88,13			3,9354	-88,13			3,9354	-88,13

Рисунок 4.9 – Результат расчёта однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

### 4.6.3 Результаты расчёта токов КЗ

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.6:

Таблица 4.6 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Тип ТКЗ	$I_{п.о.}$ , кА	$K_{уд}$	$i_y$
1ф	КРУЭ 220 кВ	11,82	1,72	28,75
3ф	КРУЭ 220 кВ	7,95	1,72	19,34
3ф	Вывода генераторов 10,5 кВ	12,10	1,95	33,37

$$i_y = \sqrt{2} I_{п.о.} \cdot K_{уд}, \quad (4.35)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент.

$I_{КРУЭ}^{(1)} = 28,75$  кА  $>$   $I_{КРУЭ}^{(3)} = 19,34$  кА, следовательно, величина тока однофазного КЗ на КРУЭ 220кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

## 4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов

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%.

$$I_{p,max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 3,20 = 3,360 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий ток присоединений силового трансформатора будет равен:

$$I_{p,max} = \frac{S_{Г,ном}}{0,95 \cdot \sqrt{3} U_{тр,ном}} = \frac{58,25}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,146 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

Рабочий ток в линиях связи:

$$I_{p,max} = \frac{\sum S_{ГЭС}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{223,95}{3 \sqrt{3} \cdot 220} = 0,196 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

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

$$I_{p,утяж} = \frac{\sum S_{ГЭС}}{(n-1) \sqrt{3} U_{ном}} = \frac{223,95}{(3-1) \sqrt{3} \cdot 220} = 0,294 \text{ кА.} \quad (4.39)$$

## 4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

### 4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Для генераторного напряжения выбираем комплекс аппаратный генераторный КАГ-10,5-90/6300УЗ производства компании Raigon Technology, Воронежская область. В состав КАГ входят:

- полюс выключателя;
- полюсь разъединителя (со стороны блочного трансформатора);
- два полюса заземлителя (со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора);
- ограничитель перенапряжения нелинейный (со стороны блочного трансформатора);
- два конденсатора (со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора);

- трансформаторы напряжения (со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора).

Каталожные данные представлены в таблице 4.7:

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Параметр	КАГ
$U_{уст}$ , кВ	10,5	$U_{ном}$ , кВ	10,5
$I_{раб.мах}$ , А	3360	$I_{ном}$ , кА	6300
$I_{п0}$ , кА	12,10	$I_{дин}$ , кА	90
$i_y$ , кА	33,37	$i_{дин}$ , кА	230
$I_{пт}$ , кА	Проверка не требуется	$I_{откл. ном}$ , кА	90
$i_{ат}$ , кА	13,70	$i_{а, ном}$ , кА	115
$B_k = I_{п0}^2 \cdot t_{отк} + t_{рз}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$12,1^2 \cdot (0,03 + 0,04) = 5,86$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$90^2 \cdot 3 = 24300$

#### 4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТОЛ-10-М производства компании Raigon Technology. Проверка трансформатора тока ТОЛ-10-М-2 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8– Выбор и проверка трансформаторов тока в цепях генераторов

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Параметр	ТОЛ-10-М-2
$U_{уст}$ , кВ	10,5	$U_{ном}$ , кВ	10,5
$I_{раб.мах}$ , А	3360	$I_{ном}$ , кА	4000
$B_k = I_{п0}^2 \cdot t_{отк} + t_{рз}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$12,1^2 \cdot (0,03 + 0,04) = 5,86$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$61^2 \cdot 3 = 11163$

Выбирается трансформатор напряжения ЗНОЛП-3 производства компании Raigon Technology. Проверка трансформатора тока ЗНОЛП-3 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения в цепях генераторов

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Параметр	ЗНОЛП-3
$U_{уст}$ , кВ	10,5	$U_{ном}$ , кВ	10,5



### 4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – 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, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

### 4.9 Выбор параметров КРУЭ

Достоинством КРУЭ является многофункциональность — в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, что существенно уменьшает размеры и повышает надежность.

Для рассмотрения выбираем ячейку КРУЭ ЯГГ-220 производства компании Raion Technology. Данные по выбору КРУЭ 220кВ представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору КРУЭ 220кВ

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Параметр	ЯГГ-220
$U_{уст}, \text{кВ}$	220	$U_{ном}, \text{кВ}$	220
$I_{раб.мах}, \text{А}$	294	$I_{ном}, \text{кА}$	3150
$I_{п0}, \text{кА}$	7,95	$I_{откл.ном}, \text{кА}$	50
$i_y, \text{кА}$	19,34	$i_{дин}, \text{кА}$	-
$B_k = I_{п0}^2 \cdot t_{отк} + t_{рз}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$7,95^2 \cdot (0,03 + 0,04) = 4,42$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$50^2 \cdot 3 = 7500$

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими

изолирующими и дугогасительными качествами. Шкафы управления КРУЭ оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать систему «Цифровая подстанция» согласно МЭК 61850. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в КРУЭ могут быть как электромагнитными с МОУ устройствами, так и полностью цифровыми. Технические характеристики ячейки КРУЭ представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Технические характеристики ячейки КРУЭ

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

## 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 генератора представлены в таблице 5.1. Номинальные данные блочного трансформатора представлены в таблице 5.2. Номинальные данные трансформатора собственных нужд представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-660/100-32
мощность номинальная	полная	58,44 МВА
	активная	46,75 МВт
номинальное напряжение		10,5 кВ
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
частота		50 Гц
частота вращения		187,5 об/мин
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		3210 А
ток ротора при номинальной нагрузке		1100 А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		290 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	1,10
	переходное $X'd$	0,21
	сверхпереходное $X''d$	0,30
индуктивное сопротивление обратной последовательности $X_2$		0,22
емкость обмотки статора		0,72 мкФ/фазу

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора

Тип	Ед. изм.	ТДЦ-80000/220-УХЛ1
мощность номинальная	МВА	80
номинальное напряжение	кВ	242/10,5
напряжение короткого замыкания	%	11,0
группа соединений	-	D/Ун-11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	Ед. изм.	ТС-2500/10
мощность номинальная	МВА	2,5
номинальное напряжение	кВ	10,5/6,3
напряжение короткого замыкания	%	2,5
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-660/100-32 – 58,44 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-УХЛ1:
  - 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 10,5 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 Расчёт номинальных токов

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

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{46,75/0,8}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 3,21 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{K_{\text{СХ}}I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1\cdot 3210}{4000/5} = 4,02 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Для схем самовозбуждения рассчитываем мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1100}{1,2255} \cdot 290 = 260,3 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 400 кВА из стандартного ряда.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,99 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ со стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{НН ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,35 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Выполним пересчет тока трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 290} = 796 \text{ А,} \quad (5.6)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{796}{800/5} = 4,98 \text{ А.} \quad (5.7)$$

## 5.4 Описание защит и расчёт 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:  $I_{\text{НОМ}} = 3210 \text{ А}$ .

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:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3210 = 160,5 \text{ А,} \quad (5.8)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot 3210 = 321 \text{ А,} \quad (5.9)$$

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

Принимаем уставку:  $I_{\text{СР.0}} = 0,17 \cdot I_{\text{Н}} = 0,17 \cdot 3210 = 546 \text{ А}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 12091 = 1209 \text{ А}, \quad (5.10)$$

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_N = \frac{1,13}{0,3} \cdot 3210 = 12091 \text{ А}. \quad (5.11)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_N}{I_T} = \frac{1266 \cdot 2}{12656} = 0,2, \quad (5.12)$$

где  $K_N = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

3) Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,17}{0,3} = 0,57 \text{ а}. \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,17}{0,3} = 0,57. \quad (5.14)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

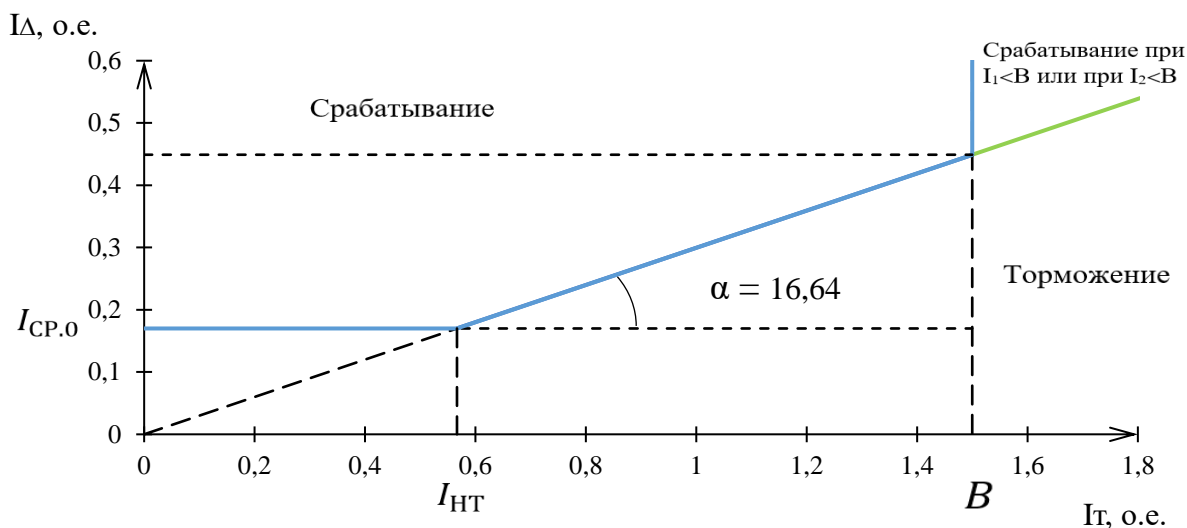


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

Принимаем уставку:  $I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3210 = 19260 \text{ А}$ .

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.



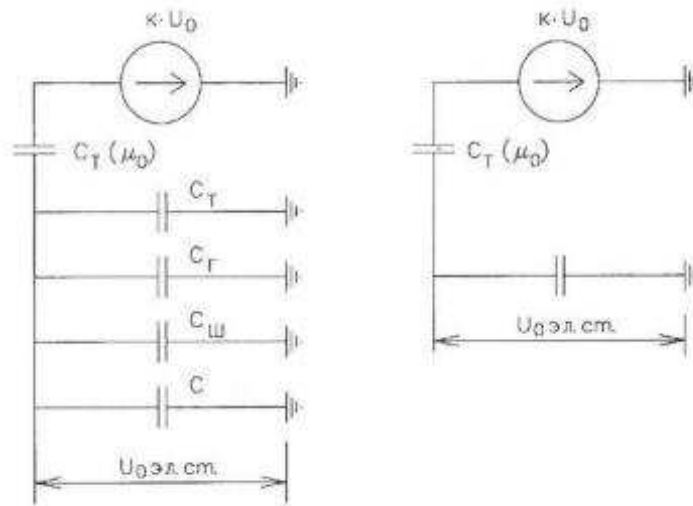


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения  $U_{0 \text{ эл.ст.}}$ .

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{В.Г}} = 0,009 + 0,72 + 0,008 + 0,26 = 0,997 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.15)$$

где  $C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю.

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

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

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

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

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,997} = 27, \quad (5.16)$$

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 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,997 = 5,69 \text{ А}. \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ ЭЛСТ}}}{n_{TH}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 277}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 7,21 \text{ В}, \quad (5.19)$$

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 8 В с выдержкой времени 6,0с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с 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 0,5с 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:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.22)$$

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  $I_{*2}$ :

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

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  $A = 30$  – 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  $t_{\text{макс}} = 700$  с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.25)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,18, \quad (5.26)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_H. \quad (5.27)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,18$ :  $t_{\text{Доп}} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926$  с.

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

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

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

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)	30	83	120	188	333	750

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

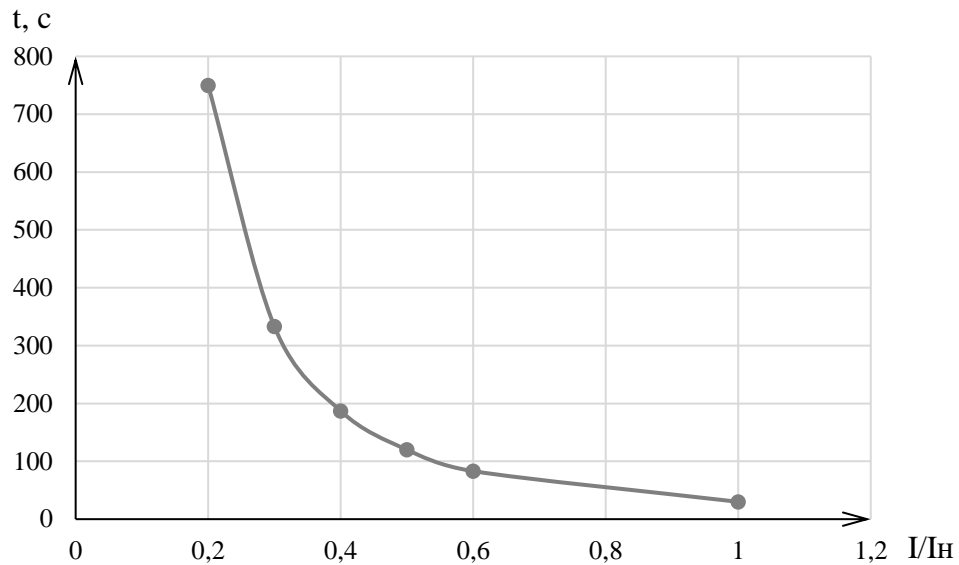


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 30$  с,  $t_{\text{макс.}} = 750$  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.

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

где  $X_{л}^* = X_{л} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 4,35 \cdot \frac{58,44}{242^2} = 0,0043;$

где  $X_{d_{вн}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{вн}}{U_{нн}}\right)^2 = 0,3 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 159,36$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

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

$X_{Т} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{58,44}{80} = 0,08$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (159,36 + 0,08 + 0,0043)} = 0,0024 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = 0,0024 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,11. \quad (5.30)$$

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<sub>1</sub>)

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:

$$I_{сигн} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.31)$$

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:

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

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.

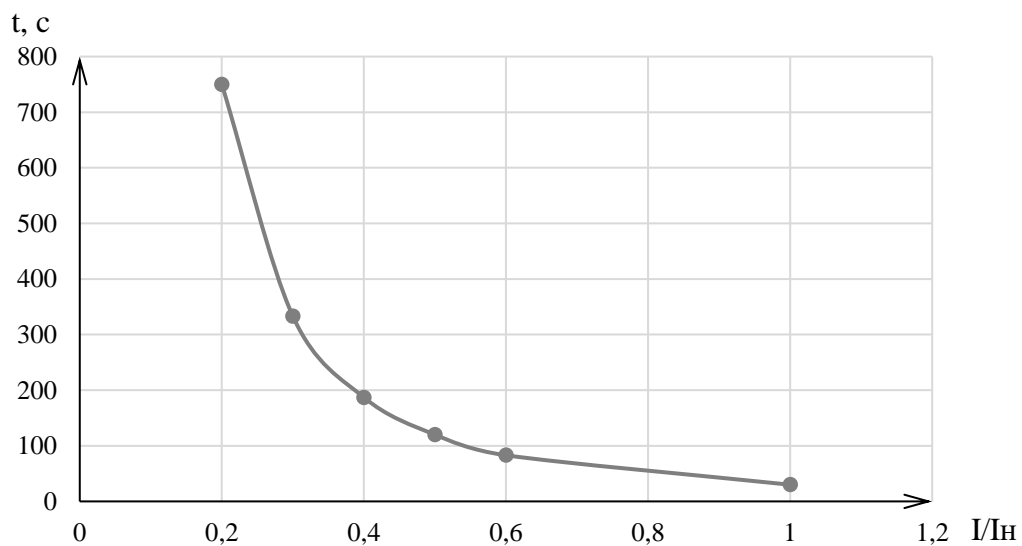


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок  $I_1$

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.33)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.34)$$

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 Олёкминская ГЭС – Олёкма:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 80,53 + \frac{0,8}{3} \cdot 4,51 = 65,63 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

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

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

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



В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{58,4}{80} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{58,4}{242^2} \cdot 4,51 = 0,065.$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,065 \cdot 1,89 = 0,124 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{58,4} = 1,89.$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,124 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,94 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,94 \text{ Ом}.$

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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3210} = 1,89 \text{ Ом},$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 1,89 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 14,4 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

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  $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$  (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{B,НОМ} - 0,95}{I_{B,Х.Х.}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,21 - 0,95}{1,10} = 3,15, \quad (5.39)$$

где  $I_{B,Х.Х.}$  – 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:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.40)$$

Во вторичных омах:

$$Z_{НАГР.Ф} = Z_{НАГР.Ф} \cdot Z_B \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,38 \cdot 1,89 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 5,47 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337. \quad (5.42)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{НАГР.Ф} = 70,31^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{2 \text{ сз}} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.43)$$

$$Z_{2 \text{ сз}} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot 1,89 = 0,66 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2 \text{ сз}} = \frac{Z_{с.з. II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,66 \cdot 4000 / 5}{10500 / 100} = 5,04 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Принимаем уставку  $Z_2 = 5,04 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{см1} = 0,14 \text{ Ом}$ ,  $Z_{см2} = 0,76 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7 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 генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

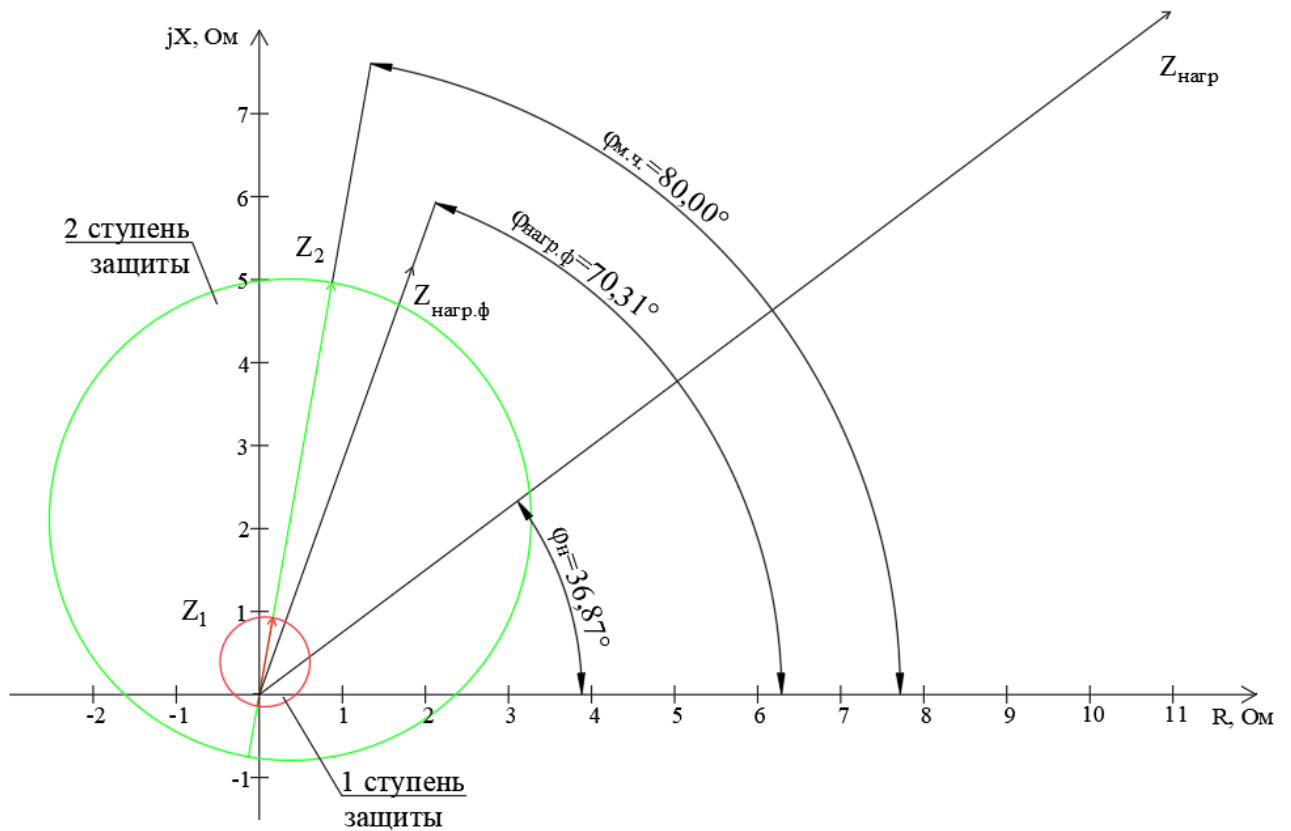


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

#### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.47)$$

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

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

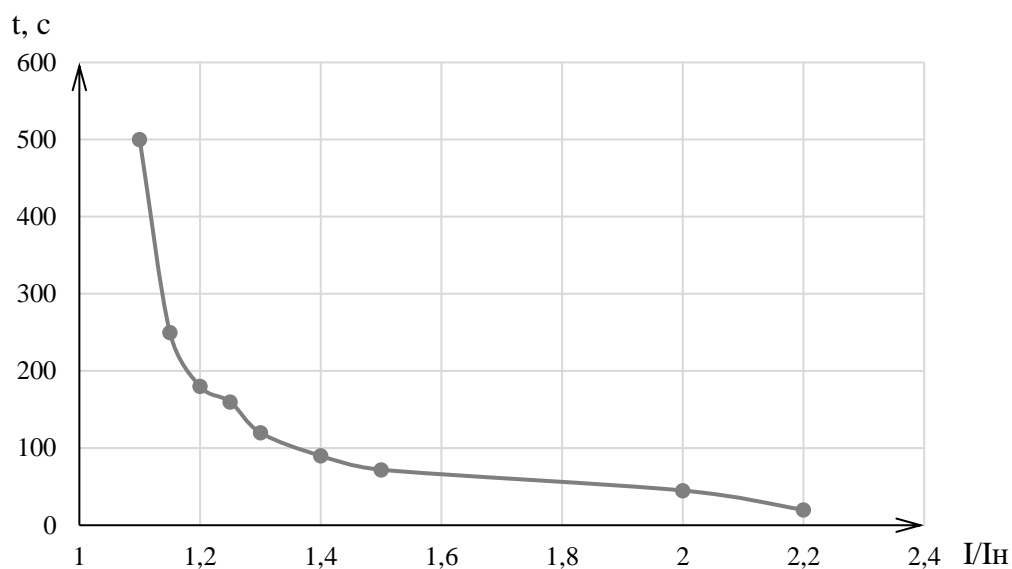


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.48)$$

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

### 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Олёкминской 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**

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

## 6 Компонировка сооружения и гидроузла

### 6.1 Назначение класса ГТС

Класс ГТС назначают в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 02.11.2013 № 986.

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

Таблица 6.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерий	Параметр	Класс
1. Тип грунта основания и высота сооружения	Скальный, 49 м	III
2. Мощность	181 МВт	III
3. Изолированность от энергетических систем	Не изолирована	III
4. Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС	От 500 до 3000	II
5. Число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии ГТС	Менее 2000	III

### 6.2 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,  $a = 0,7$  м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot d)} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

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

$K_W = 0,0000021$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$L = 8000$  м – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$ ;

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНА}}{2} = \frac{455 - 406}{2} = 24,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 8000}{9,81 \cdot 24,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,028 \text{ м.}$$

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

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 8000}{20^2} = 196,2, \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8. \quad (6.6)$$

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

По верхней огибающей кривой графика снимаем величины  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  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	$\frac{gL}{v^2} = 196,2$	$\frac{gt}{v} = 10594,8$
$\frac{g\bar{T}}{v}$	1,9	4
$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	0,024	0,08

Принимаем наименьшие значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,014$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,35$  и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,024 \cdot v^2}{g} = \frac{0,024 \cdot 20^2}{9,81} = 0,98 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,9 \cdot v}{g} = \frac{1,9 \cdot 20}{9,81} = 3,87 \text{ с.} \quad (6.8)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,87^2}{2 \cdot 3,14} = 23,44 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Проверка на глубоководность:  $d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}$ ;  $24,5 \geq 11,72$  условие выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,12 \cdot 0,98 = 2,08 \text{ м,} \quad (6.10)$$

где  $k_i = 2,12$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{v^2}$ .

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,028 + 2,08 + 0,7 = 2,81 \text{ м} \approx 2,80 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины равна:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 455 + 2,8 = 457,80 \text{ м.}$$

Принимаем  $\nabla_{\text{ГБП}} = 457,80 \text{ м.}$

### 6.3 Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$ ; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$

Расходы определяем из таблицы 6.3 в соответствии с рисунком 6.1

Таблица 6.3 – Отм. УНБ =  $f(Q_{\text{НБ}})$

	$P = 0,01\%$	$P = 0,1\%$	$P = 0,5\%$	$P = 1\%$	$P = 3\%$	$Q_{\text{сан}}$
$Q_{\text{НБ}}$	–	2439,17	2113,03	1967,38	1727,79	100
Отм. УНБ	–	410,94	410,6	410,43	410,13	406,49

Расчетные случаи	Классы сооружений			
	I	II	III	IV
Основной	0,1	1,0	3,0	5,0
Поверочный	0,01*	0,1	0,5	1,0

Рисунок 6.1 – Ежегодные вероятности превышения расчётных максимальных расходов воды, %

Следовательно:  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1967,38 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 2439,17 \text{ м}^3/\text{с}$



## 6.4 Расчет пропускной способности гидроузла, включая заглубленные водопропускные отверстия для сработки полезного объема водохранилища и притока за период от НПУ до УМО

### 6.4.1 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:

$$\begin{aligned} H_{\text{осн}} &= \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}) = 455,00 - 410,43 = \\ &= 44,57 \text{ м} > 30,00 \text{ м} \end{aligned} \quad (6.11)$$

$$\begin{aligned} H_{\text{пов}} &= \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}}) = 457,00 - 410,94 = \\ &= 46,06 \text{ м} > 30,00 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.12)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты

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

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9.81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{181000}{4 \cdot 9.81 \cdot (44,57 - 0,49) \cdot 0,919} = 113,90 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9.81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{181000}{4 \cdot 9.81 \cdot (46,06 - 0,49) \cdot 0,919} = 110,10 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.14)$$

Согласно СП 58.13330.2012 количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов -  $m$ , должно быть не более:

$$m = (n - 1) \quad (6.15)$$

при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ .

$$m = 4 - 1 = 3$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 113,90 \cdot 3 = 341,70 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 110,10 \cdot 3 = 330,30 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = 1967,38 - 341,70 - 432,10 = 1193,60 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.16)$$

где

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(4,64 + 2,080) \cdot 10^9}{15552000} = 432,10 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.17)$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 2439,17 - 330,30 - 432,10 = 1676,77 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.18)$$

#### 6.4.2 Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла

Задаются диаметром водовыпускного отверстия  $D$  от 1 до 5:  $D = 3,0 \text{ м}$

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

$$D / 2 + 2 \text{ м} = 1,5 + 2 = 3,5 \text{ м} \quad (6.19)$$

Отм. ЦО = отм. пола галереи + высота галереи + 3,5 = 406 + 3,5 + 3,5 = 413,00 м

Напор над центром выходного сечения водовыпуска  $H$  – разность отметок (НПУ + УМО)/2 и центра водовыпускного отверстия ЦО

$$H = (455,00 + 438,28) / 2 - 413,00 = 33,64 \text{ м}$$

Определяют расход через отверстие:

$$q_{\text{вв}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 33,64} = 145,92 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.20)$$

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

$\omega$  – площадь водовыпускного отверстия диаметром 3,0 м

$$\omega = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 1,5^2 = 7,1 \text{ м}^2 \quad (6.21)$$

Определяют количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода  $Q_{\text{ср}}$

$$n = \frac{Q_{\text{ср}}}{q_{\text{вв}}} = \frac{432,10}{145,92} = 2,96 \quad (6.22)$$

Принимаем 3 отверстия диаметром 3,0 м.

### 6.4.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяют удельный расход на рисберме

$$q_p = [v_h] h_{нб} \quad (6.23)$$

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

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки. Принимаем  $[v_h] = 5$  м/с.

Глубина в нижнем бьефе =  $410,43 - 406,00 = 4,43$  м

$$q_p = 5 \cdot 4,43 = 22,15 \text{ м}^2/\text{с}$$

Определяют удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25q_p = 1,25 \cdot 22,15 = 27,7 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:  $B = \Sigma b$

$$B = Q_{макс. расч}^{осн} / q_v = 1193,60 / 27,7 = 43,09 \text{ м} \quad (6.24)$$

Принимаем 5 пролетов шириной  $b = 9$  м.

Расчетная ширина водосливного фронта  $B$  равна  $9 \cdot 5 = 45$  м.

### 6.4.4 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 –  $H_{02}$

$$H_{01осн} = \left( \frac{Q_{расч}^{осн}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1193,6}{0,49 \cdot 9 \cdot 5 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,31 \text{ м} \quad (6.25)$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1193,60}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 9 \cdot 5 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,53 \text{ м} \quad (6.26)$$

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

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[ \frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left[ \frac{0,7 + (5-1)0,45}{5} \right] \cdot \frac{5,31}{9} = 0,94 \quad (6.27)$$

#### 6.4.5 Определение напора на водосливе

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 5,53 - \frac{1,1 \cdot 0,43^2}{2 \cdot 9,81} = 5,52 \text{ м} \quad (6.28)$$

где

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1193,60}{(455,00 - 406,00) \cdot (45 + (5-1) \cdot 3)} = 0,43 \text{ м/с} \quad (6.29)$$

$\delta_B$  – 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).

#### 6.4.6 Определение отметки гребня водослива

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

$$H = 5,52 \text{ м}$$

$$H_{\text{ст}} = 6 \text{ м}$$

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 455,00 - 6 = 449,00 \text{ м} \quad (6.30)$$

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

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

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1676,77}{0,49 \cdot 45 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,65 \text{ м} \quad (6.31)$$

Вычисляют напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1676,77}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1,45 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,94 \text{ м} \quad (6.32)$$

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

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

$$H_{\text{пов}} = H_{\text{в}}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g} = 6,94 - \frac{1,1 \cdot 0,58^2}{2 \cdot 9,81} = 6,92 \text{ м} \quad (6.33)$$

где

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_{\text{б}})} = \frac{1676,77}{(457,00 - 406,00)(45 + (5-1) \cdot 3)} = 0,58 \text{ м/с} \quad (6.34)$$

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

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 449,00 + 6,92 = 455,90 \text{ м} \quad (6.35)$$

Принимаем отметку ФПУ 457,00 м, данная отметка не будет превышена при пропуске форсированного расхода

#### 6.4.9 Построение профиля водосливной грани

Построение профиля водосливной плотины производится по данным таблицы 6.4

Таблица 6.4 – Координаты для построения оголовков безвакуумного водослива с оголовком профиля

x	y	x	y
0	0,756	12,6	8,214
0,6	0,216	13,2	9,048
1,2	0,042	13,8	9,918
1,8	0	14,4	10,764
2,4	0,036	15	11,76
3	0,162	15,6	12,732

### Окончание таблицы 6.4

x	y	x	y
3,6	0,36	16,2	13,734
4,2	0,6	16,8	14,772
4,8	0,876	17,4	15,84
5,4	1,188	18	16,944
6	1,536	18,6	18,078
6,6	1,926	19,2	19,242
7,2	2,364	19,8	20,43
7,8	2,85	20,4	21,654
8,4	3,384	21	22,908
9	3,966	21,6	24,186
9,6	4,584	22,2	25,494
10,2	5,238	22,8	26,826
10,8	5,922	23,4	28,188
11,4	6,648	24	29,628
12	7,41		

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге C-D радиусом  $R$  (см. рис. 6.2). Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины  $p_v$  и напора на водосливе  $H_{ст}$  [38, таблица 6-14]

$$H = 6 \text{ м}, p_v = 51 \text{ м}, R = 17,95 \text{ м}.$$

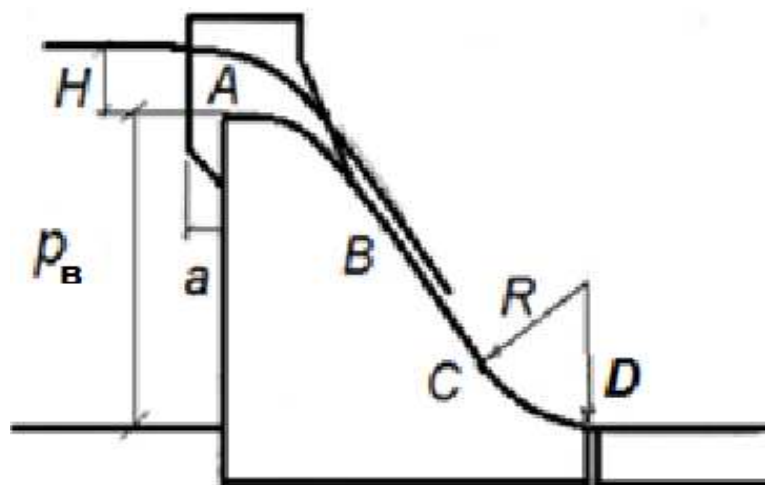


Рисунок 6.2 – Схема профиля водосливной грани

#### 6.4.10 Определение отметки гребня плотины

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 449,00 + 1,6 \cdot 6 = 458,60 \text{ м} \quad (6.36)$$

Отметку гребня плотины ГП с учетом высоты ветровых волн вычисляют по формулам:

- При НПУ:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + 1,1 \cdot h_{\text{В(осн)}} + a = 455,00 + 1,1 \cdot 2 + 0,7 = \\ &= 457,90 \text{ м} \end{aligned} \quad (6.37)$$

- При ФПУ:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГП}} &= \nabla_{\text{ФПУ}} + 1,1 \cdot h_{\text{В(пов)}} + a = 457,00 + 1,1 \cdot 1 + 0,7 = \\ &= 458,60 \end{aligned} \quad (6.38)$$

где  $h_{\text{в}}$  – высота волны для соответствующего расчетного случая;

$a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения и составляет не менее: для II класса – 0,7 м.

Проектная отметка гребня сооружения:  $\nabla_{\text{Гр}} = 456,80 \text{ м}$

## 6.5 Обоснованный выбор состава ГТС и компоновки гидроузла

В данном проекте принимается бетонная гравитационная плотина. Т.к. вблизи створа не имеется карьеров или залежей насыпных материалов пригодных для строительства грунтовой плотины.

Местность со стороны НБ имеет довольно сложный характер за исключением правого берега, где может быть устроена строительная база.

## 6.6 Расчет энергогасящих устройств в НБ

### 6.6.1 Расчёт сопряжения потока в НБ

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 455,00 - 406,00 = 49 \text{ м} \quad (6.39)$$

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

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1193,60^2}{(45 + 3 \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 3,66 \text{ м} \quad (6.40)$$

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

$\delta_6 = n - 1 = 5 - 1 = 4$  – количество промежуточных бычков.

Вычисляем отношение (6.41) и определяем значение коэффициента скорости  $\varphi$  в зависимости от длины сливной грани [38, таблица 9-10]:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{49}{3,66} = 13,39 \quad (6.41)$$

В КП можно принимаем для плотины высотой свыше 40 м – большую длину сливной грани:  $\varphi = 0,90$

По графику М.Д. Чертоусова из [36, рис. 9.55-1] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяют  $\xi_{c'} = 0,22$  и  $\xi_{c''} = 2,96$ . Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_{c'} = \xi_{c'} h_{кр} = 0,22 \cdot 3,66 = 0,81 \text{ м} \quad (6.42)$$

$$h_{c''} = \xi_{c''} h_{кр} = 2,96 \cdot 3,66 = 10,83 \text{ м} \quad (6.43)$$

Сопряжённые глубины можно определить другим способом, используя следующие формулы:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(C_B + H_0 - h'_c)}} \quad (6.44)$$

где  $q_c$  – удельный расход в сжатом сечении

$$q_c = \frac{Q_{расч}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{1193,60}{45 + (5-1) \cdot 3} = 20,90 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м} \quad (6.45)$$

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

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{20,90}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (49 - 0)}} = 0,75 \text{ м}$$

Во втором приближении в знаменателе подставляют найденное значение

$$h'_c = \frac{20,90}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (49 - 0,75)}} = 0,75 \text{ м}$$

Рассчитывают  $h''_c$



$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{h_{кр}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right] = \frac{0,75}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{3,66}{0,75} \right)^3} - 1 \right] = 11,07 \text{ м} \quad (6.46)$$

$h_c'' = 11,07 (10,83) \text{ м} > h_{НБ} = 4,43 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

Так как, рассматриваемая плотина высотой более 40 м находится на скальном основании, а также расположена не в узком створе, то применяется гашение энергии потока способом свободно отброшенной струи.

### 6.6.2 Расчет носка трамплина и дальности отлета струи

Для отброса струи в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения ее на дне образуется яма размыва (рис. 6.3). Основная задача проектирования - обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

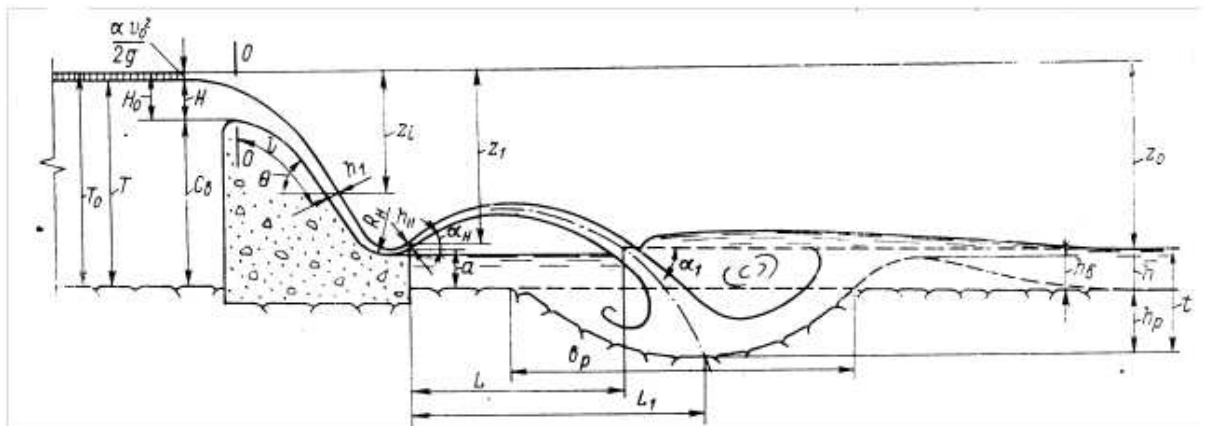


Рисунок 6.3 - Схема к расчету отброса струи

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left( \left( 1 + \left( \frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0.5} + 1 \right) \quad (6.47)$$

где  $k_a$  – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ \div 35^\circ$  – угол схода струи с трамплина, принимаем  $\alpha = 30^\circ$ ;

$\varphi$  – коэффициент скорости потока [4, таблица 9-10], при высоте водослива более 40 м принять коэффициент равен 0.9;

$$z_0 = \text{отм. НПУ} - \text{отм. УНБ}_{\text{осн.макс}} = 455,00 - 410,43 = 44,57 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Высота уступа от дна до носка-трамплина:

$$a = h_{\text{НБ}}^{\text{max}} + (1 \div 2) \text{ м} = 4,94 + 1,0 = 5,94 \text{ м} \quad (6.49)$$

где  $h_{\text{НБ}}^{\text{max}} = \text{УНБ}_{\text{пов.макс}} - \text{отм. дна} = 410,94 - 406,00 = 4,94 \text{ м}$  – макс. глубина НБ  
Отметка носка-трамплина:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 406,00 + 5,94 = 411,94 \text{ м} \quad (6.50)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$z_1 = \text{отм.НПУ} - \text{отм.носка-трампл.} = 455,00 - 411,94 = 43,06 \text{ м} \quad (6.51)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 43,06} = 26,16 \text{ м/с} \quad (6.52)$$

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{20,90}{26,16} = 1,06 \text{ м} \quad (6.53)$$

где  $q$  – удельный расход воды на водосливе.

Зная число Фруда, можно определить коэффициент аэрации потока  $K_a$ .

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{26,16^2}{9,81 \cdot 1,06} = 65,81 \quad (6.54)$$

$$Fr < 35 \quad k_a = 1$$

$$Fr > 35 \quad k_a = 0,8 \div 0,9$$

Принимаем  $k_a = 0,9$

Дальность отлёта струи:

$$L = 0,9 \cdot 43,06 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left( \left( 1 + \left( \frac{44,57}{43,06} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2(30)} \right)^{0,5} + 1 \right) = 62,92$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет  $L > 0,4z_0$ , на основании из слабой скалы  $L > (0,5 - 0,6)z_0$ , где  $z_0$  – напор, создаваемый плотиной.

Проверяем условие для прочной скалы, так как у нас скальное основание:

$$L > 0,4 \cdot Z_0,$$

$$62,92 \text{ м} > 0,4 \cdot 44,57 = 17,83 \text{ м}$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от сооружения.

Глубина ямы размыва:

$$h_p = t - h_{\text{НБ}} = 17,20 - 4,43 = 12,77 \text{ м} \quad (6.55)$$

где

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H \quad (6.56)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{65,81}) \cdot \sqrt{65,81} \cdot \sqrt[4]{\frac{4,43}{1}} \cdot 1,06 = 17,20 \text{ м},$$

Расстояние до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1} \quad (6.57)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} \quad (6.58)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа струи в воду

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,06 \cdot \cos 30^\circ + 5,94 - 4,43)}{26,16^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,64$$

$$L_1 = 56,63 + \frac{17,20}{0,64} = 83,55 \text{ м}.$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна реки равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_p = 2,5 \cdot 3,66 + 3,7 \cdot 12,77 = 56,40 \text{ м} \quad (6.59)$$

По дну яма размыва – примерно равна  $2,5 \cdot h_{кр}$ , где  $h_{кр}$  – критическая глубина потока:

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 3,66 = 9,15 \text{ м}$$

### 6.7 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 6.4.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

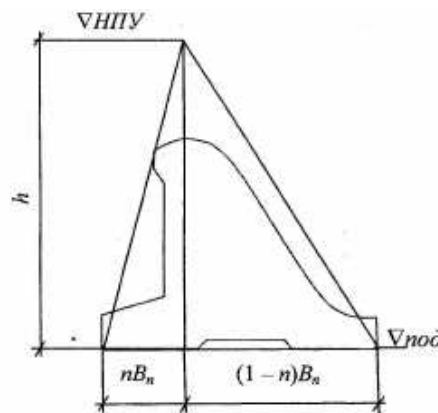


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины

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:

$$B = (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД}) \cdot (0,67 \div 0,7) = (455,00 - 400,37) \cdot (0,67 \div 0,7) = 36,6 \div 38,2 \text{ м} \quad (6.60)$$

где  $\nabla\text{ПОД}$  – отметка подошвы плотины, рассчитываемая по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ПОД}} &= \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{Б}} + (2 \div 3)) = 406,00 - (3,63 + 2) = \\ &= 400,37 \text{ м} \end{aligned} \quad (6.61)$$

где  $\delta_{\text{Б}}$  – толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_{\text{Б}} = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} \quad (6.62)$$

где  $h'_c = 0,82 \text{ м}$

$v_c$  – скорость воды в сжатом сечении

$$v_c = Q_p / \omega_c \quad (6.63)$$

где  $\omega_c$  – площадь потока в сжатом сечении;

$$\omega_c = h'_c * (B + (n-1)\delta_{\text{Б}}) \quad (6.64)$$

$$v_c = Q_p / (B + (n-1) \delta_{\text{Б}}) * h'_c = \frac{1193,60}{(45+(5-1) \cdot 3) \cdot 0,75} = 27,92 \text{ м/с}$$

$$\delta_{\text{Б}} = 0,15 \cdot 27,92 \cdot \sqrt{0,75} = 3,63 \text{ м}$$

Исходя из предварительных расчетов, принимается ширина подошвы плотины  $B_{\text{п}} = 50 \text{ м}$ .

### 6.7.1 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:

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{Б}} = 9 + 3 = 12 \text{ м}, \quad (6.65)$$

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.

### 6.7.2 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 6.5).

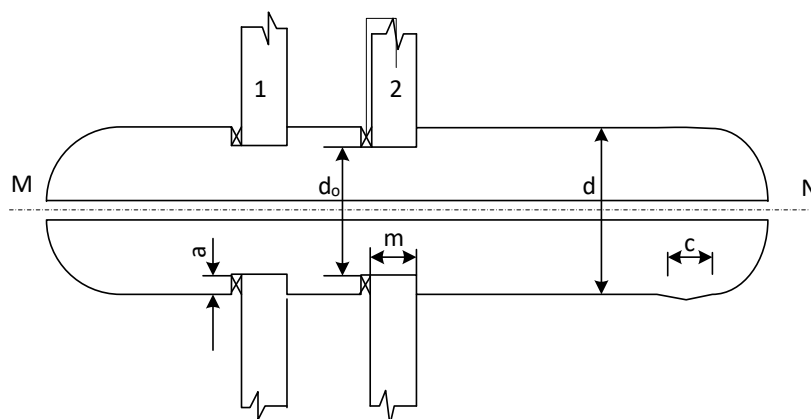


Рисунок 6.5 – Схема разрезного быка в плане

Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верхней 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.

### 6.7.3 Устои

На Олёкминской ГЭС предусмотрены два устоя.

Первый разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС. Конструктивно длина устоя принимается 152 м, ширина 2 м. Второй сопрягающий устой предназначен для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе.

### 6.674 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 7,5 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 10 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 21,5 м.

### 6.7.5 Галереи и дренаж в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 15 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, принимаем минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею на отметке 406,00, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х3,5м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2х2,5м и устанавливаем на отметке 424,50.

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.

Дренаж в теле плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.66)$$

$$a_{др} \geq \frac{49 \cdot 1,20}{25} = 2,35,$$

где  $a_{др}$  – расстояние от напорной грани до оси дренажа,

$H_{др}$  – напор над расчетным сечением,

$J_{cr.m}$  – критический градиент напора для бетонной плотины ( $J_{cr.m} = 25$ )

$$H_{др} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 455,00 - 406,00 = 49 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 2,5 м.

### 6.7.6 Расчет цементационной завесы и дренажа

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

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{\text{п}} = (0,10 \div 0,25) \cdot 50 = 5,0 \div 12,5 \text{ м} \quad (6.68)$$

где  $B_{\text{п}}$  – ширина подошвы плотины,

Принимается  $l_3 = 7 \text{ м}$ .

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_{\text{max}} = 0,6 \cdot (455,00 - 406,49) = 29,1 \text{ м} \quad (6.69)$$

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

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

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}} \quad (6.70)$$

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

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

$$\Delta H = H_{\text{max}} - 0,4 \cdot H_{\text{max}} \quad (6.71)$$

$$\Delta H = 48,5 - 0,4 \cdot 48,5 = 29,1 \text{ м}$$

$$\delta_3 \geq \frac{29,1 \cdot 1,20}{15} = 2,33, \quad \text{принимается } 2,5 \text{ м.}$$

Глубина дренажных скважин равна:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 29,1 = 17,5 \text{ м} \quad (6.72)$$

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 5 м.



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

## 6.8 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.

### 6.8.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCAD:

$S_{пл} = 1258 \text{ м}^2$ ,  $S_б = 1768 \text{ м}^2$ . Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{1258 \cdot 9 \cdot 24}{9 + 3} = 22644 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

где  $b$  – ширина пролета;

$\gamma_б$  – удельный вес бетона;

$\delta_б$  – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{1768 \cdot 3 \cdot 24}{9 + 3} = 10608 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 76,5^{1,5} \cdot 9,81 = 361 \text{ кН}, \quad (6.75)$$

Где  $f$  – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (457 - 449 + 0,5) \cdot 9 = 76,5 \text{ м}^2, \quad (6.76)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{361}{9 + 3} = 30 \text{ кН} \quad (6.77)$$

## 6.8.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_{ВВ} = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 54,63^2}{2} = 14922 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

где  $H_B$  – высота плотины:

$$H_B = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 455 - 400,37 = 54,63 \text{ м}, \quad (6.79)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{НБ} = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 6,12^2}{2} = 187 \text{ кН}, \quad (6.80)$$

где  $H_H$  – определяется по формуле:

$$H_H = \nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{под} = 406,49 - 400,37 = 6,12 \text{ м} \quad (6.81)$$

## 6.8.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{вз} = H_H \cdot B_{под} \cdot \gamma_B = 6,12 \cdot 50 \cdot 10 = 3060 \text{ кН}, \quad (6.82)$$

## 6.8.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 455 - 406,49 = 48,51 \text{ м} \quad (6.83)$$

На основании [5]:

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 48,51 = 19,40 \text{ м} \quad (6.84)$$

$$H_{др} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 48,51 = 9,70 \text{ м} \quad (6.85)$$

$$W_{\phi} = S_{эп} \cdot \gamma_B = 495 \cdot 10 = 4950 \text{ кН}, \quad (6.86)$$

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

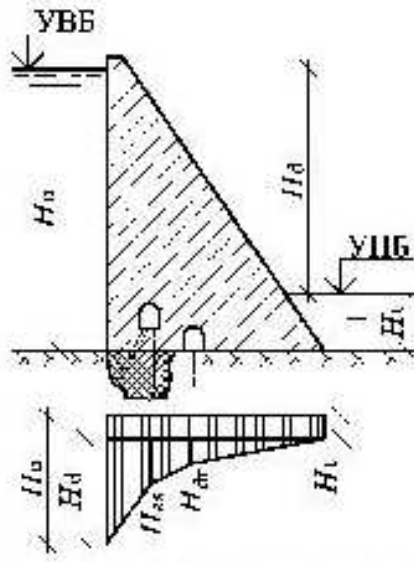


Рисунок 6.5 – Эпюра фильтрационного давления

### 6.8.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_n}{2} \right), \quad (6.87)$$

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

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

$\varphi_n$  – угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_n = 21$ ;

$$p_n = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{21}{2} \right) = 9,4 \text{ кН/м}^2, \quad (6.88)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_n = \frac{p_n \cdot h_n}{2} = \frac{9,4 \cdot 2}{2} = 9,4 \text{ кН} \quad (6.89)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.90)$$

$$p_1 = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{33}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45 - \frac{33}{2} \right) = -103 \text{ кН/м}^2$$

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

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) \quad (6.91)$$

$$p_2 = (10 \cdot 2 + 17,4 \cdot 5,63) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{33}{2}\right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{33}{2}\right) = -74 \text{ кН/м}^2,$$

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

$h_{гр} = 5,63$  м – толщина слоя грунта

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_B = 26,5 - (1 - 0,09) \cdot 10 = 17,40 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \quad (6.92)$$

где  $n$  – пористость сухого грунта, для известняка  $n = 0,09$ ;

$c$  – сцепление грунта, равное 100 кПа.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-103 - 74}{2} = -98 \text{ кН} \quad (6.93)$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{гр} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) \quad (6.94)$$

$$p_{гр} = 17,40 \cdot 5,63 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{35}{2}\right) + 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 + \frac{35}{2}\right) = 701 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{пасс} = \frac{p_{гр} \cdot h_{гр}}{2} = \frac{701 \cdot 5,63}{2} = 1972 \text{ кН} \quad (6.95)$$

### 6.8.6 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \gamma_B \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right) \quad (6.96)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 2,08 \cdot \left(\frac{23,44}{\pi} + \frac{0,58}{2}\right) = 80,7 \text{ кН/м}$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности,  $h_{1\%} = 2,08$  м;

$\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_d = 23,44$  м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 2,08^2}{23,44} = 0,58 \text{ м}, \quad (6.97)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{23,44}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,08 = 2,95 \text{ м} \quad (6.98)$$

## 6.9 Оценка прочности плотины

### 6.9.1 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.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{\text{ВБ}}$	1	→	14922,18	14922	18,21	271733,0
$T_{\text{НБ}}$	1	←	187,27	187,3	-2,04	-382,0
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	22644	21512	-8,99	-193391,1
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	10608	10077,6	-8,49	-85558,8
$W_{\text{вз}}$	1	↑	3060	3060	0	0,0
$W_{\text{ф}}$	1	↑	4950	4950	13,01	64399,5
$E_{\text{н}}$	1,2	→	9,4	11,3	6,3	71,1
$E_{\text{пас}}$	0,8	←	1972	1577,9	-1,88	-2966,4
$W_{\text{волн}}$	1	→	80,7	80,7	51,68	4168,0
$q_3$	0,9	↓	30	27,1	-26	-704,0

$$\sum M = 57369 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$\sum N = G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} + q_3 - W_{\text{вз}} - W_{\text{ф}}$$

$$\sum N = 21512 + 10077,6 + 27,1 - 3060 - 4950 = 23606 \text{ кН}, \quad (6.99)$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6\sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{23606}{50} + \frac{6 \cdot 57369}{50^2} = -334,4 \text{ кПа}, \quad (6.100)$$

где  $\sum M$  – сумма моментов, действующих на подошву;

$B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -334,4 \cdot 0^2 - 10 \cdot 54,63 \cdot (1 - 0^2) = -546,3 \text{ кПа}, \quad (6.101)$$

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:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 54,63 - 334,4) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}. \quad (6.102)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -334,4 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 54,63 \cdot 0^2 = -334,4 \text{ кПа}. \quad (6.103)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 54,63 = -546,3 \text{ кПа}. \quad (6.104)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6\sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{23606}{50} - \frac{6 \cdot 57369}{50^2} = -609,8 \text{ кПа}, \quad (6.105)$$

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:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2), \quad (6.106)$$

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>.

$$\sigma_x^t = -609,8 \cdot 0,45^2 - 10 \cdot 6,12 \cdot (1 - 0,45^2) = -172,3 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 6,12 + (-609,8)) \cdot 0,45 = 246,9 \text{ кПа.} \quad (6.107)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -609,8 \cdot (1 + 0,45^2) + 10 \cdot 6,12 \cdot 0,45^2 = -721 \text{ кПа.} \quad (6.108)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 6,12 = -61,2 \text{ кПа.} \quad (6.109)$$

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-334,4	-609,8
$\sigma_x$	-546,3	-172,3
$\tau_{xy}$	0	246,9
$\sigma_1$	-334,4	-61,2
$\sigma_3$	-546,3	-721

### 6.9.2 Критерии прочности плотины и её основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.110)$$

где  $\gamma_n = 1,20$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}|}{\gamma_c} = \frac{1,20 \cdot 0,9 \cdot 721}{1} = 778,6 \text{ кН/м}^2. \quad (6.111)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$778,6 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2 \quad (6.112)$$

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:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.113)$$

В данной работе  $\sigma_y^u = -334,4 \text{ кПа}$ , следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.114)$$

$$|-334,4| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 54,63 \quad (6.115)$$

$$\text{т.е. } 334,4 \text{ кН/м}^2 \geq 136,58 \text{ кН/м}^2. \quad (6.116)$$

Условие выполняется.

## 6.10 Обоснование 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.117)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$\begin{aligned} R &= (G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{п} = \\ &= (10077,6 + 21512 - 3060 - 4950 + 27,1) \cdot 0,7 + 1577,9 \cdot 0,7 + \\ &+ 100 \cdot 50 = 22629 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.118)$$



где  $tg\varphi$  – тангенс угла внутреннего трения для известняка 0,7;

$c$  – сцепление для грунта, 100 кН/м<sup>2</sup>;

$B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины 50 м.

Сдвигающая сила:

$$F = T_{вб} - T_{нб} + W_{волн} + E_{н} = 14922 - 187,3 + 80,7 + 11,3 = 14827 \text{ кН/м}^2. \quad (6.119)$$

$$\frac{22629 \cdot 0,95}{14827 \cdot 1} \geq 1,25 \quad (6.120)$$

1,45  $\geq$  1,2, поэтому условие выполняется.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Олёкминского ГУ. Противопожарная безопасность и охрана труда**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Олёкминская ГЭС, согласно проекту, относится ко второму классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

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

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

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

### **7.2 Пожарная безопасность**

Правила пожарной безопасности устанавливают основные требования пожарной безопасности на действующих энергетических предприятиях и являются обязательными для всех инженерно-технических работников (ИТР), рабочих и служащих электростанций, электрических и тепловых сетей, а также ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих эксплуатацию, ремонт (модернизацию, реконструкцию), наладку

и испытание технологического оборудования основных производств и вспомогательных сооружений энергетических предприятий.

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на руководителей энергетических предприятий и организаций.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных цехов, лабораторий, мастерских складов и других производственных и вспомогательных сооружений предприятий возлагается на руководителей этих структурных подразделений или должностных лиц, исполняющих их обязанности.

Персонал энергетических предприятий и организаций несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности на действующих и строящихся энергетических предприятиях согласно «Положению об ответственности работников энергетических предприятий».

Лица, виновные в нарушении действующих правил пожарной безопасности, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

Система пожарной безопасности ГЭС включает в себя:

- охранно-пожарная сигнализация (сокращенно ОПС);
- системы для оповещения населения и последующей эвакуации на случай пожара;
- средства первичного пожаротушения;
- системы пожаротушения;
- средства противопожарного водоснабжения;
- специальные установки для пожаротушения;
- системы и средства удаления дыма;
- завесы, занавесы противопожарные;
- средства для заполнения проемов противопожарных конструкций;

Системы пожарной безопасности выполняют одну из следующих задач:

- исключение возникновения пожара;
- обеспечение пожарной безопасности людей;
- обеспечение пожарной безопасности материальных ценностей;
- обеспечение пожарной безопасности людей и материальных ценностей одновременно.

Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности и взрывобезопасности.

### **7.3 Охрана труда**

Охрана труда – это система законодательных, организационных, технических, экономических, гигиенических и лечебно-профилактических

мероприятий, обеспечивающих безопасность здоровья и работоспособности человека в процессе труда, в которой рассматриваются:

- вопросы психофизических требований к условиям труда;
- вопросы техники безопасности при производстве электромонтажных работ и при эксплуатации электроустановок, защитные меры и защитные средства, применяемые в электроустановках;
- вопросы пожарной безопасности;
- вопросы промышленной санитарии.

Правила по охране труда устанавливают государственные нормативные требования охраны труда. Работодатель обязан создать для работников безопасные условия труда. Для этой цели предусматривается комплекс требований:

- использование оборудования и конструкций, соответствующих требованиям стандартов и другой нормативной документации;
- соблюдение сроков периодических ремонтов и обслуживания оборудования;
- соблюдение требований пожарной и электробезопасности при оснащении производственных и офисных помещений;
- установка необходимых защитных приспособлений и конструкций;
- обеспечение достаточной освещенности, вентиляции, поддержание оптимального температурного режима на рабочих местах;
- своевременное устранение пыли и отходов производства;
- обеспечение работников спецодеждой и спецобувью, а также другими средствами индивидуальной защиты в соответствии со спецификой производства;
- обеспечение работников актуальными инструкциями по ТБ, наглядными материалами;
- создание на рабочих местах и в производственных помещениях всех необходимых систем сигнализации, размещение знаков безопасности и т.д.

Физические опасные и вредные производственные факторы подразделяются на следующие:

- движущиеся машины и механизмы;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенная или пониженная влажность;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная яркость света;
- пониженная контрастность;
- повышенная пульсация светового потока;
- расположение рабочего места на значительной высоте;

- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенная напряженность электрического поля;
- повышенная напряженность магнитного поля;
- прямая и отраженная блёскость;
- повышенный уровень ультрафиолетовой радиации;
- повышенный уровень инфракрасной радиации.

Биологические опасные и вредные производственные факторы включают следующие биологические объекты:

- патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, грибы, простейшие) и продукты их жизнедеятельности;
- опасные свойства микро и макроорганизмов.

Психофизические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия подразделяются:

- физические перегрузки (статические и динамические);
- нервно-психические перегрузки (умственное напряжение и перенапряжение, монотонность труда, эмоциональные перегрузки, утомление, эмоциональный стресс, эмоциональная перегрузка).

Один и тот же опасный и вредный производственный фактор по природе своего действия может относиться одновременно к различным группам, перечисленным выше.

Допускается возможность ведения документооборота в области охраны труда в электронном виде с использованием электронной подписи или любого другого способа, позволяющего идентифицировать личность работника, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

## **7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Олёкминского ГУ**

### **7.4.1 Общие сведения о районе строительства**

Олёкма – река в России, в Забайкальском крае, Амурской области и Якутии, правый приток Лены. Длина реки – 1436 км, площадь её водосборного бассейна – 210 000 км<sup>2</sup>. Берёт начало в Муройском хребте (Олёкминский Становик), течёт в широкой межгорной долине на северо-восток; повернув на север, протекает между хребтами Чельбаус (с востока) и Южным и Северным Дырындинскими и Каларским. Далее течёт в глубокой долине прорыва между хребтами Удокан и Становым, порожиста, скорость течения достигает 5-5,5 м/с. Ниже глубокая долина Олёкмы разделяет плоскогорья Чугинское и Чоруодское.

Затем Олёкма огибает с востока Олёкмо-Чарское плоскогорье, долина расширяется, скорость течения падает до 0,5-1,2 м/с. Основные притоки: справа – Тунгир, Нюкжа; слева – Чара.

Среднемноголетний расход воды 330 м<sup>3</sup>/с. Питание реки – дождевое; в низовьях р. Олёкмы возрастает доля снегового питания. Максимальные годовые расходы воды могут быть, как в половодье, так и во время дождевых паводков. Продолжительность половодья 51 день. Максимальный расход воды 13000 м<sup>3</sup>/с. Максимальные уровни реки в период снеготаяния имеют стоково-заторное происхождение. Максимальные уровни воды во время дождевых паводков в 60% случаев могут быть выше уровней воды в период половодья. Вклад дождевого питания составляет до 54% годового стока. В период межени расходы воды уменьшаются до 290 м<sup>3</sup>/с. Зимой на реке образуются наледи, местами она промерзает. Ледовые явления на Олёкме начинаются в первой декаде октября и заканчиваются в мае. Размах колебаний уровня в течение года в среднем – 11 м, максимальный – 17 м.

Мутность воды – содержание в воде взвешенных наносов (твёрдых минеральных и органических частиц). Как правило, мутность воды выражают в единицах массы взвешенных наносов на единицу объёма смеси воды и наносов) – 12 г/м<sup>3</sup>, расход взвешенных наносов 23,4 кг/с. Минерализация реки изменяется в зависимости от сезона года от 100 до 300 мг/л. Воды реки относятся к гидрокарбонатному классу.

Река богата рыбой (тугун, таймень, осётр, хариус, сибирский голец). Привлекательна в качестве объекта водного туризма. Судоходна на нижних 406 км от устья. Движение судов возможно в многоводные периоды года.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъем уровня воды в реках.

Июль – наиболее теплый месяц. Средняя температура июля – 17°С. Летом, как и в другие сезоны года, наблюдается изменение температур не только широтное, но и связанное с высотой рельефа. С севера на юг температуры растут от 16 до 21°С, но в горных районах июльские температуры невысокие, от 10 до 12°С. В горных северных районах заморозки наблюдаются в течение всего лета.

Январь – самый холодный месяц года. Температура в Январе в среднем - 28.8 ° С.

#### **7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Олёкминского 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 Олёкмы в нижнем бьефе Олёкминского ГУ;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- 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.

### 7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

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

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

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

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 водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

#### 7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

4.1 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> (503737 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>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{503737 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 22668 \text{ т}$$

4.2 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 10 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (2267 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>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{2371 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 45,34 \text{ т}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 22668 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 45,34 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### **7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Олёкминского 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.

Требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Олёкма от сбросов Олёкминской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения в пределах промплощадок объектов Олёкминской ГЭС регламентируется требованиями:

- 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 водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

## 8 Технико-экономическое обоснование

### 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, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике.

Данные, полученные в результате расчётов (см. табл. 8.1), показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	165,88	181,00	181,00	181,00	181,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	5275	5275	5275	5275	5275
Выработка электроэнергии	МВт·ч	875017	954564	954564	954564	954564
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	8750,17	9545,64	9545,64	9545,64	9545,64
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	866266	945018	945018	945018	945018
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1206,00	1235,00	1262,00	1289,00	1318,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	87,06	97,26	99,38	101,51	103,79
НДС к выручке	млн.руб	14,51	16,21	16,56	16,92	17,30

#### 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 ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «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	46,18
Прочие	274,0	49,58
Итого по ГЭС		95,76

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 тыс.руб/Мвт	24,50
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	1,72
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,50
Итого		26,71

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				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	49,35	67,31	99,35	150,68	163,09
Расходы на страхование, млн.руб.	16,45	20,31	46,09	81,20	84,31
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	87,78	95,76	95,76	95,76	95,76
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,50	1,81	4,16	7,33	7,48
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	24,49	26,71	26,71	26,71	26,71
Налог на воду, млн.руб.	6,26	7,51	7,51	7,51	7,51
Итого, млн.руб.	185,83	219,41	279,58	369,20	384,86

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

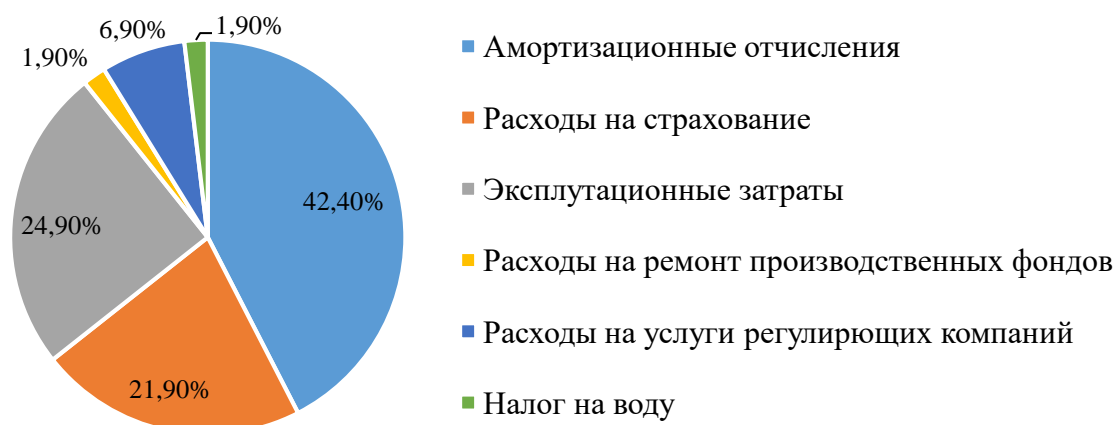


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 1.5 вывод. Амортизационные отчисления занимают лидирующую позицию (42,4 %), так как производство капиталоемкое, следом идут эксплуатационные затраты (24,9 %) и расходы на страхование (21,9 %).

### 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				
	2032	2033	2034	2035	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	277,94	288,58	299,63	310,98	322,51
НДС, млн.руб.	263,05	377,24	385,19	393,40	401,65
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26
Налог на имущество, млн.руб.	179,94	176,19	172,44	168,69	164,94
Итого, млн.руб.	734,19	885,27	870,53	886,33	902,35

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Видно, что налоговые расходы составляют значительную часть расходов ГЭС.

## 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. График изменения суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации представлен на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	1487,5	1661,5	1700,6	1736,6	1775,2
Текущие расходы, млн.руб.	185,8	219,4	279,6	369,2	384,9
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	1301,7	1442,1	1421,1	1367,4	1390,3
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	260,3	288,4	284,2	273,5	278,1
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1041,3	1153,7	1136,8	1093,9	1112,2
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

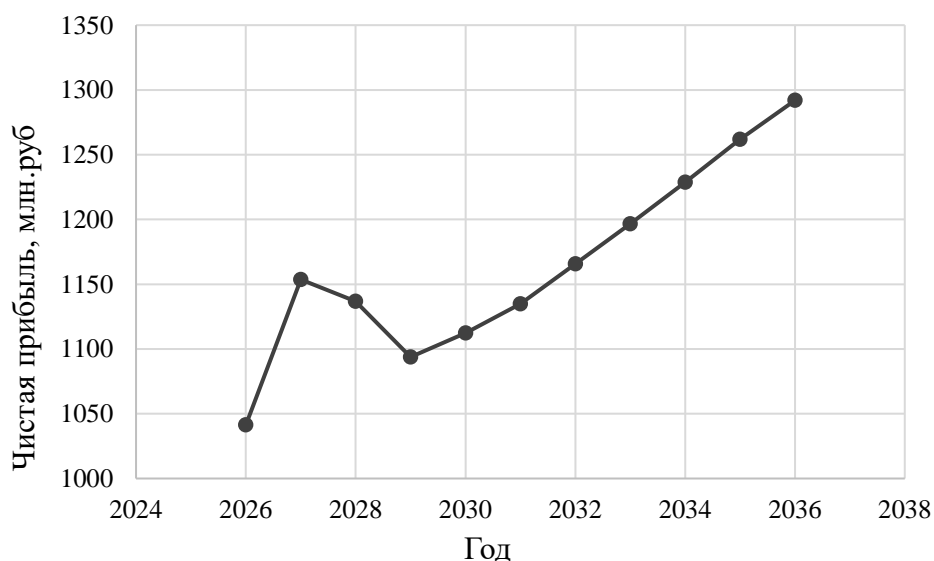


Рисунок 8.2 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации, млн. руб.

### 8.3 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 8.3.

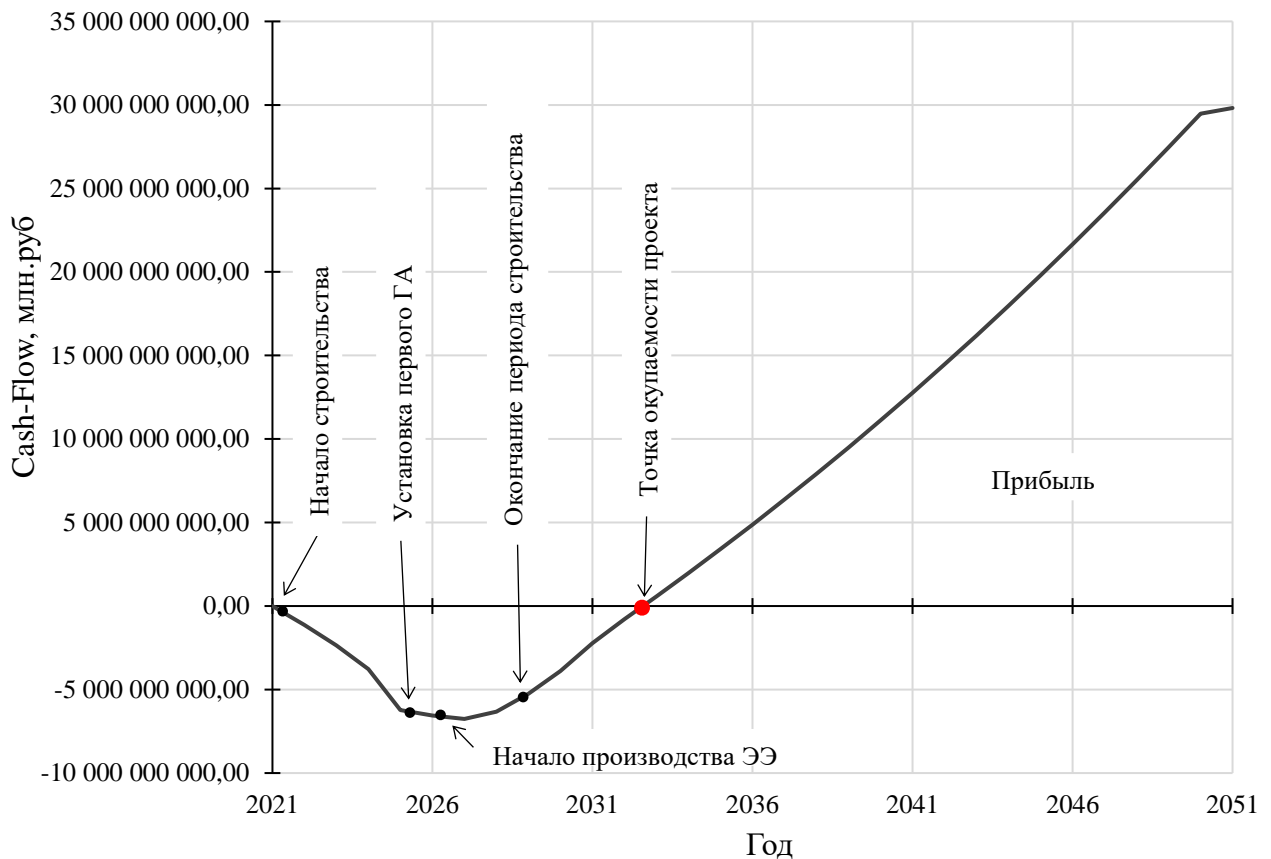


Рисунок 8.3 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из графика видно, что по данному проекту с начала реализации отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением оборудования вплоть до 2027 года (ввод в работу второго ГА). С начала производства электроэнергии денежный поток переходит в положительное направление. Начиная с 2027 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к 2033 году становится положительным. После доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

Для снижения срока окупаемости и улучшения показателей эффективности, возможна реализация электроэнергии зарубежным партнёрам. В случае, если планируется реализовывать продукцию за границу (в Китай), то срок окупаемости сокращается в два раза.



## **8.4 Оценка инвестиционного проекта**

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно Единых сценарных условий.

### **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 Олёкминской 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 «Олёкминской ГЭС на реке Олёкма»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	150
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	692,4
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,14
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,88
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,25
Удельные капиталовложения, руб/Квт	59318,90

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит почти 692,4 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,25 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	26,9	26,9	26,9	26,9	260,8
В региональный бюджет, млн.руб	1,4	8,5	8,4	10,9	29,6
Итого налоговых поступлений, млн.руб	28,3	35,4	35,3	37,9	290,4

Строительство Олёкминской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. С момента производства электроэнергии, денежные поступления значительно возрастут.

## 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) Объем инвестиций (см. рис. 8.4);
- б) Цена сбыта (см. рис. 8.5);
- в) Ставка дисконтирования (см. рис. 8.6).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

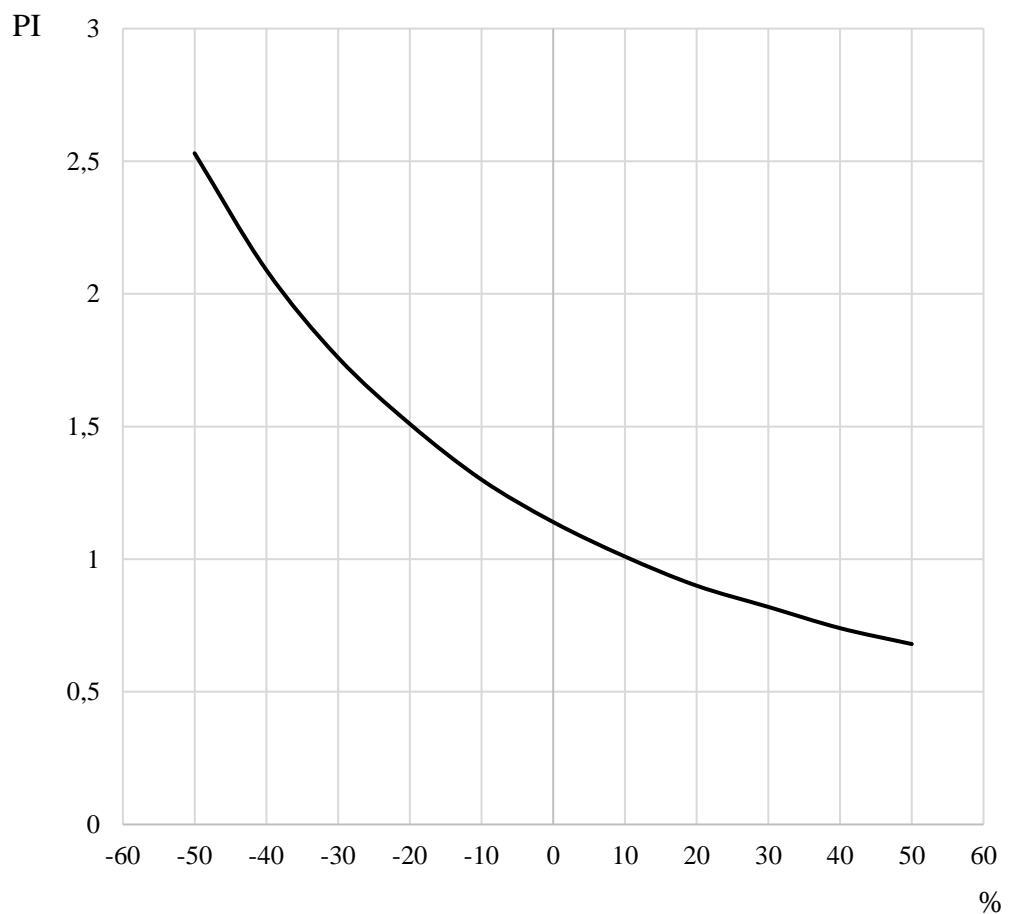


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечёт за собой уменьшение величины индекса доходности (PI).

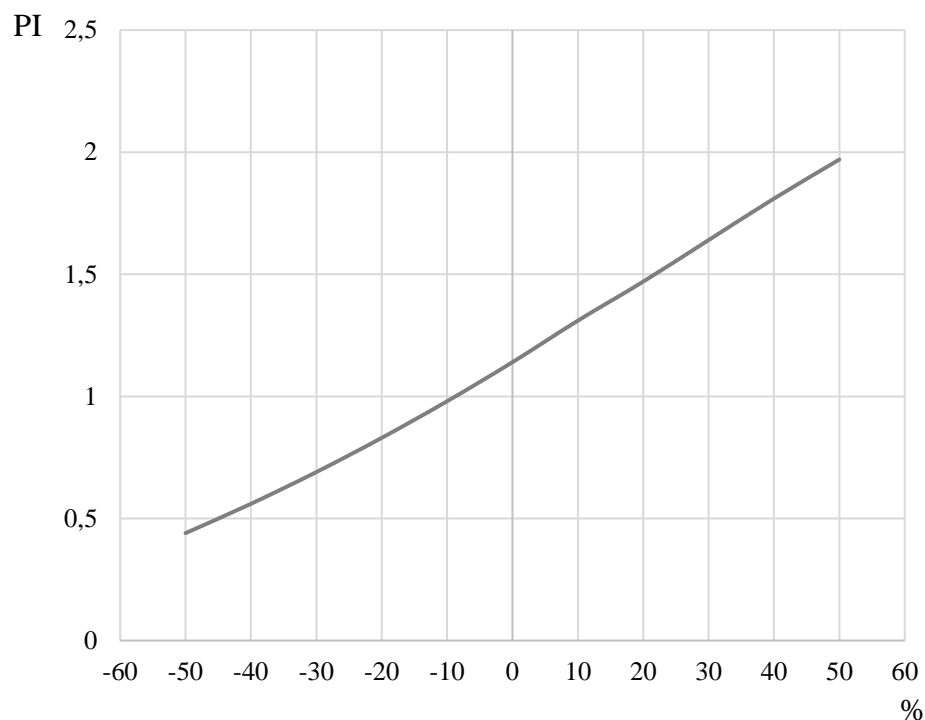


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечёт за собой увеличение величины PI.

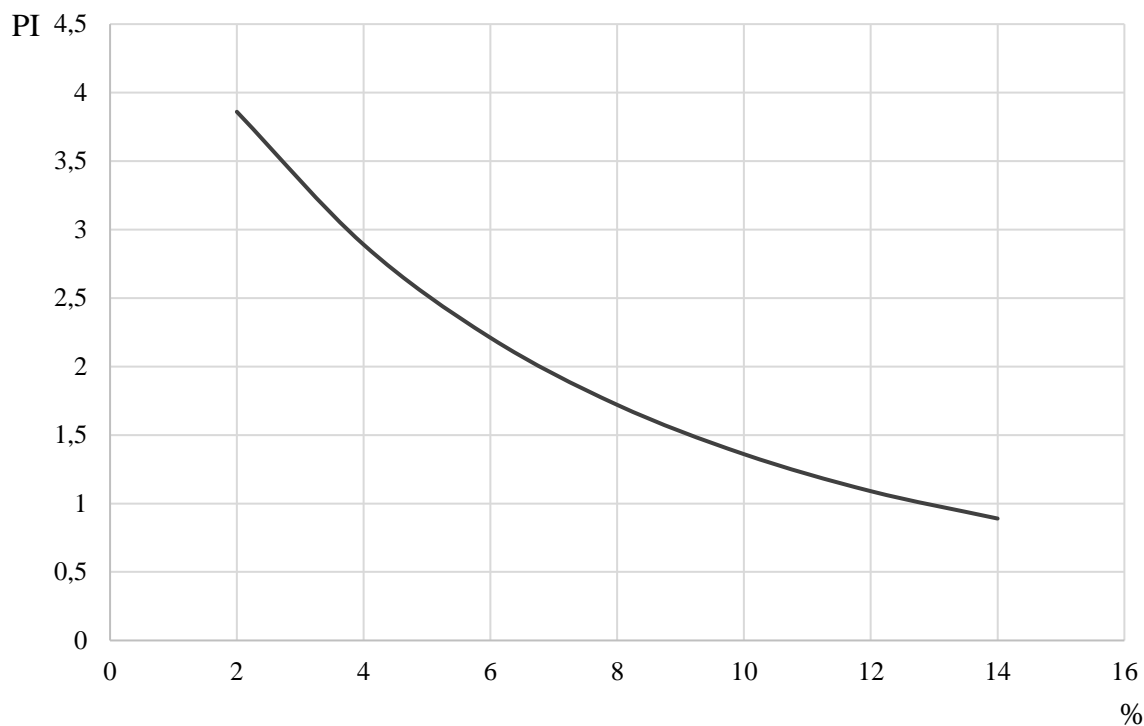


Рисунок 8.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечёт за собой уменьшение величины PI.

## **9 Исследование возможности применения цифровой обработки сигналов для трансформаторов тока при сочетании с современной микропроцессорной технике**

### **9.1 Цифровая обработка сигнала**

#### **9.1.1 Понятие о цифровой обработке сигналов (ЦОС)**

Сигналом обычно называют то, что несет в себе информацию. По большей части сигналы передают информацию о состоянии или поведении физической системы и часто синтезируются в целях обмена информацией между механизмами и людьми.

Для того, чтобы сделать сигнал объектом теоретического изучения, вводят математическую модель сигнала — способ его математического описания, представляющий собой функциональную зависимость, аргументом которой, как правило, является время. Математическая модель позволяет абстрагироваться от физической природы носителя сообщения и описывает наиболее существенные свойства сигнала.

#### **9.1.2 ЦОС в реалиях Российской электроэнергетики**

Непрерывный контроль режимов энергетических объектов, обеспечение надежности работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗиПА), коммерческий и технический учет электроэнергии являются приоритетными задачами, направленными на повышение эффективности электроснабжения. Для достижения высоких результатов необходимо применять передовые технологии в области контроля, надежности и качества электротехнического оборудования

В современной энергетической промышленности России в качестве датчиков тока используются различные устройства, среди которых наиболее широкое распространение и практическое применение получили трансформаторы тока (ТТ), работающие на электромагнитном принципе. Однако опыт эксплуатации показывает, что в режимах перегрузки и в режимах короткого замыкания (КЗ) сердечники таких ТТ насыщаются, вследствие чего происходит существенное искажение измеряемой информации, что приводит к излишнему срабатыванию или недопустимому замедлению в срабатывании систем РЗиПА.

Как правило, для уменьшения насыщения сердечника в режимах, вызывающих смещение рабочей точки на кривые намагничивания ТТ в зону насыщения, предлагаются различные методы, основанные на конструктивных изменениях ТТ и использовании цифровой обработки сигналов (ЦОС). Выполним анализ ряда современных методов восстановления искаженного вторичного тока, основанных на применении ЦОС (см. рис. 9.1).

Классические методы были разработаны и предложены до появления и активного применения в электроэнергетике микропроцессорных устройств

(МПУ). К современным методам можно отнести восстановление тока с помощью характеристики намагничивания, путем прогнозирования вторичного тока ТТ, а также комбинированные методы восстановления тока.

У данных методов имеется ряд недостатков. Часть методов, основанных на использовании характеристики намагничивания, не учитывают компенсацию токовой погрешности при больших кратностях первичного тока в переходном режиме. Другие имеют зависимость от параметров магнитопровода трансформатора тока, которые имеют различные значения в различных переходных режимах. Методы, основанные на прогнозировании вторичного тока ТТ, имеют достаточную погрешность, которая в различных режимах может достигать 20%.

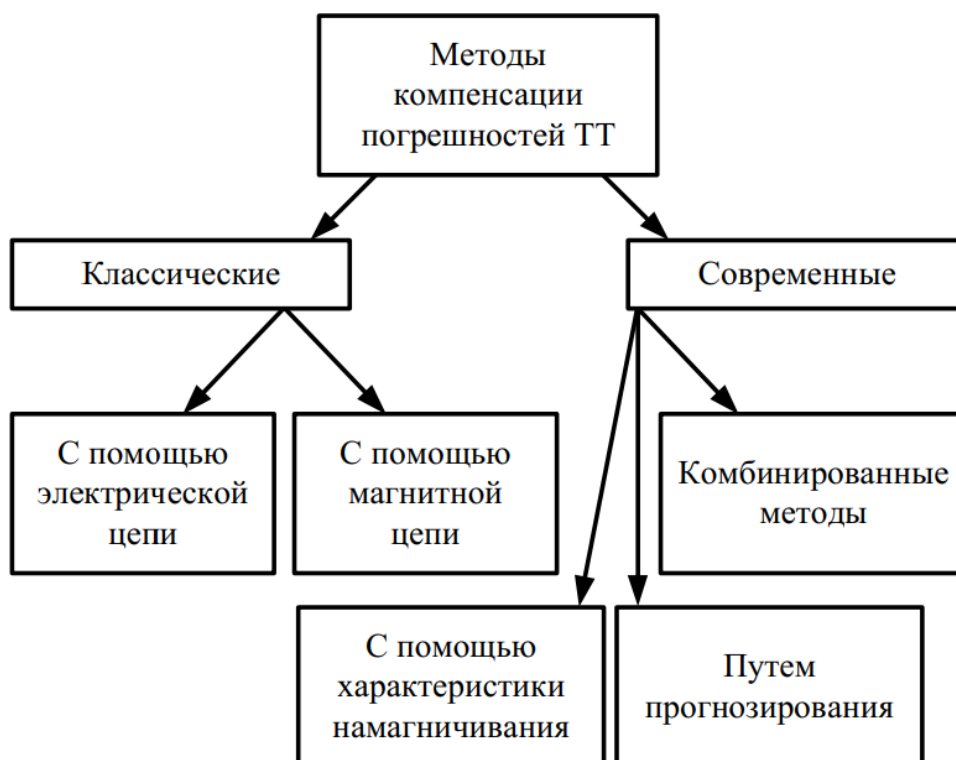


Рисунок 9.1 – Систематизация методов компенсации погрешностей ТТ

Помимо перечисленных методов, также применяются методы прогнозирования на основе искусственных нейронных сетей (ИНС) и комбинированные методы, использующие характеристики намагничивания и алгоритмы прогнозирования.

Из-за динамичности режимов энергосистемы основной недостаток ИНС заключается в необходимости их обучения и адаптации к различным режимам, что приводит к существенному увеличению требований к вычислительным ресурсам МПУ.

Недостатком комбинированных методов является необходимость затрат времени на получение некоторого дополнительного количества отсчетов на интервале насыщения в зависимости от фазы КЗ, а также степени зашумлённости и величины апериодической составляющей исходного сигнала.

Несмотря на столетний опыт в области создания и эксплуатации электромагнитных ТТ – основных первичных преобразователей тока для целей РЗА, полностью устранить недостатки, присущие этим трансформаторам, не удалось.

Одним из решений в данной области может являться переход на цифровые трансформаторы тока (ЦТТ). Согласно общей стратегии развития всей энергосистемы нашей страны большинство подстанций России должны быть реконструированы под цифровой формат. Связано это с тем, что аналоговые ТТ довольно проблематично интегрировать в единую сеть мониторинга и контроля, а точность измерения не всегда отвечает современным стандартам и требованиям. Для этого требуется заменить старые аналоговые трансформаторы тока на цифровые.

В настоящее время активно рекламируются оптические трансформаторы тока (ОТТ), работа которых основана на эффекте Фарадея. Несмотря на то, что работы по созданию оптических трансформаторов ведутся более 40 лет, первые промышленные образцы, появившиеся в последние годы, слишком дорогие и могут найти применение лишь на высоком и сверхвысоком напряжении (220 кВ и более).

Практический интерес также представляет измерительное преобразование тока на основе гальваномагнитных эффектов, используемых в датчиках магнитного поля, позволяющих измерять не только переменный, но и постоянный ток, а также переменный ток, сопровождающийся медленно затухающими апериодическими составляющими. Измеряемый ток создает магнитное поле, на которое и реагирует датчик. К гальваномагнитным преобразователям относятся датчики Холла, магниторезисторы, магнитодиоды и магнитотранзисторы.

## **9.2 Цифровые трансформаторы тока**

### **9.2.1 Общие сведения**

Цифровой трансформатор тока (ЦТТ) представляет собой измерительный преобразователь, для измерения и передачи параметров тока приборам измерения, учета, защиты и автоматики в сетях переменного и постоянного тока.

Основные преимущества ЦТТ:

- соответствуют инновационной концепции электроэнергетики по направлению “Цифровая подстанция”;
- высокая метрологическая точность измерений;
- не подвержены явлению феррорезонанса;
- взрыво и пожаробезопасны;
- масса и габарит в 7-10 раз меньше традиционных устройств;
- возможно выполнение комбинированного исполнения в едином корпусе (ТТ + трансформатор напряжения (ТН));
- не подвержены влиянию насыщения и остаточной намагниченности;

- могут работать в любом пространственном положении;
- простота монтажа;
- экологичные
- широкий частотный диапазон измерений

Основные недостатки ЦТТ:

- высокая цена
- необходимость иметь специализированные устройства для работы с ЦТТ

### 9.2.2 Устройство ЦТТ и принцип действия

Схема устройства ЦТТ показана описана в патенте [5]. Катушки Роговского позволяют измерять токи в рабочих и переходных режимах, имеют линейную амплитудно-частотную характеристики и не искажают форму тока в переходных режимах. Датчики постоянного и переменного токов предназначены для измерения токов в переходных и аварийных режимах работы с целью снабжения информацией релейной защиты и автоматики, работают в линейном диапазоне с токами короткого замыкания высокой кратности и осуществляют преобразование тока без искажения в широком спектре частот, включая постоянную и апериодическую составляющие. В качестве датчиков постоянного и переменного тока могут использоваться магнитотранзисторный преобразователь тока, преобразователь на датчиках Холла и т.д.

Измерительные электромагнитные трансформаторы тока имеют высокий класс точности и предназначены для измерения токов с целью учета электроэнергии. Первичные преобразователи напряжения могут быть выполнены в виде резистивных, активно-емкостных, емкостных.

Информационный поток об измеренных токах при помощи катушки Роговского и напряжении от первого электронного блока со стороны высшего напряжения через оптический кабель для передачи данных поступает на второй электронный блок со стороны низшего напряжения. На вторые электронные блоки через соответствующие аппаратные порты также поступают сигналы от цифровых трансформаторов тока и напряжения соседних фаз и сигнал синхронизации в зависимости от типа используемого источника синхронизации.

Измерение силы переменного и постоянного тока осуществляется с применением нескольких первичных преобразователей силы тока, выполненных на основе реализации физических законов, примеры которых описаны выше (см. п 1).

В зависимости от уровня номинального напряжения обработка результатов преобразований осуществляется на первичной стороне (высокого напряжения) для исполнений преобразователей 35 кВ и выше, либо на вторичной стороне (низкого напряжения) для исполнений преобразователей 35 кВ и ниже.

Электронный блок на первичной стороне (высокое напряжение) преобразует выходные сигналы соответствующих первичных преобразователей в цифровой сигнал, далее выполняет формирование пакетов данных и передачу



их по оптическим кабелям электронным блокам на вторичной стороне (низкое напряжение). Электронный блок на вторичной стороне обрабатывает полученные пакеты данных и отправляет их по оптическому кабелю устройствам релейной защиты, автоматики, коммерческого учета электроэнергии и другим устройствам подстанции.

### 9.3 Применение ЦОС

С внедрением микропроцессорной техники возможным стало применение сложных цифровых способов обработки измеряемых сигналов за достаточно короткие интервалы времени.

Цифровые микропроцессорные комплексы представляют собой интеллектуальные технические средства. Они имеют важные положительные свойства, отсутствующие у аналоговых устройств:

- многофункциональность и малые размеры;
- дистанционные изменения и проверка уставок с пульта управления оператора;
- адаптация к режиму электроэнергетической системы (ЭЭС) – автоматическая корректировка уставок РЗА при изменении схемы и режима работы ЭЭС;
- непрерывная самодиагностика и высокая аппаратная надёжность;
- регистрация и запоминание параметров аварийных режимов;
- дистанционная передача оператору информации о состоянии и срабатываниях устройств РЗА;
- сокращение специального технического обслуживания, периодических проверок настройки и исправности устройств РЗА

Использование методов и технических средств обработки информации цифровой вычислительной техникой в РЗА привело к образованию интегрированных комплексов, исполняющих все функции традиционных устройств релейной защиты и имеющие широкие информационные свойства и сервисные возможности, значительно увеличивающими надёжность и результативность функционирования технических средств автоматического управления электроэнергетическими установками.

Краеугольным камнем цифровой обработки сигналов для трансформаторов тока при сочетании с современной микропроцессорной техникой является процесс преобразования аналогового сигнала, поступающего со средств измерения, в цифровые сигналы, для дальнейшей их обработки при помощи микропроцессорных устройств и систем. Для этого были разработаны аналого-цифровые преобразователи (АЦП).

## 9.4 Аналого-цифровые преобразователи

Непрерывный аналоговый сигнал можно представить с помощью аналого-цифрового преобразователя в виде последовательности чисел, удобной для микропроцессорной системы. Чтобы облегчить извлечение информации, сигналы должны подвергаться обработке.

АЦП по принципу действия делятся на:

1) параллельные:

Большинство высокоскоростных осциллографов и некоторые высокочастотные измерительные приборы используют параллельные АЦП из-за их высокой скорости преобразования. Обычно параллельные АЦП имеют разрешение до 8 разрядов, но встречаются также 10-ти разрядные версии. С другой стороны, из-за необходимости использовать большое количество компараторов параллельные АЦП потребляют значительную мощность, и их нецелесообразно использовать в приложениях с батарейным питанием

2) последовательного приближения:

Когда необходимо разрешение 12, 14 или 16 разрядов и не требуется высокая скорость преобразования, а определяющими факторами являются невысокая цена и низкое энергопотребление, то обычно применяют АЦП последовательного приближения. Тем не менее, работа АЦП последовательного приближения имеет особенность, связанную с переходными процессами во внутреннем ЦАП. По этой причине время преобразования 16-разрядного АЦП последовательного приближения более, чем в два раза превышает время преобразования 8-разрядного АЦП данного типа.

3) сигма-дельта:

Обычно сигма-дельта АЦП применяются в разнообразных системах сбора данных и в измерительном оборудовании (измерение давления, температуры, веса и т.п.), когда не требуется высокая частота дискретизации и необходимо разрешение более 16 разрядов. очень важным достоинством сигма-дельта АЦП является то, что все его внутренние узлы могут быть выполнены интегральным способом на площади одного кремниевого кристалла. Это заметно снижает стоимость конечных устройств и повышает стабильность характеристик АЦП.

4) Интегрирующие:

В цифровых мультиметрах, как правило, используются именно такие АЦП, т.к. в этих измерительных приборах необходимо сочетание высокого разрешения и высокого помехоподавления. Имеют высокую точность и высокую разрешающую способность, а также имеют сравнительно простую структуру. Основным недостатком таких АЦП – большое время преобразования, обусловленное привязкой периода интегрирования к длительности периода питающей сети.

## 9.5 Перспективы применения цифровой обработки

Применения цифровой обработки сигналов для трансформаторов тока позволит по-разному анализировать полученные от источника сигнала (первичной цепи) величины.

Современные математические методы, применяемые для обработки цифрового сигнала, при сочетании с современной микропроцессорной техникой, позволяют увеличить точность полученных в ходе измерения величин, что положительно скажется, как на системах защиты, то и в ходе коммерческого учёта показателей.

Учитывая темпы в развитии современной микропроцессорной техники в сторону увеличения вычислительной мощности, появляется все больше возможностей в создании «умных» сетей мониторинга, которые позволят решить несколько задач:

- объединение в единую энергетическую систему самые разнородные объекты генерации независимо также и от разделяющего их расстояния;
- обеспечение непрерывного контроля состояния оборудования, распределения и перераспределения электроэнергии;
- реализация реверса электроэнергии (потребление при нехватке – отдача при избытке).

## 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. Наяшкова 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 2020 [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/blog/information-materials/#bx>

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» [Электронный ресурс] // УЭТМ. – 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., Тацилин 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 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Q <sub>год</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>полов</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>межен</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы
1	2	481	1955	922	1934	61	1955
2	4	474	1934	901	1955	59	1945
3	6	448	1948	861	1948	58	1937
4	8	441	1944	855	1944	44	1970
5	10	414	1964	796	1964	43	1966
6	12	414	1970	783	1970	41	1939
7	14	391	1937	740	1930	39	1951
8	16	383	1962	730	1962	39	1933
9	18	383	1939	725	1939	38	1941
10	20	380	1930	725	1937	38	1961
11	22	376	1963	724	1963	38	1972
12	24	374	1953	713	1953	37	1931
13	25	368	1941	699	1941	36	1953
14	27	365	1966	697	1947	36	1962
15	29	361	1947	694	1978	35	1950
16	31	357	1978	687	1966	35	1948
17	33	355	1975	681	1975	35	1974
18	35	353	1961	669	1961	34	1943
19	37	349	1945	663	1938	33	1932
20	39	347	1950	663	1958	32	1964
21	41	345	1938	659	1950	31	1949
22	43	345	1958	648	1972	30	1967
23	45	343	1972	642	1935	30	1954
24	47	334	1935	638	1945	29	1975
25	49	324	1951	619	1976	28	1938
26	51	321	1971	618	1971	28	1973
27	53	320	1976	609	1951	27	1959
28	55	318	1943	603	1943	27	1963
29	57	312	1967	594	1967	27	1944
30	59	297	1931	570	1968	27	1958
31	61	294	1968	560	1942	26	1960
32	63	292	1942	556	1931	26	1934
33	65	292	1932	554	1956	26	1935
34	67	290	1974	553	1957	26	1947
35	69	288	1936	553	1936	26	1952



Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

m	P, %	Qгод, м3/с	Годы	Qполов, м3/с	Годы	Qмежен, м3/с	Годы
36	71	287	1957	550	1932	25	1942
37	73	287	1956	550	1969	25	1971
38	75	287	1959	547	1979	24	1969
39	76	287	1969	547	1960	23	1936
40	78	286	1960	546	1959	22	1976
41	80	284	1979	544	1974	21	1940
42	82	275	1954	537	1965	21	1957
43	84	275	1965	521	1954	20	1946
44	86	272	1933	515	1973	20	1978
45	88	271	1973	506	1933	20	1956
46	90	261	1940	500	1940	20	1979
47	92	247	1977	477	1977	19	1930
48	94	241	1952	456	1952	19	1968
49	96	230	1946	441	1946	18	1977
50	98	186	1949	340	1949	14	1965

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчёт режимов работы по бытовому стоку

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	7	4	4	3	713	558	511	369	518	264	63	7
$Z_{\text{вб}} (\text{НПУ}), \text{ м}$	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455
$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t)), \text{ м}$	406,06	406,04	406,03	406,02	409,36	408,08	407,95	407,52	407,97	407,74	406,51	406,06
$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \text{ м}$	48,45	48,47	48,48	48,49	45,15	46,43	46,56	46,99	46,54	46,77	48	48,45
$N_{\text{быт.ГЭС}}, \text{ МВт}$	3	2	2	1	277	223	205	149	207	106	26	3

Таблица А.3 – Расчёт режимов работы по требованиям ВХК

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
$Z_{\text{вб}} (\text{НПУ}), \text{ м}$	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455
$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{ВХК}}(t)), \text{ м}$	407,41	407,41	407,41	407,41	407,41	406,91	406,91	406,91	406,91	407,41	407,41	407,41
$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \text{ м}$	47,1	47,1	47,1	47,1	47,1	47,6	47,6	47,6	47,6	47,1	47,1	47,1
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	81	81	81	81	81	82	82	82	82	81	81	81

≈ 80

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Сработка и наполнение водохранилища (окончательный вариант)

№ <sub>мес</sub>	Q <sub>пол.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>вдхр.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>хл.сб.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ГЭС</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>НБ</sub> , м <sup>3</sup> /с	V <sub>в-ща</sub> , км <sup>3</sup>			Z <sub>ББ</sub> , м			Z <sub>НБ</sub> , м	H, м	N <sub>ГЭС</sub> , МВт	N <sub>Гар.</sub> , МВт
							V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub>	Z <sub>кон</sub>	Z <sub>ср</sub>				
11	63	186	0	200	249	252	7,197	0,482	6,715	455,00	453,94	454,47	407,68	46,30	99	99
12	7	427	0	200	434	437	6,715	1,107	5,608	453,94	450,78	452,36	408,49	43,38	162	162
1	7	472	0	200	479	482	5,608	1,223	4,385	450,78	445,98	448,38	408,65	39,24	162	162
2	4	319	0	200	323	326	4,385	0,827	3,558	445,98	442,44	444,21	408,04	35,68	99	99
3	4	193	0	200	197	200	3,558	0,500	3,058	442,44	440,36	441,40	407,41	33,50	57	ВХК
4	3	194	0	200	197	200	3,058	0,503	2,555	440,36	438,28	439,32	407,4	31,43	53	ВХК
5	713	-539	0	200	174	200	2,555	-1,397	3,952	438,28	444,12	441,20	407,41	33,30	50	ВХК
6	558	-378	0	200	180	200	3,952	-0,980	4,932	444,12	448,25	446,18	406,91	38,78	60	ВХК
7	511	-314	0	200	197	200	4,932	-0,814	5,746	448,25	451,24	449,75	406,91	42,35	72	ВХК
8	369	-172	0	200	197	200	5,746	-0,446	6,192	451,24	452,59	451,92	406,91	44,52	75	ВХК
9	518	-321	0	200	197	200	6,192	-0,832	7,024	452,59	454,63	453,61	406,91	46,21	78	ВХК
10	264	-67	0	200	197	200	7,024	-0,174	7,198	454,63	455,01	454,82	407,41	46,92	79	ВХК

Продолжение приложения А

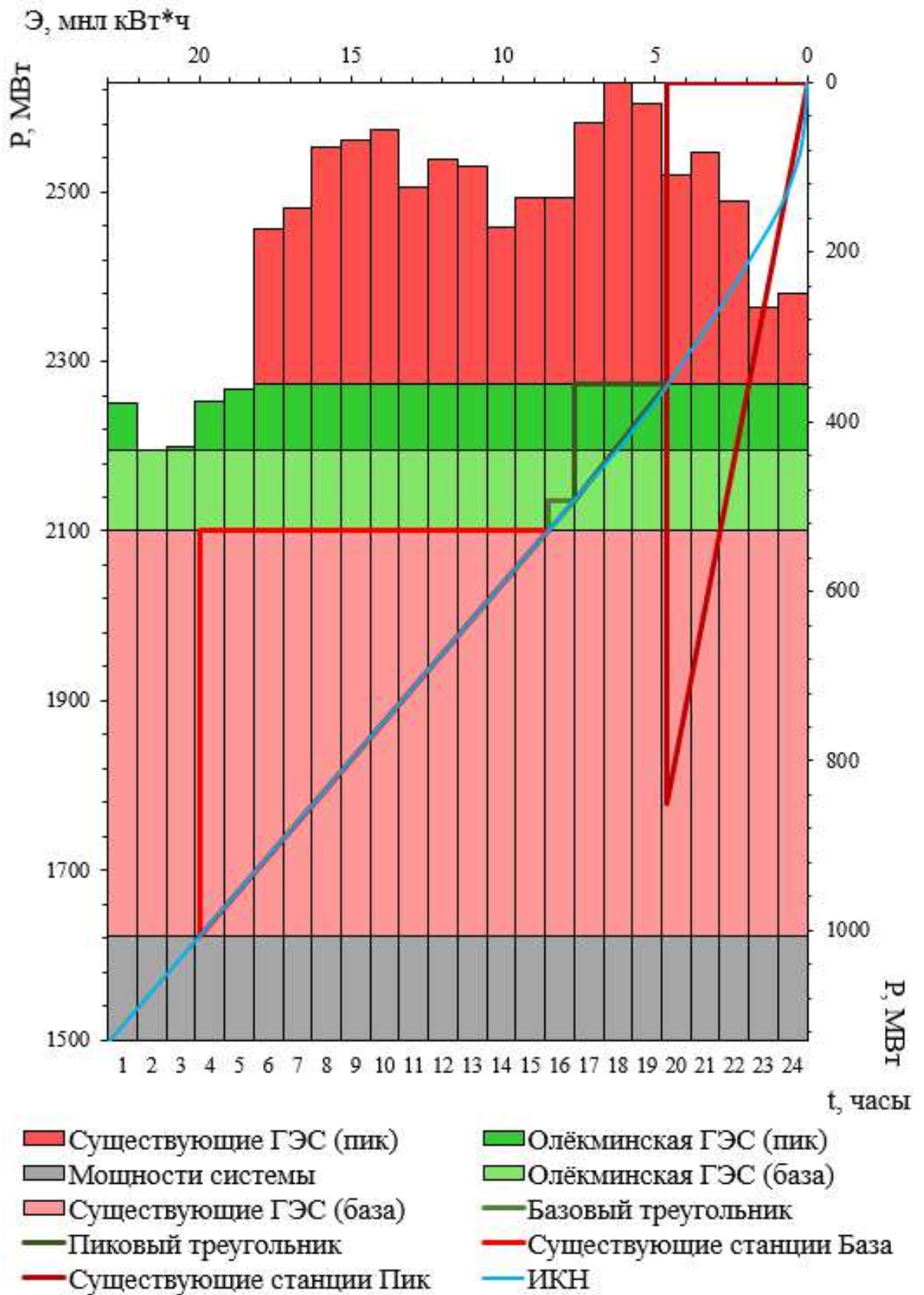


Рисунок А.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Баланс мощности

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{авар}}$ , МВт	$P_{\text{нагр}}$ , МВт	$N_{\text{раб}}$ , МВт	$N_{\text{нагр}}$ , МВт	$N_{\text{рем}}$ , МВт	$N_{\text{раб}}$ , МВт	$N_{\text{нагр}}$ , МВт	$N_{\text{рем}}$ , МВт	$N_{\text{раб}}$ , МВт	$N_{\text{нагр}}$ , МВт	$N_{\text{авар}}$ , МВт	$N_{\text{рем}}$ , МВт
1	2616	262	52	821	43	0	178	9	0	1617	0	262	0
2	2519	252	52	780	45	0	121	7	0	1618	0	252	0
3	2350	235	52	710	47	0	79	5	0	1561	0	235	0
4	2155	216	52	725	47	0	79	5	0	1351	0	216	0
5	1986	199	52	692	47	0	73	5	0	1221	0	199	0
6	1888	189	52	625	46	0	77	6	0	1186	0	189	135
7	1888	189	52	624	46	0	85	6	0	1179	0	189	135
8	1985	199	52	697	47	0	80	5	0	1208	0	199	0
9	2154	215	52	725	47	137	85	5	30	1344	0	215	0
10	2349	235	52	708	46	0	85	6	0	1556	0	235	0
11	2518	252	52	780	45	0	120	7	0	1618	0	252	0
12	2616	262	52	821	43	0	179	9	0	1616	0	262	0

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Расчёт водноэнергетического регулирования в среднем по водности году (работа ГЭС по мощностям маловодного года)

№ <sub>мес</sub>	Q <sub>пол.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>вдхр.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>хл.сб.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ГЭС</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>НБ</sub> , м <sup>3</sup> /с	V <sub>в-ща</sub> , км <sup>3</sup>			Z <sub>ВБ</sub> , м			Z <sub>НБ</sub> , м	Н, м	N <sub>ГЭС</sub> , МВт	N <sub>Гар.</sub> , МВт	Э, млн. кВт·ч
							V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub>	Z <sub>кон</sub>	Z <sub>ср</sub>					
11	70	186	0	200	249	252	7,197	0,482	6,715	455,00	453,94	454,47	407,68	46,30	99	99	71,28
12	33	409	0	200	434	437	6,715	1,060	5,655	453,94	450,94	452,44	408,49	43,46	162	162	119,52
1	15	472	0	200	479	482	5,655	1,223	4,432	450,94	446,18	448,56	408,65	39,42	162	162	116,64
2	10	318	0	200	322	325	4,432	0,824	3,608	446,18	442,65	444,41	408,03	35,89	99	99	71,28
3	10	210	0	200	214	217	3,608	0,544	3,064	442,65	440,39	441,52	407,50	33,53	62	ВХК	42,48
4	9	197	0	200	200	203	3,064	0,511	2,553	440,39	438,28	439,33	407,42	31,42	54	ВХК	38,88
5	938	-727	0	200	174	200	2,553	-1,884	4,437	438,28	446,20	442,24	407,41	34,34	51	ВХК	36,72
6	906	-714	0	200	180	200	4,437	-1,851	6,288	446,20	452,86	449,53	406,91	42,13	65	ВХК	46,80
7	600	-350	0	200	256	259	6,288	-0,907	7,195	452,86	455,00	453,93	407,14	46,30	102	ВХК	73,44
8	376	0	0	200	369	372	7,195	0,000	7,195	455,00	455,00	455,00	407,53	46,98	149	ВХК	107,28
9	526	0	65	200	453	521	7,195	0,000	7,195	455,00	455,00	455,00	407,98	46,53	181	ВХК	130,32
10	361	0	0	200	352	355	7,195	0,000	7,195	455,00	455,00	455,00	408,16	46,35	140	ВХК	100,80

$$\text{Э}_{\text{год}} = 954,72 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

Продолжение приложения А

Таблица А.7 – Расчёт водноэнергетического регулирования в среднем по водности году (работа ГЭС по отметкам маловодного года)

№ <sub>мес</sub>	Q <sub>пол</sub> , М <sup>3</sup> /с	Q <sub>вдхр</sub> , М <sup>3</sup> /с	Q <sub>хл.об.</sub> , М <sup>3</sup> /с	Q <sub>ВХК</sub> , М <sup>3</sup> /с	Q <sub>ГЭС</sub> , М <sup>3</sup> /с	Q <sub>НБ</sub> , М <sup>3</sup> /с	V <sub>в-ща</sub> , км <sup>3</sup>			Z <sub>ВБ</sub> , м			Z <sub>НБ</sub> , м	H, м	N <sub>ГЭС</sub> , МВт	N <sub>Гар.</sub> , МВт	Э, млн. кВт·ч
							V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub>	Z <sub>кон</sub>	Z <sub>ср</sub>					
11	70	186	0	200	249	252	7,197	0,482	6,715	455,00	453,94	454,47	407,68	46,3	99	99	71,28
12	33	427	0	200	452	455	6,715	1,107	5,608	453,94	450,78	452,36	408,55	43,32	168	162	120,96
1	15	472	0	200	479	482	5,608	1,223	4,385	450,78	445,98	448,38	408,65	39,24	162	162	116,64
2	10	319	0	200	323	326	4,385	0,827	3,558	445,98	442,44	444,21	408,04	35,68	99	99	71,28
3	10	193	0	200	197	200	3,558	0,500	3,058	442,44	440,36	441,40	407,41	33,50	57	ВХК	41,04
4	9	194	0	200	197	200	3,058	0,503	2,555	440,36	438,28	439,32	407,41	31,42	53	ВХК	38,16
5	938	-539	0	200	362	388	2,555	-1,397	3,952	438,28	444,12	441,20	408,30	32,41	101	ВХК	72,72
6	906	-378	0	200	516	536	3,952	-0,980	4,932	444,12	448,25	446,18	408,02	37,67	167	ВХК	120,24
7	600	-314	0	200	292	295	4,932	-0,814	5,746	448,25	451,24	449,75	407,27	41,99	105	ВХК	75,60
8	376	-172	0	200	197	200	5,746	-0,446	6,192	451,24	452,59	451,92	406,91	44,52	75	ВХК	54,00
9	526	-321	0	200	197	200	6,192	-0,832	7,024	452,59	454,63	453,61	406,91	46,21	78	ВХК	56,16
10	361	-66	0	200	286	289	7,024	-0,171	7,195	454,63	455,00	454,82	407,87	46,46	114	ВХК	82,08

$$\text{Э}_{\text{год}} = 920,16 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ50-В

Параметр	Значение								
	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
$D_1$ , м	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
$\eta_T$ , о.е.	0,914	0,915	0,917	0,918	0,919	0,92	0,921	0,922	0,923
$N'_a$ , МВт	25987	32926	41911	53267	67490	83412	104745	120374	132856
$Z'$ , шт	6,965	5,497	4,319	3,398	2,682	2,170	1,728	1,504	1,362
$Z_a$ , шт	7	6	5	4	3	3	2	2	2
$N_a$ , МВт	25857	30167	36200	45250	60333	60333	90500	90500	90500
$\Delta'$ , о.е.	1,030	1,032	1,034	1,035	1,036	1,037	1,038	1,039	1,041
$n'_c$ , об/мин	266	236	210	186	166	149	133	125	119
$n_c$ , об/мин	300	250	214,3	187,5	166,7	150	136,4	125	125
$n'_{max}$ , об/мин	119	112	108	106	106	106	108	106	111
$n'_{min}$ , об/мин	151	142	137	135	135	134	137	134	141
$n'_{расч}$ , об/мин	131	123	118	117	117	117	119	116	122
$Q \cdot \eta_m$ при $n'_{расч}$	1,382	1,274	1,204	1,185	1,249	1,011	1,21	1,054	0,956
$Q \cdot \eta_m$ при $n'_{min}$	1,047	0,965	0,912	0,898	0,946	0,766	0,916	0,798	0,724



Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений  $D_1$  гидротурбины ПЛД50-В60°

Параметр	Значение								
$D_1$ , м	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3
$\eta_T$ , о.е.	0,906	0,907	0,908	0,91	0,911	0,912	0,913	0,914	0,915
$N'_a$ , МВт	28895	36611	46550	59230	75045	92750	116473	133853	147735
$Z'$ , шт	6,264	4,944	3,888	3,056	2,412	1,951	1,554	1,352	1,225
$Z_a$ , шт	7	5	4	4	3	2	2	2	2
$N_a$ , МВт	25857	36200	45250	45250	60333	90500	90500	90500	90500
$\Delta'$ , о.е.	1,051	1,052	1,053	1,056	1,057	1,058	1,059	1,060	1,061
$n'_c$ , об/мин	261	232	206	183	163	147	131	122	117
$n_c$ , об/мин	300	250	214,3	187,5	166,7	150	136,4	125	125
$n'_{max}$ , об/мин	118	111	107	105	105	105	107	105	110
$n'_{min}$ , об/мин	150	140	135	133	133	133	136	133	140
$n'_{расч}$ , об/мин	130	122	117	116	116	115	117	115	121
$Q \cdot \eta_m$ при $n'_{расч}$	1,382	1,529	1,505	1,185	1,249	1,517	1,21	1,054	0,956
$Q \cdot \eta_m$ при $n'_{min}$	1,047	1,158	1,14	0,898	0,946	1,149	0,916	0,798	0,724

Продолжение приложения Б

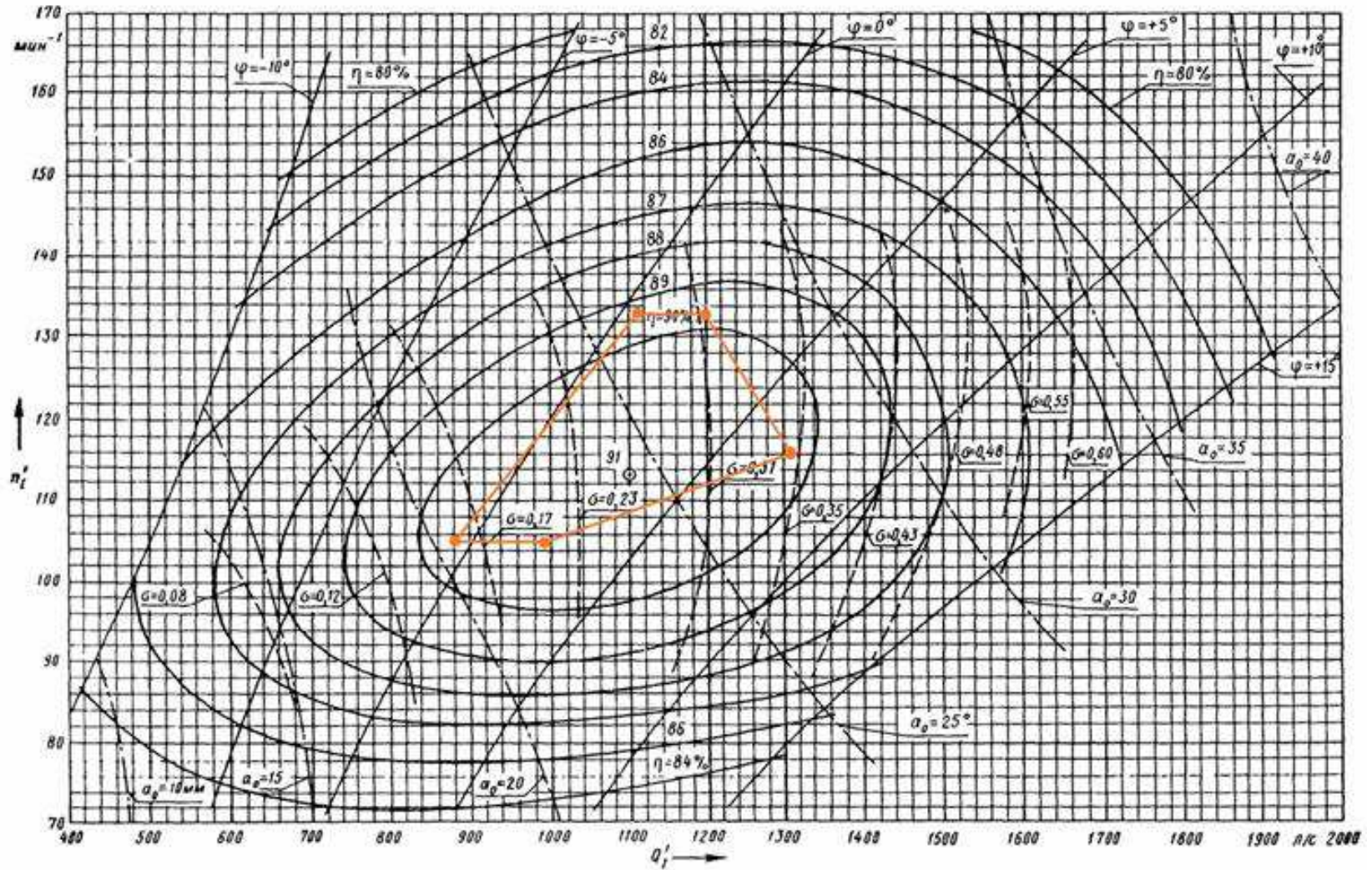


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД50-В60°-400

## 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, $I_{CP.0}$	$0,17 \cdot I_H$	0,55 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,57 \cdot I_H$	1,83 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	4,82 А	
		$I_{OTC}$	$6 \cdot I_H$	19,26 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	8 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	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_H$	0,58 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	0,80 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,43 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,53 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	4,91 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_1$	0,065	0,94 Ом
			$Z_{CM1}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,14 Ом
		2 ступень	$Z_2$	0,35	5,04 Ом
			$Z_{CM2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,74 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,33 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,48 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	11,18 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
Защиты									
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$					+		
		$t_2$	+	+	+				
	$U_{03}$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО					+		
		ИО	+	+					
		ОТС I	$t_1$						+
			$t_2$				+		
		$t_3$	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО					+		
		ИО	+	+					
		ОТС	$t_1$						+
			$t_2$				+		
		$t_3$	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$						+
			$t_2$				+		
		$t_3$	+	+					
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО					+		
		ИО	+	+					
		Отсечка	+	+					

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Технико-экономическое обоснование

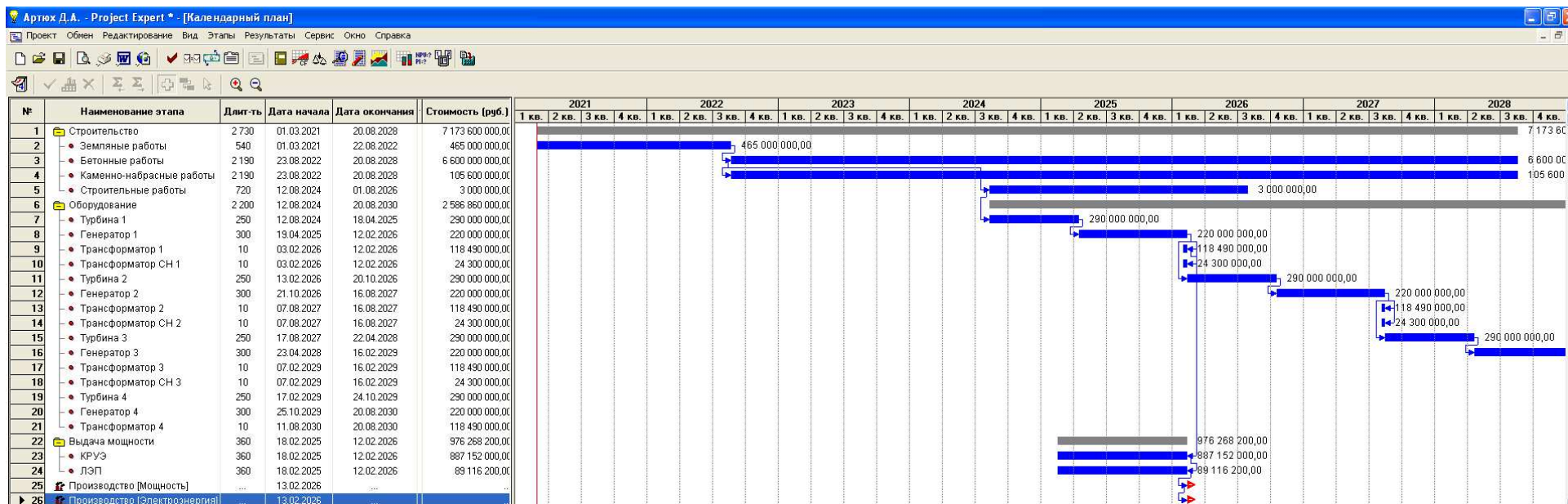



Рисунок Г.1 – Календарный план

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой  
  
подпись А.А. Ачитаев  
«18» 06 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехник

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА.  
ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВОЙ  
ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ ДЛЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ПРИ  
СОЧЕТАНИИ С СОВРЕМЕННОЙ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ  
ТЕХНИКЕ

Руководитель   
подпись, дата 18.06.21

Зав. кафедры ГГЭЭС,  
СШФ СФУ,  
канд. техн. наук

А.А. Ачитаев

Выпускник   
подпись, дата 18.06.21

Д.А. Артюх

Саяногорск; Черёмушки 2021