

Министерство науки и высшего образования РФ
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 инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехник

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СУЛЕМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СУЛЕМ.
ЦИФРОВЫЕ УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ. АЛГОРИТМЫ И УСТАВКИ.**

канд. тех. наук, доцент кафедры
ГГЭЭС Саяно-Шушенского

Руководитель _____
подпись, дата

филиала СФУ

И.И.Литвинов
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

В.С.Гринев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Сулемской ГЭС на реке Сулем. Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки»

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 СУЛЕМСКОЙ 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.....	11
1.4 Сейсмическая обстановка	11
1.5 Энерго-экономическая характеристика региона	12
2 Водно-энергетические расчёты и выбор установленной мощности	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов	13
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	14
2.1.3 Выбор расчётного средневодного и маловодного года	15
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов	17
2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса	17
2.2.2 Баланс энергий	18
2.2.3 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году	19
2.2.4 Баланс мощности	20
2.2.5 Определение установленной мощности Сулемской ГЭС	22
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	23
3.1.1 Режимное поле Сулемской ГЭС по напору и расходу.....	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по ГУХ	24
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы	28
3.3 Выбор типа маслонапорной установки	29
3.4 Выбор электрогидравлического регулятора	30
4 Электрическая часть	31
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	31
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	32
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	32
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком	33
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком	34
4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд (СН).....	35
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распредел-устройства высшего напряжения, марки проводов воздушных линий.....	36

4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	37
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	39
4.6	Расчёт токов короткого замыкания (КЗ)	39
4.6.1	Исходные данные для расчетов.....	39
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin.....	41
4.6.3	Результаты расчёта токов КЗ	43
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов..	43
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторное напряжение	44
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей на генераторное напряжение	44
4.8.2	Выбор синхронизаторов и анализаторов.....	45
4.8.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	45
4.9	Выбор электротехнического оборудования на напряжении 220 кВ .	46
4.9.1	Выбор выключателей и разъединителей	46
4.9.2	Выбор синхронизаторов и анализаторов.....	46
4.9.3	Выбор трансформатора тока и напряжения	47
5	Релейная защита и автоматика	48
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	48
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор.....	49
5.3	Расчёт номинальных токов	50
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	53
5.4.1	Расчёт уставок МТЗ и ТО выпрямительного трансформатора	53
5.4.1	Продольная дифференциальная защита	56
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN(UO)).....	59
5.4.4	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	62
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	63
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I1)	68
5.4.6	Дистанционная защита генератора (Z1<), (Z2<).....	71
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	74
5.5	Таблица уставок и матрица отключений.....	76
6	Компоновка сооружения и гидроузла.....	77
6.1	Назначение класса ГТС	77
6.2	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	77
6.2.1	Определение отметки гребня плотины.....	77
6.2.2	Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$	81
6.2.3	Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы).....	83
6.2.4	Определение ширины водосливного фронта.....	84
6.2.5	Определение напора на водосливе.....	84

6.3	Расчёт сопряжения потока в НБ	88
6.4	Конструирование плотины	93
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	93
6.4.2	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	94
6.4.3	Разрезка бетонных плотин швами.....	96
6.4.4	Быки.....	96
6.4.5	Галереи и дренаж в теле бетонных плотин	97
6.4.6	Устои	98
6.4.7	Ширина плотины по гребню.....	98
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	98
6.5.1	Вес сооружения.....	98
6.5.2	Сила гидростатического давления воды	99
6.5.3	Давление наносов.....	100
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	101
6.5.4	Сила фильтрационного давления	101
6.5.5	Давление грунта	101
6.5.6	Волновое воздействие	102
6.6	Оценка прочности плотины	103
6.6.1	Критерии прочности плотины	106
6.6.2	Обоснование устойчивости плотины.....	107
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Сулемского ГУ	109
7.1	Общие сведения о районе строительства	109
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	110
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	112
7.4	Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период.....	113
7.5	Отходы, образующиеся при строительстве.....	114
7.6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	115
8	Противопожарная безопасность и охрана труда	116
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	116
8.2	Пожарная безопасность.....	118
8.3	Охрана труда.....	121
9	Технико-экономическое обоснование	125
9.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	125
9.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	125
9.1.2	Текущие расходы по гидроузлу	125
9.1.3	Налоговые расходы.....	128
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	129
9.3	Оценка инвестиционного проекта.....	129
9.3.1	Методология, исходные данные.....	130

9.3.2	Коммерческая эффективность	130
9.3.3	Бюджетная эффективность	131
9.4	Анализ чувствительности	131
10	Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки.....	134
10.1	Схемы и алгоритмы защиты электродвигателей.....	134
10.1.1	Схема защиты от междуфазных коротких замыканий.	134
10.1.2	Схема защиты от однофазных замыканий на землю.	138
10.1.3	Схема защиты от перегрузки электродвигателя.....	139
10.1.4	Схема защиты от понижения напряжения в сети.....	141
10.1.4	Схема и алгоритмы защиты от неполнофазного режима.	143
10.2	Схемы подключения защиты электродвигателей.	143
10.3	Пример расчета уставок защиты электродвигателя от междуфазных коротких замыканий.	148
10.3.1	Расчет токовой отсечки.	148
10.3.2	Расчет защиты от замыканий на землю.....	150
10.3.3	Расчет уставки защиты от перегрузки.	152
10.3.4	Расчет уставки защиты от минимального напряжения.	152
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	154
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных	158
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчёты	160
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование	182
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Таблица уставок и матрицы отключений защит	185
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д Оценка экономических показателей	187

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СУЛЕМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Сулем;
2. Наименование ГЭС..... Сулемская;
3. Местонахождение ГЭС..... Свердловская область;
4. Тип проектируемой установки..... ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний..... 74 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 3,0%..... 733 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,5%..... 1002 м³/с;
 - г) минимальный..... 7 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... суточный;
 - б) Отметка НПУ..... 310,00 м;
 - в) Отметка ФПУ..... 312,00 м;
 - г) Отметка УМО..... 309,77 м;
 - д) объем водохранилища полный..... 0,046 м³;
 - е) объем водохранилища полезный..... 0,00134 м³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 83,78 м;
 - б) расчётный..... 81,63 м;
 - в) минимальный..... 81,14 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная..... 121 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии..... 332 млн. кВт·ч;
9. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая грунтовая плотина..... 213 м / 34 м;
 - б) левобережная глухая бетонная плотина..... 225 м / 34 м;
 - в) стационарная часть..... 63 м / 15 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролётов..... 7х3 м;
 - б) общая длина..... 21 м;
 - в) максимальная высота..... 24 м;
 - 10.2 Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения..... 2, круглое;
 - б) размеры сечения..... D = 2,0 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания..... деривационное;
 - б) число агрегатов..... 2;
 - в) грунт основания..... кремниевый известняк;
 - г) тип спиральной камеры..... металлическая;
 - д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;
12. Основное оборудование:
 - а) тип турбин..... ПЛД90-В-45°-315;

- б) тип генератора..... СВ 640/170-24;
 - в) номинальная активная мощность генератора..... 60,5 МВт;
 - г) частота вращения..... 250,00 об/мин;
 - д) тип трансформаторов..... ТДЦН-100000/220-У1;
13. Техничко-экономические показатели:
- а) срок окупаемости..... 161 месяцев;
 - б) себестоимость электроэнергии..... 0,34 руб/кВт·ч;
 - в) удельные капиталовложения..... 63016,5 руб/кВт;

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время во многих регионах нашего государства отмечается недостаток электрической энергии, вызванный развитием экономики. Для решения данной проблемы нужна постройка генерирующих предприятий.

Сокращение запасов органического топлива и стремительно возрастающее влияние на экологию ставят в приоритет во всем мире использование чистых возобновляемых энергоресурсов. Среди всех имеющихся значительное превосходство по запасам и масштабам в нашей стране занимает энергия воды.

У России огромный гидроэнергетический потенциал, но степень его освоения существенно ниже, чем в других странах. В основном в России развиты реки европейской части, а реки дальнего востока из-за своей труднодоступности даже не рассматриваются в проектах.

Огромным преимуществом ГЭС перед тепловыми и атомными станциями является дешевизна производства электрической энергии, но у ГЭС есть и два больших недостатка первый это необходимость больших вложений на первоначальном этапе строительства, а второй недостаток это долгое строительство по сравнению с тепловыми и атомными электростанциями.

В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе государства со временем будет лишь возрастать. А уровень развития энергетики в свою очередь отображает набранный технико-экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в формировании электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и привлекательная для инвестиций отрасль народного хозяйства.

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.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат в Свердловской области континентальный. Зима холодная, продолжительная. Средняя температура января на равнинах Зауралья от $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ на севере до $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ на юге. Лето умеренно теплое, на юго-востоке области жаркое, средняя температура июля от $+16\text{ }^{\circ}\text{C}$ на севере до $+19\text{ }^{\circ}\text{C}$ на юго-востоке. Осадков от 350 мм в год на юго-востоке до 500 мм на севере и 600 мм в горах.

1.2 Гидрологические данные

Река Сулем начинается на склоне водораздельного хребта Весёлые горы, течёт с юго-востока на северо-запад, в среднем течении поворачивая на запад, и впадает в реку Чусовую возле села Сулем. Длина реки 87 километров. Река спокойная, с отдельными перекатами. Сулем имеет хорошо зарегулированный сток. В весеннее половодье вода поднимается в верховьях на 1 м, в низовьях на 3 - 4 м.

Кривая зависимости отметок верхнего бьефа от объемов водохранилища $Z_{ВБ} = f(V_{\text{вдхр}})$ представлена на рисунке 1.1.

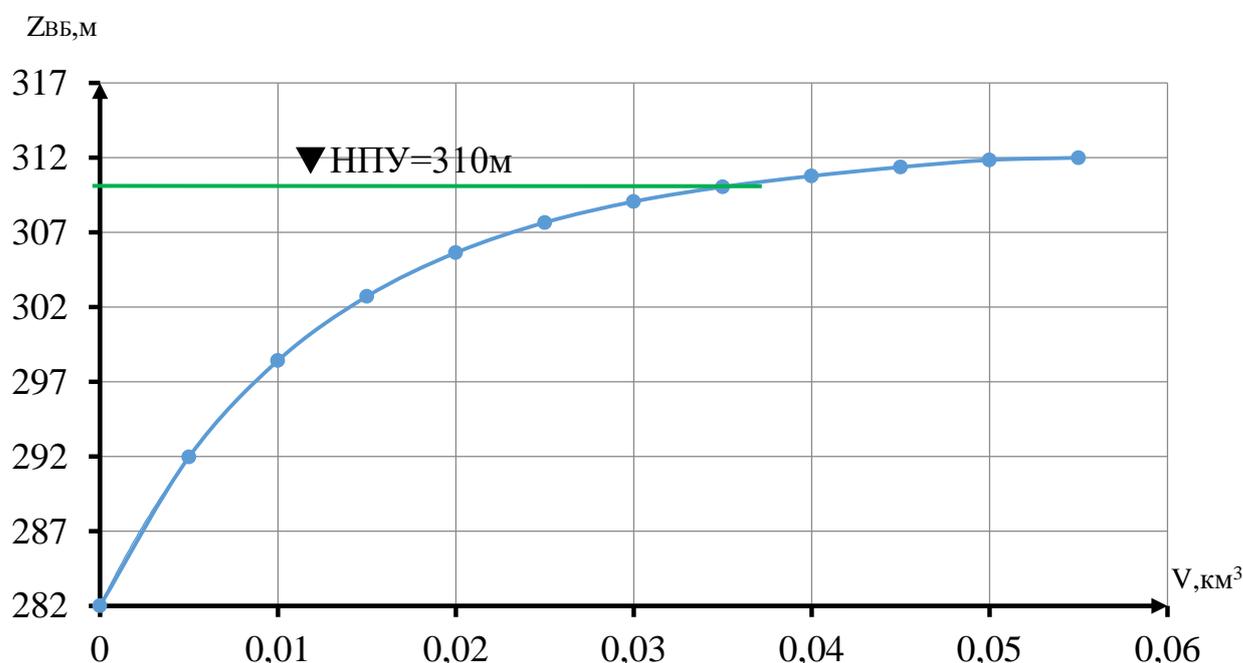


Рисунок 1.1 – График $Z_{ВБ} = f(V_{\text{вдхр}})$

Кривая зависимости отметок нижнего бьефа от расходов водохранилища в летний и зимний периоды $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$ представлена на рисунке 1.2.

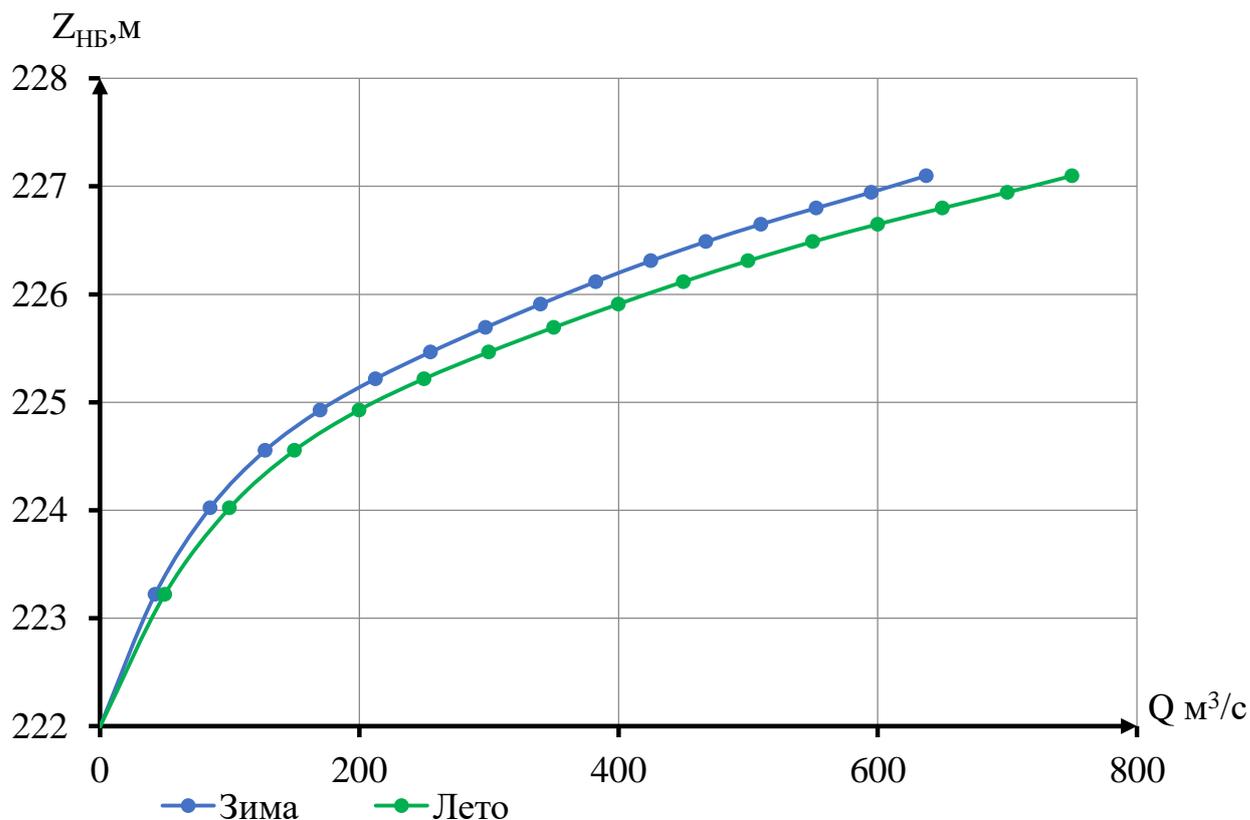


Рисунок 1.2 – График $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$

Гидрологический ряд за 50 лет для р. Сулем представлен в таблице А1. Расходы в каждом году представлены в виде среднемесячных за год.

1.3 Инженерно-геологические изыскания

В районе створа рельеф горный. Крупный тектонический разлом отсутствует. В месте размещения створа залегает плотная скальная порода в виде глинистого известняка.

Физико-механические свойства грунта: удельный вес $\gamma = 24$ кН/м³; сцепление $c = 70$ кПа; пористость $n = 0,25$; угол внутреннего трения $\varphi = 31$ град.

Длина створа составляет 519 м. Берега без крутого склона.

1.4 Сейсмическая обстановка

Гидроузел расположен в зоне, где максимальная зарегистрированная амплитуда не превышала 4 баллов по шкале магнитуд Рихтера. Поэтому при проектировании гидроузла не уделялось особого внимания к его сейсмостойчивости.

1.5 Энерго-экономическая характеристика региона

Ближайшие промышленные предприятия: Горбуновское торф предприятия (54км от створа), Арамилский авиационный ремонтный завод (130км от створа), Фабрика Лесные мануфактуры (150км от створа), НПК Уралвагонзавод имени Ф. Э. Дзержинского (60км от створа), СУЗМК Энерго (90км от створа)

Также в районе постройки присутствуют ГОКи: Высокогорный ГОК(57.8 км от створа), Нижнетагильская магнетитовая шахта (62км от створа), Гальянский известковый карьер(56км от створа), Лебяженский железный рудник (54км от створа).

Ближайшие города: Екатеринбург (110км от створа, население 1 468 833 чел), Нижний Тагил (63км от створа, население 353 950 чел), Пермь (180км от створа, население 1 053 938 чел), Новоуральск (54км от створа, население 81 202 чел), Первоуральск (77км от створа, население 123 655 чел).

Сулемский гидроузел входит в состав энергосистему Урала.

Общие данные по энергосистеме:

- РДУ: Свердловское
- ОДУ: Урала
- Мощность РДУ: $N_{РДУ} = 10541$ МВт
- Мощность ОДУ: $N_{ОДУ} = 53475$ МВт

Координаты: 57° северной широты, 59° восточной долготы.

Коэффициенты: $\beta_{сут}^л = 0,78$; $\beta_{сут}^з = 0,73$, $\alpha_л = 0,59$.

Максимальная нагрузка находится в соответствии с формулой:

$$P_c^{max} = N_{ГЭС} \cdot 10 = 60,5 \cdot 10 = 605 \text{ МВт}$$

Т.к. мощность проектируемой ГЭС меньше 0,2 максимальной мощности ОДУ, РДУ, то проектируем на местную нагрузку.

По справочнику определяем коэффициенты плотности суточного летнего $\beta_{сут}^л$ и зимнего $\beta_{сут}^з$ графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума $\alpha_л$.

2 Водно-энергетические расчёты и выбор установленной мощности

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов

По исходному ряду в соответствии с таблицей Б1 приложения Б выбираем средние максимальные расходы. Затем вычисляем модульные коэффициенты К:

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

Рассчитываем коэффициент вариации C_v и коэффициент асимметрии C_s :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{14,45}{50}} = 0,54. \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{12,59}{50 \cdot 0,54^3} = 1,6. \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,54^2}}{\sqrt{2 \cdot (50-1)}} \cdot 100\% = 13,83\%. \quad (2.4)$$

Данная ошибка незначительная для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

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

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,54^2+5 \cdot 0,54^4}}}{1,6} \cdot 100\% = 38,57\%.$$

Полученное значение ошибки получилось меньше допустимого, значит коэффициент асимметрии подходит для данного ряда.

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

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

P%	Ф	M _S	K _S	Q, м ³ /с
0,5	3,99	2,15	3,15	1002,22
3	2,42	1,31	2,31	732,87

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 убывания. 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.

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

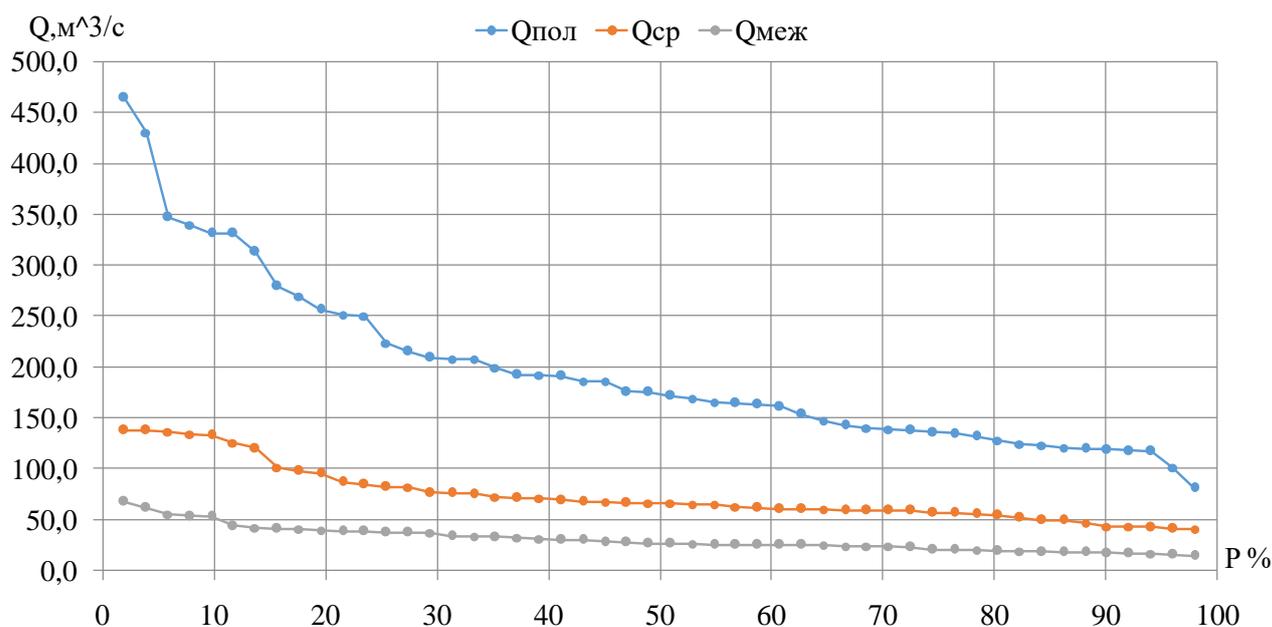


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчётного средневодного и маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности соответствует 1962 год.

Базовое значение по половодью для 50% обеспеченности равно 171,9 м³/сек.

Базовое значение по межени для 50% обеспеченности равно 27,0 м³/сек

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{M50\%баз}}{Q_{M1962}} = \frac{27,0}{33,6} = 0,8. \quad (2.7)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II50\%баз.}}{Q_{II1962}} = \frac{171,9}{161,6} = 1,07. \quad (2.8)$$

Так как один из коэффициентов – понижающий, другой – повышающий, необходимо сделать приведение и корректировку коэффициентов. После приведения среднегодовой расход не изменился, следовательно, коэффициенты оставляем прежними. Данные расходов в расчетном средневодном году представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном средневодном году 1962 (P=50%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
1962	28	27	41,5	282	121	82,5	65	43	30	30	29	22	65
с привед.	23	22	33	303	130	89	52	34	24	24	24	18	65

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности соответствует 1952 год. Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 120,9 м³/сек. Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно 17,6 м³/сек.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_{II} = \frac{Q_{II90\%баз.}}{Q_{II1982}} = \frac{120,9}{119,3} = 1,01. \quad (2.9)$$

$$K_M = \frac{Q_{M90\%баз.}}{Q_{M1982}} = \frac{17,6}{17,6} = 1,00. \quad (2.10)$$

Оба коэффициента повышающие, приведение и корректировку делать не нужно. Данные расходов в расчетном маловодном году представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчетном маловодном году 1952 (P = 90%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
1952	21	17	15	177	118	73	26	18	18	16	15	13	44

Таким образом, в качестве маловодного года принимаем 1952, средневодного – 1962 год. Данные бытовых расходов маловодного и средневодного годов представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года и кор-ка

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
1952 (90%)	21	17	15	177	118	73	26	18	18	16	15	13	44
1962 (50%)	23	22	33	303	130	89	52	34	24	24	24	18	65

Для увеличения установленной мощности, в связи с незначительной разницей расхода в межень между маловодным и средневодным годом, а также не определяющей величиной вытесняющей мощности проектируемой в данной энергосистеме за расчетный принимаем средневодный год.

По скорректированным данным таблицы 2.4 строится расчетный гидрограф представленный на рисунке 2.2.

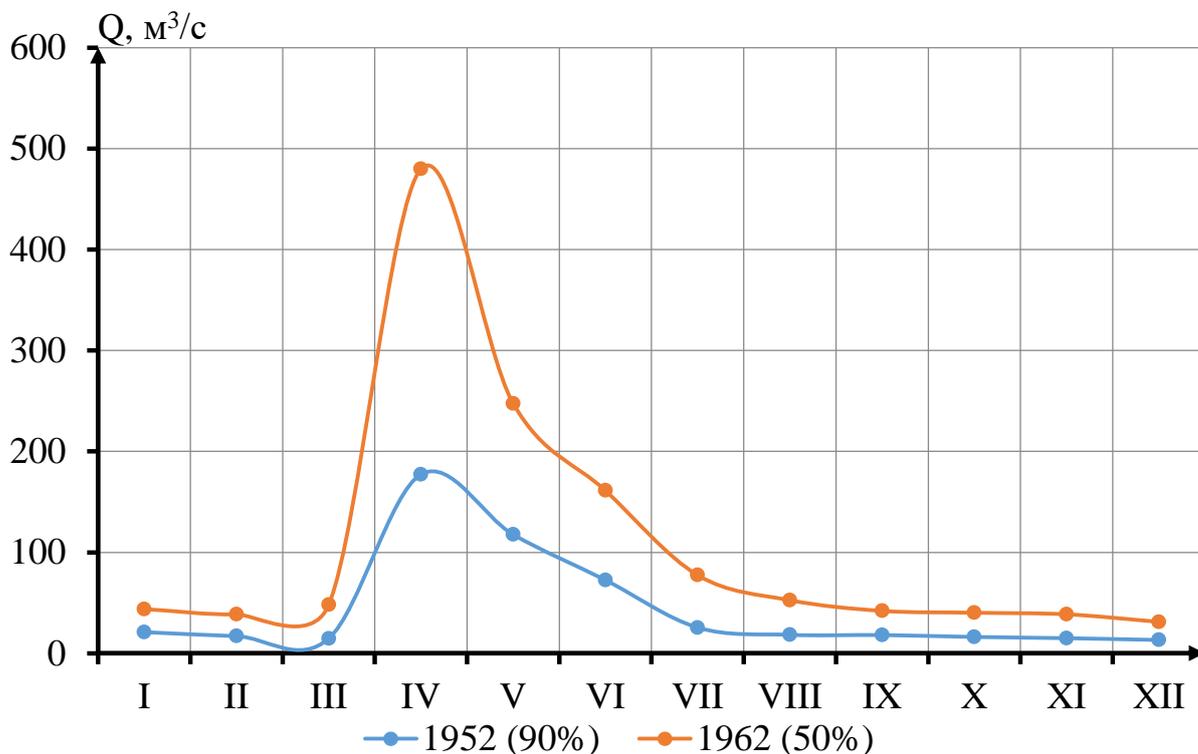


Рисунок 2.2 – Гидрографы средневодного и маловодного годов

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

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

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

Для выбранного расчетного средневодного года (1962 г.) вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца по следующей формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.11)$$

где k_N – коэффициент мощности;

$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{\text{ГЭС}}$ – напор ГЭС;

$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года.

$$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{сумм.пот}} = Q_{\text{быт}} - (Q_{\text{исп}} + Q_{\text{лед}} + Q_{\text{ф}}), \quad (2.12)$$

где $Q_{\text{сумм.пот}}$ – суммарные потери воды;

$Q_{\text{исп}}$ – потери расхода воды на испарение в водохранилище;

$Q_{\text{лед}}$ – потери расхода воды на льдообразование в водохранилище;

$Q_{\text{ф}}$ – потери расхода воды на фильтрацию;

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

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.13)$$

где $Z_{\text{ВВ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 310 м;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи представлен на рисунке 1.2;

Δh – потери напора в подводящих сооружениях.

Затем рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям санитарного попуска по следующей формуле:

$$N_{\text{сан.п-к}} = k_N \cdot Q_{\text{сан.п-к}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.14)$$

где $Q_{\text{сан.п-к}}$ – санитарный попуск воды по требованиям водохозяйственного комплекса.

Результаты проведенных расчетов представлены в таблице 2.5

Таблица 2.5 – Результаты расчетов режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{быт} , м ³ /с	23	22	33	303	130	89	52	34	24	24	24	18
Q _ф , м ³ /с	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Q _{исп} , м ³ /с	0,2	0,2	0,3	3,0	1,3	0,9	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Q _{лед} , м ³ /с	4,6	2,2	1,1	-7,1	-5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	3,1
Q _{сумм.пот.} , м ³ /с	18	19	31	306	133	87	51	33	23	23	21	14
Q _{пол.быт} , м ³ /с	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0
Z _{ВБ} , м	222,7	222,7	223,0	225,5	224,4	223,9	223,3	222,9	222,6	222,6	222,7	222,6
Z _{НБ} , м	87,3	87,3	87,0	84,5	85,6	86,1	86,7	87,1	87,4	87,4	87,3	87,4
H, м	13	14	24	225	99	65	38	25	18	18	16	11
N _{быт} , МВт	23	22	33	303	130	89	52	34	24	24	24	18

2.2.2 Баланс энергий

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

Для построения графика баланса энергий рассчитаем мощности существующих в энергосистеме ГЭС представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчет мощности существующих ГЭС

1/5N _{ср} сущ.ГЭС, МВт	63	60	58	47	44	42	42	44	47	58	60	63
N _{ср. сут.} , МВт	14	16	26	56	56	56	56	28	19	20	18	12
R _{сист} , МВт	413	393	358	317	282	262	262	282	317	358	393	413

Отложим полученные значения на графике. Далее от значений мощностей существующих ГЭС отложим значения бытовых мощностей и мощностей ВХК.

Далее распределим избыток на зимние месяцы таким образом, чтобы из полученных значений получилась прямая линия. Эта линия и есть линия гарантированной мощности. Гарантированная мощность – средняя мощность зимних месяцев, которую может обеспечить гидроэлектростанция в условиях маловодного года за счёт перераспределения стока.

Баланс энергий представлен на рисунке 2.3:

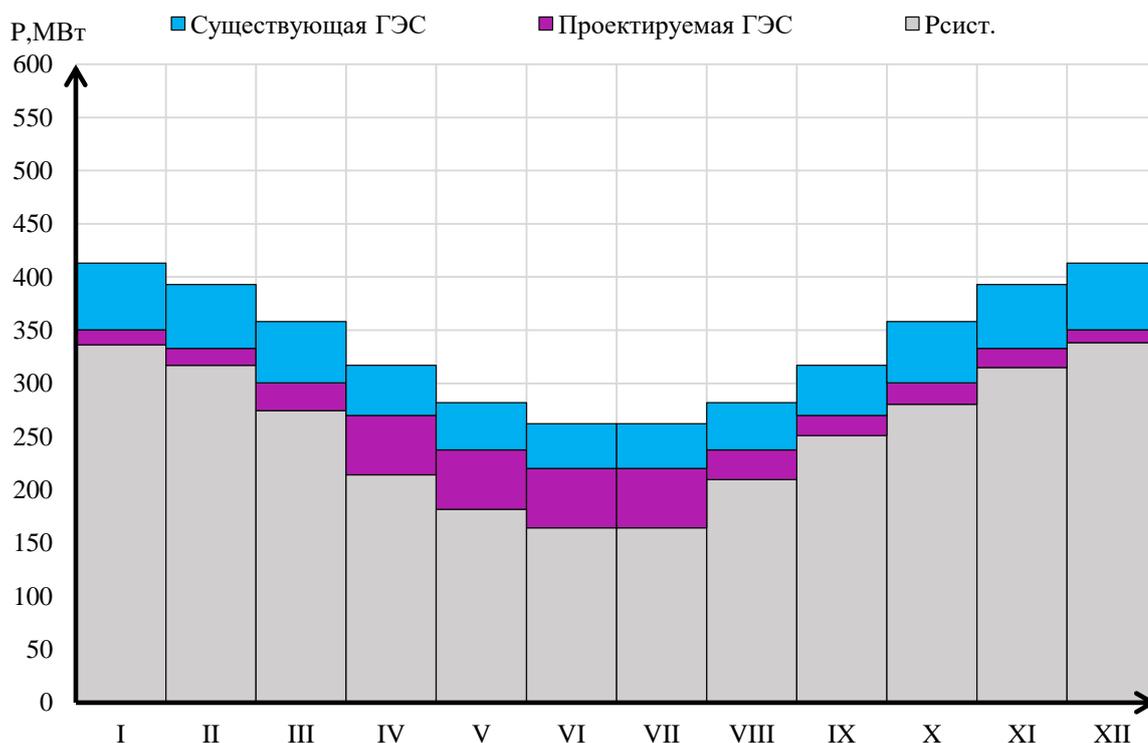


Рисунок 2.3 – Баланс энергий

2.2.3 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Производим несколько итераций водно-энергетического расчета, до полного совпадения следующих условий:

$$Q_{НБ} \geq Q_{ВХК};$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБКОН};$$

$$V_{нач} = V_{кон}.$$

Расчеты сработки-наполнения водохранилища Сулемской ГЭС приведены в приложении Б. Окончательный вариант ВЭР проектируемой ГЭС представлен в приложении Б.

Результаты расчетов ВЭР по условию средневодного года:

- гарантированная мощность декабря – $N_{гар} = 74$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 309,77 м;
- полезный объём – $V_{полезн} = 0,00134 \cdot 10^9$ м³.

Определяем коэффициент зарегулированности стока, равный:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн.}}}{W_{\text{НПУ}}} = \frac{0,00134 \cdot 10^9}{2,33 \cdot 10^9} = 0,00057. \quad (2.15)$$

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.4.

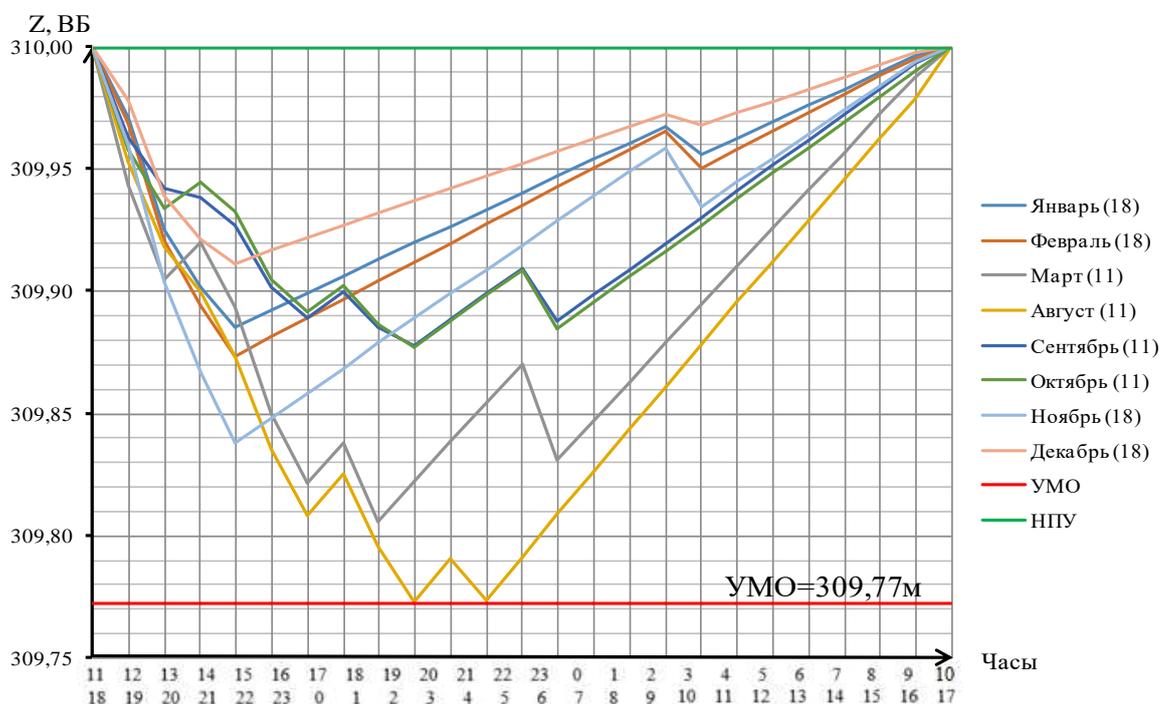


Рисунок 2.4 – график сработки-наполнения

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 нужен для поддержания частоты и напряжения в системе в допустимых пределах:

$$N_{\text{нагр}} \approx 3\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,03 \cdot 574 = 17 \text{ МВт}. \quad (2.16)$$

Нагрузочный резерв распределяется между существующими в энергосистеме ГЭС согласно их мощностям. Таким образом, нагрузочный резерв для проектируемой ГЭС составляет 7 МВт.

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

$$N_{\text{авар.}} \approx 10\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,10 \cdot 574 = 57 \text{ МВт}. \quad (2.17)$$

Аварийный резерв распределяется между существующими ТЭС.

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

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{дек}}}{6} = \frac{56}{6} = 12 \text{ МВт.} \quad (2.18)$$

Для существующих ТЭС и ГЭС, ремонтная площадь рассчитывается аналогично.

Ввиду того что в летние месяцы имеются большие холостые сбросы, была предусмотрена дублирующая мощность равная 40 МВт.

Цена 1 МВт (в размере 2 млн.р) была взята за основу для расчёта дублирующей мощности. Мощность была рассчитана исходя из количества агрегатов устанавливаемых на ГЭС. В последующем посчитали выработку и умножили на стоимость электроэнергии в данном регионе. Исходя из этого приходим к выводу, что данный агрегат окупит себя за один год, а дальше будет приносить прибыль организации.

Все полученные данные сведены в таблицу Б.9 приложение Б. График баланса мощностей, представлен на рисунке 2.5:

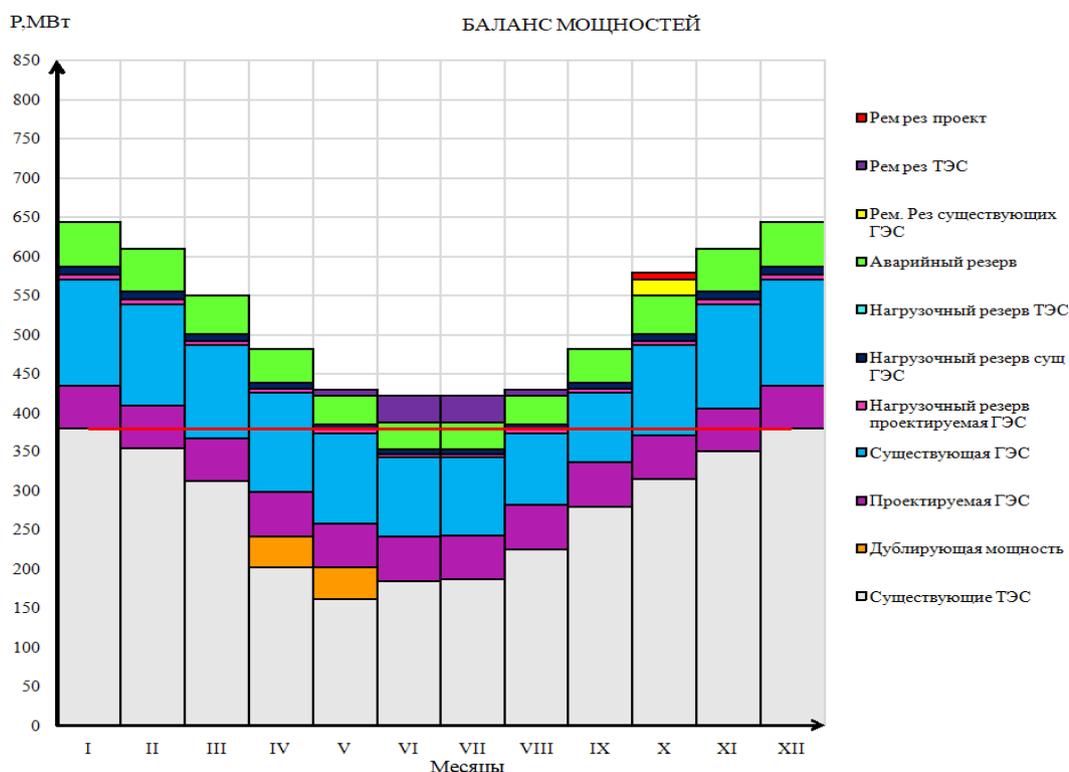


Рисунок 2.5 – Баланс мощностей

2.2.5 Определение установленной мощности Сулемской ГЭС

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

$$N_{\text{уст.}} = N_{\text{раб}}^{\text{выт}} + N_{\text{рез}} + N_{\text{дубл}}, \quad (2.19)$$

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

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

$N_{\text{дубл}}$ – дублирующая мощность

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

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

$N_{\text{авар}}$ – аварийный резерв;

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

$$N_{\text{рез}} = 0 + 0 + 7 = 7 \text{ МВт.}$$

$$N_{\text{уст.}} = 74 + 7 + 40 = 121 \text{ МВт.}$$

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Режимное поле Сулемской 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, которое представлено на рисунке 3.1.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [2].

Результаты расчётов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности (ХП)		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по расчётной установленной мощности (V)	
					Н	Q	Н	Q	Н	Q
$Q_{нб}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{нб}, \text{м}$	$H_{НПУ}$	$H_{умо}$	$H_{Звб}$	Н	Q	Н	Q	Н	Q
0	222,00	84,00	83,77	83,96	81,5	165,0	83,8	107,58	84	107,14
20	222,64	83,36	83,13	83,32	81,45	165,1	83,75	107,54	83,95	107,21
40	223,16	82,84	82,61	82,80	81,4	165,2	83,7	107,51	83,9	107,27
60	223,59	82,41	82,18	82,37	81,35	165,3	83,65	107,48	83,85	107,33
80	223,94	82,06	81,83	82,02	81,3	165,4	83,6	107,45	83,8	107,40
100	224,23	81,77	81,54	81,73	81,25	165,5	83,55	107,42	83,75	107,46
120	224,47	81,53	81,30	81,49	81,2	165,6	83,5	107,38	83,7	107,53
140	224,68	81,32	81,09	81,28	81,15	165,7	83,45	107,35	83,65	107,59
160	224,85	81,15	80,92	81,11	81,1	165,8	83,4	107,32	83,6	107,66
180	225,00	81,00	80,77	80,96	81,05	165,9	83,35	107,29	83,55	107,72
200	225,14	80,86	80,63	80,82	81	166,0	83,3	107,26	83,5	107,78
220	225,26	80,74	80,51	80,70	80,95	166,1	83,25	107,22	83,45	107,85
240	225,38	80,62	80,39	80,58	80,9	166,2	83,2	107,19	83,4	107,91

Из построенного режимного поля, которое представлено на рисунке 3.1 определяем:

– максимальный напор $H_{\max} = 83,78 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по расходу санитарного попуска;

- расчётный напор $H_{расч} = 81,63$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{min} = 81,14$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС;
- минимальный и максимальный расходы равны 7 и 166 м³/с соответственно.

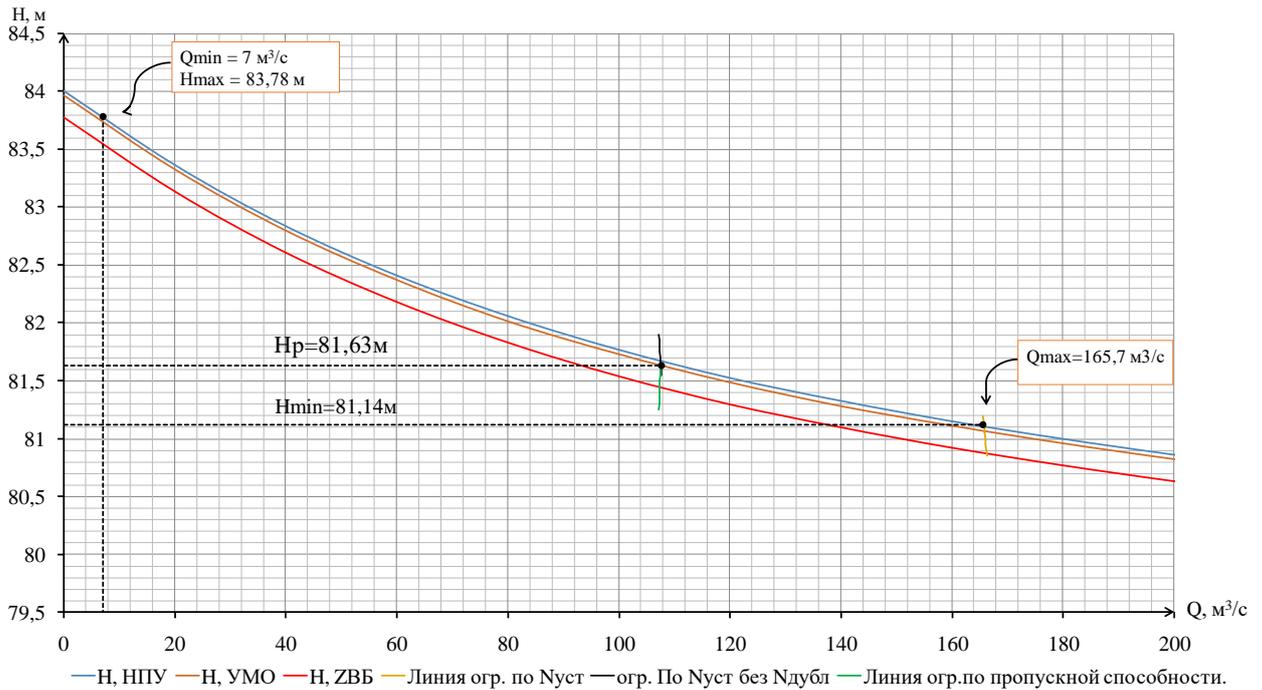


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.1.2 Выбор гидротурбин по ГУХ

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 работает гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- радиально-осевая РО115 -В;
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД90-В45°.

Необходимо проверить отношение $H_{min}/H_{пред}$ представленное в таблице 3.1. Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{81,14}{115} = 0,71. \tag{3.1}$$

Допустимое отношение для ПЛД90 - В45° и РО115 -В $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,6$.

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяют условию. Параметры моделей выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин.

Параметр	ПЛД90-В-45°	РО115 – В
$H_{пред}$, М	90	115
H_{min}/H_{max}	0,5	0,60
$n'_{юрт}$, мин ⁻¹	85	75
$\eta_{м\ opt}$	0,921	0,927
$Q_{I\ max}$, л/с	1300	1080
$D'_{1\ м}$, М	0,45	0,5156
$H_{мод}$, М	4	4
$t_{мод}$, °С	16	2
$\sigma (Q'_{I\ max})$	0,45	0,15

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра D_1 рабочего колеса и синхронной частоты вращения $n_{синх}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

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;

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора.

- КПД натурной турбины

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

где η_M – КПД модельной турбины;

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

H_{mod} – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;

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

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

– количество агрегатов

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

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 121000$ кВт);

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Расчитанное 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)

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

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

– приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

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

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

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

- произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

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

- произведение для ограничения по генератору

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

- 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 $n'_{I max}$, $n'_{I p}$, $n'_{I min}$. 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 ПЛД90–В45° и РО115–В нескольких диаметров представлены в приложении В таблицах В.1 и В.2 соответственно.

- По результатам расчета строим рабочие зоны для диаметров, оставляем только те диаметры, у которых точка оптимума входит в рабочую зону, прочие варианты не участвуют в дальнейшем расчете. В рассмотрении остается турбина ПЛД90–В45°–315.

Все остальные турбины не удовлетворяют требованиям правильной эксплуатации и в связи с этим в дальнейшем рассматриваться не будут.

Исходя из полученных расчетов принимаем турбину ПЛД90–В45°–315 с минимальным количеством агрегатов $Z = 2$, т.к. это единственный вариант, который удовлетворяет всем условиям:

- большую синхронную частоту, как следствие меньше число полюсов и меньшие габаритные размеры;
- обладает приемлемой высотой отсасывания;
- высокий КПД в рабочей точке и точке оптимума;

Зона работы для ПЛД90–В45°–315 представлена на рисунке В.1. Правая граница поля состоит из двух линий – верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата (линия ограничения по пропускной способности турбины), а нижняя строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по той же формуле, но для максимального напора (линия ограничения по генератору). Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу (санитарный попуск), представляет собой соединенные точки Q'_I при H_{\min} и H_{\max} .

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:

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

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 одного агрегата при max напоре и номинальной мощности.
- Работа одного агрегата при расч. напоре и номинальной мощности.
- Работа одного агрегата при min напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

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

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

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

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

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

$\Delta Z_{x.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для турбины ПЛД90-В45°-315

Расчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса вычисленных высот отсасывания определили по кривой связи нижнего бьефа представленной на рисунке 1.2.

Рассчитывали 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.

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

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

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

Произведя все необходимые расчеты, занесем их в таблицу 3.3:

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛД90-В-45°-315

Тип турбины		D1, м	Qa	Zнб	σ	Hs1	B0		
ПЛД90-В-45°-315	Hmax	3,15	79	223,73	0,16	-4,76	0,394	Zрк(Hmax)	218,97
	Hр	3,15	81	223,76	0,17	-5,23	0,394	Zрк(Hр)	218,52
	Hmin	3,15	80	223,74	0,169	-5,07	0,394	Zрк(Hmin)	218,67

3.3 Выбор типа маслонапорной установки

Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА). МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака. Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

МНУ при проектировании турбины выбирают исходя из расчёта количества масла необходимого для регулирования турбины в наиболее неблагоприятном цикле (полное открытие НА – отказ насосов подкачки – закрытие НА). В этом режиме при расходе масла давление в котле МНУ будет уменьшаться, но объёма масла должно хватить, чтобы обеспечить указанный цикл.

Воздушный объем котла должен обеспечивать (после израсходования масла на процесс регулирования) сохранение минимального давления, достаточного для закрытия турбин.

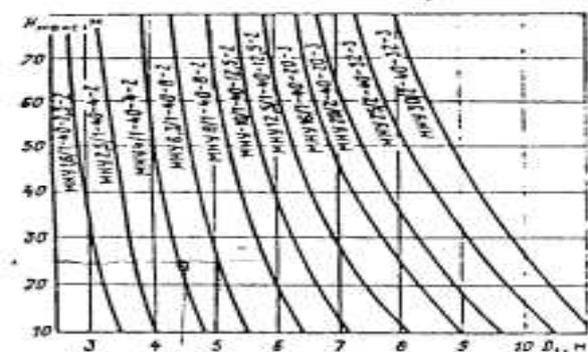


Рис. 10.9. Номограмма для предварительного выбора маслонапорных установок поворотно-лопастных турбин.

Рисунок 3.2 – Номограмма для выбора МНУ

По номограмме на рис. 3.2 определяем тип маслонапорной установки для напора $H = 84$ м и диаметра $D_1 = 3,15$ м: МНУ 2,5/1-40-4-2,

где: 2,5 – объём гидроаккумулятора м^3 ;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;

4 – вместительность сливного бака, м^3 ;

2 – количество насосов.

3.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Регулятор предназначен для автоматического регулирования частоты вращения и управления гидротурбинами всех типов, а также для регулирования активной мощности гидроагрегата. Регуляторы выполняют функции измерения необходимых параметров и формирование стабилизирующего сигнала. В современных поворотно лопастных турбинах применяются электрогидравлические регуляторы с комбинатором (ЭГРК).

По каталогу завода ЛМЗ определён тип электрогидравлического регулятора для диагональной поворотно-лопастной турбины: ЭГРК–2И1–100–4

ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;

2И – вторая модификация панели с применением интегральных микросхем.

100 – диаметр главного золотника;

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.

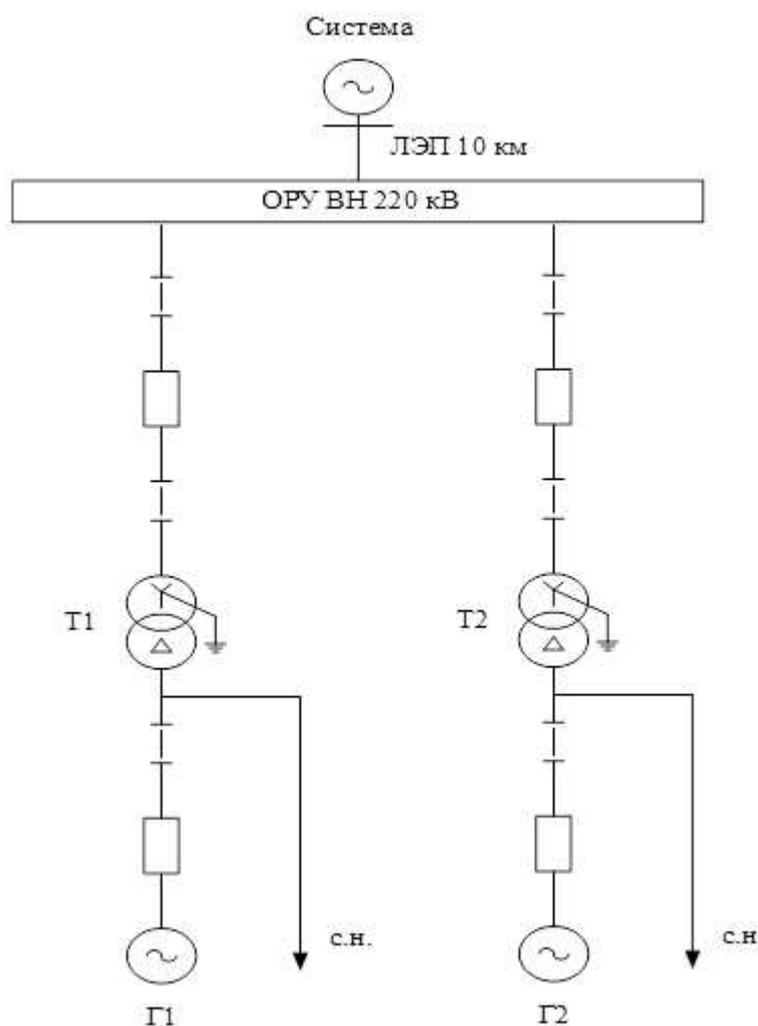


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

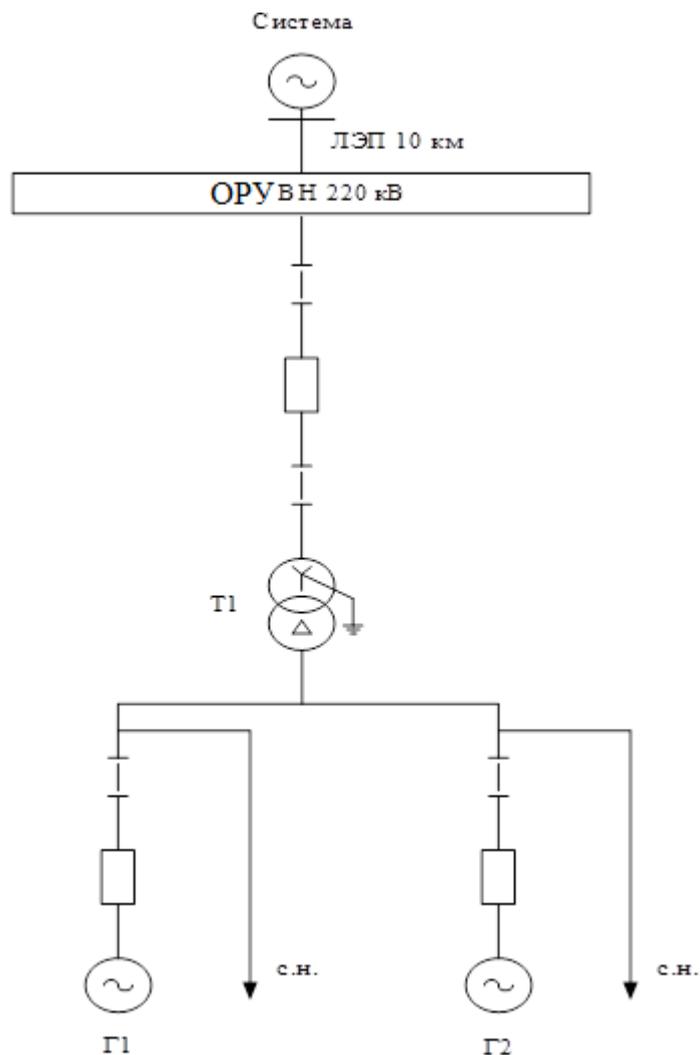


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

Для рассмотрения принимаются 2 схемы: с одиночными блоками представлена на рисунке 4.1 и укрупненными блоками представлена на рисунке 4.1.

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 осуществляется по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины представленной в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные гидрогенератора

Тип	СВ – 640/170 – 24
$S_{НОМ}$, МВА	78,8
$P_{НОМ}$, МВт	63
$\cos \varphi$	0,8
$U_{НОМ}$, кВ	13,8
КПД, %	97,0
$n_{НОМ}$, об/мин	250
Исполнение	Подвесное

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

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

$$S_{расч} = \frac{P_G - P_{СН}}{\cos \varphi} = \frac{60,5 - 1,21}{0,8} = 74,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{СН} = 0,01 \cdot P_{уст} = 0,01 \cdot 120 = 1,2$ МВт – мощность СН станции;

$P_{уст} = 121$ МВт – установленная мощность станции;

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

С учетом 10% запаса мощности, по каталогу выбирается силовой трансформатор двухобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и масла, предназначенные для работы в блоке с генератором ТДЦ-100000/220-У1 СТО 15352615-024-2012 паспортные данные которого представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-100000/220-У1

$S_{НОМ}$, МВА	U_H , кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	$\Delta P_{ХХ}$, кВт	I_x , %
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
100	230	11	12,5	340	102	0,65

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

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч.} \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

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

ω – 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:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,102 \cdot 8728,5 = 890,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,34}{1} \cdot \left(\frac{74,1}{100} \right)^2 \cdot 2405,3 = 449,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = \gamma_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \gamma_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}; \quad (4.6)$$

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 890,3 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 449,2 = 9,6 \text{ тыс. руб.},$$

где γ_1 – поправочный коэффициент, согласно ЕЭС России, равный $1,2 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч), $\gamma_2 = 1,65 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час)

Для 2 блоков величина издержек (вариант 1):

$$И_1 = И \cdot 2 = 9,6 \cdot 2 = 19,2 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.7)$$

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.

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}}{\cos\varphi} = 2 \cdot \frac{60,5 - 1,21}{0,8} = 148,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

По каталогу [19] выбирается силовой трансформатор с системой охлаждения вида «ДЦ», с регулированием под напряжением, предназначенные для работы в блоке с генератором ТДЦН-160000/220-У1 СТО 15352615-024-2012 паспортные данные которого представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦН-160000/220-У1

S _{НОМ} , МВА	U _Н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
	U _{ВН}	U _{НН}				
160	230	11	12,5	500	155	0,6

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:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,155 \cdot 8729 = 1352,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.9)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,5}{1} \cdot \left(\frac{148,2}{160} \right)^2 \cdot 2405,3 = 1032,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1352,7 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1032,1 = 17,4 \text{ тыс. руб.} \quad (4.11)$$

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.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{CH}}}{\cos\varphi} = \frac{1,21}{0,8} = 1,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.12)$$

Выбираем трансформатор ТСЗ-1600/13,8/0,4 производства «Чебоксарского Электростроительного завода», паспортные данные которого представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1600/13,8/0,4

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{К}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
1600	13,8	0,4	8

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

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = \left(\frac{121 - 1,21}{0,8} \right) = 149,7 \text{ МВ}\cdot\text{А}. \quad (4.13)$$

Натуральная мощность одной цепи 220 кВ составляет $P_{\text{НАТ}} = 135 \text{ МВт}$. Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_{\text{С}} = 0,85$.

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{Л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{НАТ}}) / \cos\varphi_{\text{С}}} + 1 = \frac{149,7}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 1,6 \approx 2. \quad (4.14)$$

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

Число ВЛ 220 кВ принимаем $n_{\text{Л}} = 2$. Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{РАБ}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{Л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{149,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,196 \text{ кА}. \quad (4.15)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{РАСЧ}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{РАБ}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,196 = 0,206 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

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

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

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

$$F = \frac{I_{\text{РАСЧ}}}{\gamma} = \frac{0,206}{0,9} = 229,2 \text{ мм}^2 \quad (4.17)$$

Согласно каталогу выбираем провод АС – 205/27. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{\text{доп}} = 520 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{149,7}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,393 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$, следовательно, выбранный провод АС – 205/27 удовлетворяет условию нагрева.

Характеристики провода представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры воздушной линии АС – 205/27

Число проводов в фазе, шт	g_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,147	0,516	$3,124 \cdot 10^{-6}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Проектируемая ГЭС имеет мощность 121 МВт, погодные условия в месте проектирования благоприятные, а также в месте строительства не наблюдается нехватки земли под строительство, поэтому более целесообразно применение ОРУ 220 кВ нежели КРУЭ.

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

Капитальные вложения для схемы с одиночным блоком:

$$t = n_{\text{л}} + n_{\text{блок}} = 4,$$

где $n_{\text{л}}$ – количество отходящих линий ВЛ – 220 кВ;

$n_{\text{блок}}$ – количество блоков.

$$K_i = n \cdot K_{\text{T}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + m \cdot K_{\text{TCH}}, \quad (4.19)$$

$$K = 186,8 \text{ млн. руб}$$

где K_{T} – стоимость силового трансформаторов;

$K_{\text{T.с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{ору}}$ – стоимость ячейки ОРУ;

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E_n \cdot K_i + И = 0,15 \cdot 186,8 + 0,019 = 28,04 \text{ млн. руб} \quad (4.20)$$

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

K_i – капитальные затраты;

$И$ – издержки.

Капитальные вложения для схемы с укрупненными блоками:

$$t = n_{л} + n_{\text{блок}} = 3,$$

$$K = 151,8 \text{ млн. руб}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками:

$$Z_2 = E_n \cdot K_i + И = 0,15 \cdot 151,8 + 0,017 = 22,79 \text{ млн. руб}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_2 = E_n \cdot K_i + И = 0,15 \cdot 151,8 + 0,017 = 22,79 \text{ млн. руб} \quad (4.21)$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{28,04 - 22,79}{28,04} \cdot 100\% = 18,73\%. \quad (4.22)$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем делаем вывод, что два варианта являются экономически не равноценными, так как разность между двумя вариантами составила 18,73%, и склоняясь на это мы должны выбрать схему с укрупнёнными блоками, но данный тип электрического блока не соответствует безопасной эксплуатации электроустановки, так как на проектируемой станции будут использоваться всего 2 гидрогенератора и при выводе одного при аварии (ремонте) требуется бесперебойная работа другой. Данным требованиям соответствует схема с одиночными блоками. Исходя из вышесказанного, выбираем схему с одиночными блоками.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–220 кВ:

- 2 одиночных блока;
- 2 ВЛЭП

Итоговое число присоединений равно 4. Для данного класса напряжения РУ и числа присоединений выбираем схему 220–7 «четырёхугольник». Выбранная схема, представлена в стандарте организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007–29.240.30.010–2008.

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:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.23)$$

где x''_d – сверхпереходное сопротивление генератора;

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

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

$$x_{\Gamma} = 0,2 \cdot \frac{13,8^2}{78,8} = 0,483 \text{ Ом.}$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}}, \quad (4.24)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;

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

$$r_{\Gamma} = \frac{0,483}{0,045 \cdot 314} = 0,034 \text{ Ом.}$$

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{u_{\text{кз}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.25)$$

где $u_{\text{кз}\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$x_T = \frac{11 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 66,13 \text{ Ом.}$$

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (4.26)$$

где $S_{НОМ}$ – полная номинальная мощность трансформатора;
 ΔP_K – потери КЗ в трансформаторе.

$$r_T = \frac{340 \cdot 230^2}{100^2} = 1,799 \text{ Ом.}$$

Сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$x_{ВЛ} = x_{о,уд} \cdot l, \quad (4.27)$$

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

$$x_{ВЛ} = 0,516 \cdot 55 = 28,38 \text{ Ом.}$$

$$r_{ВЛ} = r_{о,уд} \cdot l, \quad (4.28)$$

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

$$r_{ВЛ} = 0,147 \cdot 55 = 8,085 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{б1}^2}{S_{к.з}}, \quad (4.29)$$

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

$$x_c = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом.}$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega}, \quad (4.30)$$

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

$$r_c = \frac{352,67}{0,045 \cdot 314} = 24,96 \text{ Ом.}$$

ЭДС генераторов:

$$E_r = E''_* \cdot U_{62}, \quad (4.30)$$

где U_{62} – базисное напряжение генератора;

E''_* – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.

$$E_r = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.}$$

ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{61}, \quad (4.31)$$

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

$$E_c = 1,13 \cdot 230 = 259 \text{ кВ.}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (4.32)$$

$$K_1 = \frac{13,8}{230} = 0,048.$$

4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

Ниже представлены исходные данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора.

	O	S	s0	Тип0	Ном...	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор-1		14				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор-2		14				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Блок-1		14				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок-2		14				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	ОРУ		230				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Система		230				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	3		Генератор-1 - Блок-1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	4		Генератор-2 - Блок-2							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5		Блок-1 - ОРУ	1,80	66,13					0,048
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		Блок-2 - ОРУ	1,80	66,13					0,048
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		ОРУ - Система	8,09	28,38					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Iz
1			1	Генератор-1	1	0,034	0,483	0,034	0,483	0,034	0,483	15,594				0,067	-88,423	0,068	-88,406	0,068	-88,406	0,202
2			2	Генератор-2	2	0,034	0,483	0,034	0,483	0,034	0,483	15,594				0,067	-88,424	0,068	-88,406	0,068	-88,406	0,202
3			3	Система	6	24,959	352,670	24,959	352,670	24,959	352,670	259,900				0,424	-85,950		-85,932			0,424

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчёта токов трёхфазного КЗ на выводах генераторов и ОРУ 220кВ представлены на рисунках 4.6 и 4.7 соответственно.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1					18,6707	-85,96

Рисунок 4.6 – 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	1	1	3ф	5					6,0451	-88,20

Рисунок 4.7– Результат расчёта трехфазного КЗ на ОРУ 220 кВ

Результат расчёта тока однофазного КЗ на ОРУ 220 кВ представлен на рисунке 4.8.

	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	1	1	1ф	5					3,0116	-88,20			3,0116	-88,20			3,0116	-88,20

Рисунок 4.8 – Результат расчёта однофазного КЗ на ОРУ 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

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф сист.	5	9,03	10,226
3ф сист.	5	6,045	6,845
3ф ген.	1	18,67	21,142

$$i_y = \sqrt{2}I_{п.0} \cdot K_{уд}, \quad (4.33)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент.

$$I_{ОРУ}^{(1)} = 10,226 \text{ кА} > I_{ОРУ}^{(3)} = 6,845 \text{ кА},$$

Поэтому, для проверки выключателей на отключающую способность будет использоваться именно величина тока однофазного КЗ. на ОРУ 220кВ.

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов

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

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и увеличенном на 10% напряжении:

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{78,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,5} = 3,46 \text{ кА} \quad (4.34)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{тр-ра} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{г,ном(+10\%)}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 253 \cdot 10^3} = 228,2 \text{ А} \quad (4.35)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{149,7 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 196,48 \text{ А} \quad (4.36)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{149,7 \cdot 10^6}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 392,96 \text{ А} \quad (4.37)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторное напряжение

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей на генераторное напряжение

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

- 1) $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}$
- 2) $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}$
- 3) $B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}}$

Учитывая вышесказанные требования выбираем вакуумный выключатель HVR63-XS производства АВВ для генераторного напряжения. Разъединитель РРЧЗ–20/6300 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Паспортные данные выключателя ВВЭ-10-31,5/3150У3

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель АВВ HVR63-XS	Разъединитель РРЧЗ – 20/6300 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 3,462 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 18,67 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин.ст}} = 200 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 21,142 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 18,67^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 31,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T\text{а}}} = 12,13 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}} = 44,5 \text{ кА}$	

4.8.2 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Устройства, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.9

Таблица 4.9 – Устройства, 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	Siemens siprotec 4	7VE61	0,5	5-9,5

Выбран, микропроцессорный автоматический синхронизатор производства Siemens siprotec 4. Он предназначен для работы в системе 7VE61.

Выбран анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект».

АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

4.8.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШВ-15. Производитель ОАО «Электроаппарат» Проверка трансформатора тока ТШВ-15 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока - ТШВ-15

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3,462 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 6 \text{ кА}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-15. Производитель ОАО «Элетроцит Самара». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-15 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Паспортные данные трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-15

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

4.9 Выбор электротехнического оборудования на напряжении 220 кВ

4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выбор выключателей должен удовлетворять некоторым требованиям, принимая их во внимание, выбираем элегазовый колонковый выключатель 220кВ от производителя Alstom Grid – GL 314, паспортные данные которого представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Паспортные данные выключателя Alstom Grid – GL 314

Тип	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{н.откл} , кА	I _{дин.ст} , кА	I _{терм.ст} , кА	I _{н.вкл} , кА
GL314	220	4000	50	125	50	125

Выбираем разъединитель РГ-220/2000-50 УХЛ1, паспортные данные представлены в таблице 4.13

Таблица 4.13 – Паспортные данные разъединителя – РГ-220/2000-50 УХЛ1

Параметры	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{эл.дин.ст} , кА	I _{терм.ст} , кА
РГ-220/2000-50 УХЛ1	220	2000	125	50

4.9.2 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Выбранные анализатор сети и синхронизатор представлены в таблице 4.14

Таблица 4.14 – Приборы, устанавливаемые в цепях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Счётчик	СЭТ-4ТМ.03М	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3.

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

4.9.3 Выбор трансформатора тока и напряжения

В качестве рабочего трансформатора тока будет использоваться трансформатор ТФЗМ-220Б-IV-0,5/10Р-У1, паспортные данные которого представлены в таблице 4.15, так же трансформатор тока должен удовлетворять некоторым условиям.

Таблица 4.15 – Проверка трансформатора тока - ТФЗМ-220Б-IV-0,5/10Р-У1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{с}} = 220\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220\text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{с.раб}} = 1,9\text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2\text{ кА}$

Трансформатор напряжения ТГМ-220. Производитель ОАО «РЭТЗ Энергия». Параметры трансформатора напряжения ТГМ-220 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.16– Паспортные данные трансформатора напряжения ТГМ-220

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

5 Релейная защита и автоматика

В силовой установке защитные реле предназначены для предотвращения повреждения генераторов или трансформаторов в случае ненормальных условий эксплуатации, вызванных внутренними отказами, а также отказами изоляции или неисправностями регулирования. Такие отказы могут случаться редко, однако, если защитное реле не обнаруживает неисправности, то в результате повреждения генератора или трансформатора может потребоваться дорогостоящий ремонт или замена оборудования, а также потеря дохода из-за невозможности производить и продавать электроэнергию.

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-640-170/24
Мощность номинальная	Полная, МВА	75,6
	Активная, МВт	60,5
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности ($\cos\varphi$)		0,8
Частота сети, Гц		50
Номинальная частота вращения, об/мин		250
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1265
Напряжение на кольцах генератора, В		170
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	Синхронное x_d	1,06
	Сереходное x'_d	0,26
	Сверхпереходное x''_d	0,2

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора

Тип	ТДЦН-100000/220-У1
Номинальная мощность, МВА	100
Номинальное напряжение, кВ	230
Напряжение короткого замыкания, %	12,5

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТСЗ-1600/13,8-0,4
Номинальная мощность, МВА	1,6
Номинальное напряжение, кВ	13,8/0,4
Напряжение короткого замыкания, %	8

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-640-170/24:

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

Защиты силового трансформатора ТДЦН-100000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты трансформатора СН ГЭС:

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

Защиты выпрямительного трансформатора ТСЗП:

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;

Резервные защиты:

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

5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = I_{\text{г}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (5.1)$$

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{75,6 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3163 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = I_{\text{г}}^{(2)} = \frac{K_{\text{ск}} I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}}, \quad (5.2)$$

$$I_{нг}^{(2)} = \frac{1 \cdot 3163}{4000/5} = 3,95 \text{ А.}$$

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

$$1,1I_f = 1,1 \cdot 1265 = 1392 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Далее по значению длительно допустимого тока выбираем систему возбуждения параметры которой представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-320-1400-2,5 УХЛ4	1400/2340	320/490

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным определяем выпрямительный трансформатор параметры которого представлены в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Данные преобразовательного трансформатора

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток			Ток преоб-ля, А
		Сетевой, кВ	Вентильный, В	Преобразователя, В	
ТСЗП-1600/13,8-М-У3	1482	13,8	655	825	1600

Проверяем выбранный трансформатор на перегрузочную способность, для этого определим кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки:

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

где $I_{\phi} = 2340 \text{ А}$;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы, 0,816;

$I_{н\ TE}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1306 А.

$$k_{пер} = \frac{2340 \cdot 0,816}{1306} = 1,46.$$

По данным ГОСТ известно, что посчитанную перегрузку допустимо удерживать около 24 минут, а длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 секунд, таким образом, выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{н TE}}^{(1)} = \frac{S_{\text{Т ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.5)$$

$$I_{\text{н TE}}^{(1)} = \frac{1482}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 62,00 \text{ А.}$$

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{\text{баз.н TE}}^{(2)} = \frac{I_{\text{н TE}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{баз.н TE}}^{(2)} = \frac{62,00}{200/5} = 1,55 \text{ А.}$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{баз.вн TE р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном р}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}}, \quad (5.7)$$

где $k_{\text{сх}}$ — коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{\text{ном р}}$ — номинальный ток ротора, паспортное значение, 1265 А;

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

$k_{\text{ТП}}$ — коэффициент трансформации выпрямительного трансформатора, 13,8/0,655.

$$I_{\text{баз.вн TE р}}^{(2)} = \frac{1265 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot \frac{13,8}{0,655}} = 1,22 \text{ А.}$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Расчёт уставок МТЗ и ТО выпрямительного трансформатора

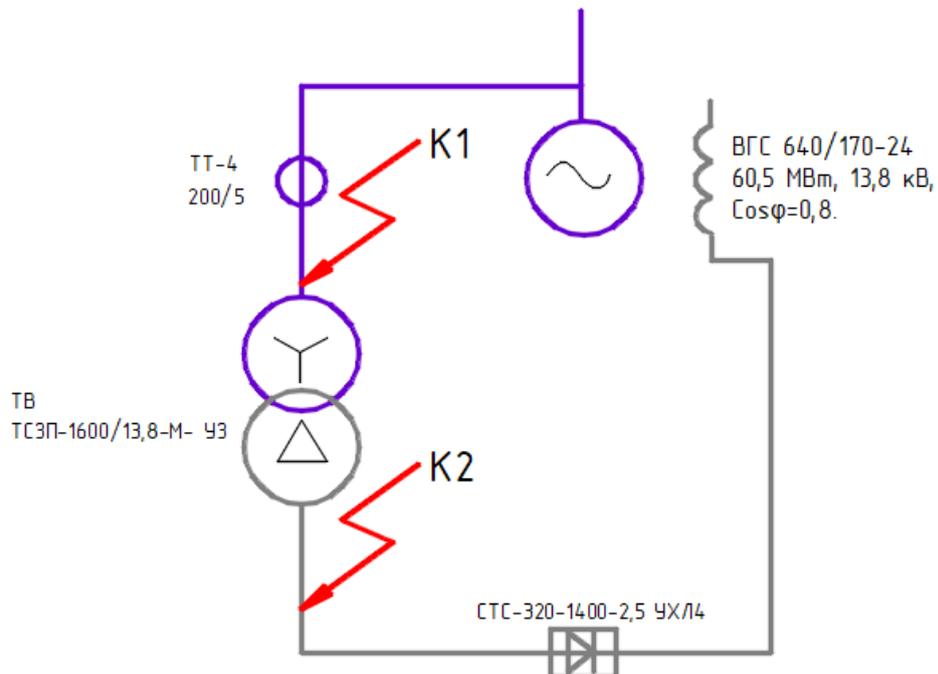


Рисунок 5.1 – Схема для расчета защит выпрямительного трансформатора

Рассчитаем уставки максимальной токовой защиты и токовой отсечки выпрямительного трансформатора. Уставка максимальной токовой защиты выбирается исходя из номинального выпрямленного тока, далее проверяем уставку на коэффициент чувствительности по току двухфазного короткого замыкания за выпрямительным трансформатором (К2). Уставка токовой отсечки выбирается исходя из большего значения тока намагничивания или трехфазного короткого замыкания в точке за выпрямительным трансформатором (К2). Коэффициент чувствительности ТО выбирается от тока двухфазного короткого замыкания в точке до выпрямительного трансформатора (К1).

Определяем токи короткого замыкания из следующих соотношений: ток трёхфазного короткого замыкания перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора (точка К1):

$$I''^{(3)}_{(K1)} = \frac{E_{Г''}}{x_{d''}} \cdot I_{Г\text{ ном}}, \quad (5.1)$$

$$I''^{(3)}_{(K1)} = \frac{1.08}{0.2} \cdot 3163 = 17080 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I''^{(2)}_{(K1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''^{(3)}_{(K1)}, \quad (5.2)$$

$$I''^{(2)}_{(K1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17080 = 14791 \text{ A.}$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором (точка К2), протекающего по стороне генераторного напряжения:

$$I''^{(3)}_{(K2)} = \frac{I_{HTE}^{(1)}}{u_{k\%}} \cdot 100\%, \quad (5.3)$$

$$I''^{(3)}_{(K2)} = \frac{62,00}{7} \cdot 100\% = 886 \text{ A.}$$

$$I''^{(2)}_{(K2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''^{(3)}_{(K2)}, \quad (5.4)$$

$$I''^{(2)}_{(K2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 886 = 767 \text{ A.}$$

Уставка МТЗ по току отстраивается от максимального значения тока форсировки возбуждения, которое равно 1,8. Чувствительность МТЗ, определяемая как отношение точки двухфазного КЗ за трансформатором к току уставки, должна быть не ниже 1,5. Расчет проводится в следующей последовательности:

Определяем значение тока уставки МТЗ трансформатора возбуждения:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_H \cdot k_\phi \cdot k_{CX} \cdot I_{ТВ\text{ ном}}}{k_B \cdot k_{ТТ} \cdot k_{ТП}}, \quad (5.5)$$

где k_H – коэффициент надежности, 1,2;

k_ϕ – коэффициент форсировки, 1,8;

k_{CX} – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{ТВ\text{ ном}}$ – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение), 1400 А;

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

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

$k_{ТП}$ – коэффициент трансформации выпрямительного трансформатора, 13,8/0,655.

$$I_{\text{MTЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1,8 \cdot 0,816 \cdot 1400}{0,8 \cdot 40 \cdot 21,07} = 3,66 \text{ А.}$$

Далее приводим его в относительные единицы:

$$I_{\text{MTЗ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{MTЗ}}}{I_{\text{H TE}}^{(2)}}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{MTЗ}}^{(2)} = \frac{3,66}{1,55} = 2,36 \text{ о. е.}$$

Таким образом принимаем уставку срабатывания МТЗ 2,4 о.е.

Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч МТЗ}} = \frac{I_{\text{н}}^{(2)}(K2)}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{MTЗ}}^{(2)}}, \quad (5.7)$$

$$k_{\text{ч МТЗ}} = \frac{767}{40 \cdot 3,66} = 5,24 \geq 1,5.$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет;

$$t_{\text{MTЗ}} = 0,4 \text{ с;}$$

Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ на стороне вентильной обмотки ТП, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, который может достигать пятикратного значения номинального тока выпрямительного трансформатора. Чувствительность отсечки, определяемая как отношение минимального тока КЗ на стороне генераторного напряжения к току уставки, должна быть не менее 2. Расчет проводится в следующей последовательности:

Определяем значение тока уставки ТО:

$$I_{\text{ТО}} = \frac{k_{\mu} \cdot I^{(3)}(K2)}{k_{\text{тт}}}, \quad (5.8)$$

$$I_{\text{ТО}} = \frac{1,4 \cdot 886}{40} = 31,0 \text{ А.}$$

Определяется значение тока намагничивания:

$$I_{\text{МГ}} = \frac{5 \cdot I_{\text{H TE}}^{(1)}}{k_{\text{тт}}}, \quad (5.9)$$

$$I_{\text{МГ}} = \frac{5 \cdot 62,0}{40} = 7,75 \text{ А.}$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений.

Далее приводим его в относительные единицы:

$$I_{\text{ТО}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ТО}}}{I_{\text{Н ТЕ}}^{(2)}}, \quad (5.10)$$

$$I_{\text{ТО}}^{(2)} = \frac{31,0}{1,55} = 20 \text{ о. е.}$$

Таким образом принимаем уставку срабатывания ТО 20 о.е.
Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч ТО}} = \frac{I^{(2)}_{(к1)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{ТО}}}, \quad (5.11)$$

$$k_{\text{ч ТО}} = \frac{14719}{40 \cdot 31,0} = 11,93 \geq 2.$$

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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: $I_{\text{ном}} = 3163 \text{ А}$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{ср0}}$ выбирается по одному из условий:

а) с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.12)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{НГ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3163 = 158,15 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{HB(H)}, \quad (5.13)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

$$I_{CP.0} \geq 2 \cdot 158,15 = 316,3 \text{ А.}$$

б) с учетом отстройки защиты от тока трехфазного короткого замыкания на стороне НН выпрямительного трансформатора:

$$I_{CP.0} \geq I''^{(3)}_{(к2)} \cdot K_H, \quad (5.14)$$

$$I_{CP.0} \geq 886 \cdot 1,1 = 974,3 \text{ А.}$$

Принимаем уставку: $I_{CP.0} = 974,3 \text{ А.}$

$$\text{Во вторичных величинах: } I_{CP.0(2)} = \frac{I_{CP.0}}{k_T} = \frac{974,3}{800} = 1,22 \text{ А.}$$

Переведем в относительные единицы:

$$I_{CP.0 \text{ о.е.}} = \frac{I_{CP.0}}{I_{баз}}, \quad (5.15)$$

$$I_{CP.0 \text{ о.е.}} = \frac{974,3}{3163} = 0,31 \text{ о. е.}$$

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:

$$I_{HB(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{max}, \quad (5.16)$$

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

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

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

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{МАКС} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H = \frac{\sqrt{(\cos \varphi_r)^2 + (\sin \varphi_r + x''_d)^2}}{x''_d} \cdot I_H, \quad (5.17)$$

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{\sqrt{(0,8)^2 + (0,6+0,2)^2}}{0,2} \cdot 3163 = 17892 \text{ А.}$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 17892 = 1789,2 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.18)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

Расчёт тока торможения согласно указаниям НПП ЭКРА (завод изготовитель МПЗ):

$$I_T = \sqrt{I_{\text{МАКС}} \cdot (I_{\text{МАКС}} - I_{\text{НБ(КЗ)}}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.19)$$

где $\alpha = 10 - 20$, угол между векторами токов плеч защиты.

$$I_T = \sqrt{17892 \cdot (17892 - 1789,2) \cdot \cos 15} = 16682 \text{ А.}$$

Тогда:

$$K_T > \frac{1789,2 \cdot 2}{16682} = 0,21, \quad (5.20)$$

Исходя из рекомендаций завода изготовителя МПЗ «ЭКРА» принимаем уставку $K_T = 0,5$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T}, \quad (5.21)$$

$$I_{\text{НТ}} = \frac{0,31}{0,5} = 0,62 \text{ о. е.}$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T}, \quad (5.22)$$

$$B \geq \frac{0,35}{0,5} = 0,62.$$

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

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора представлена на рисунке 5.2.

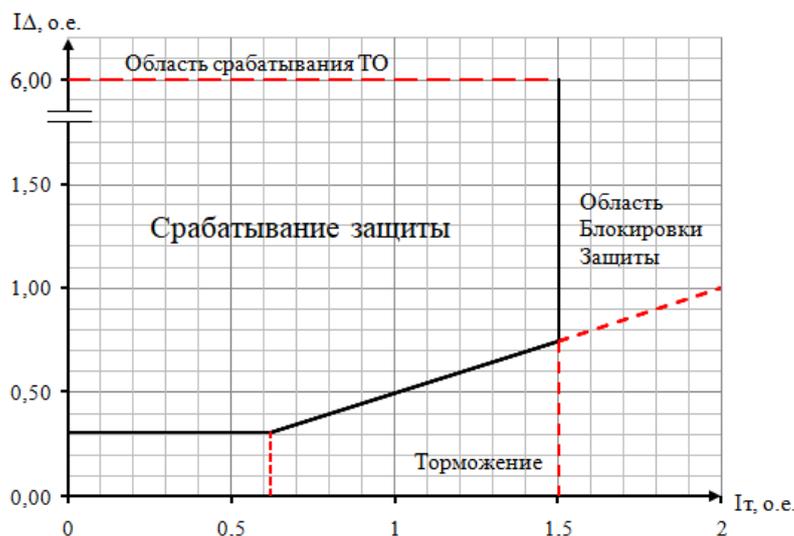


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3,95 = 23,7 \text{ А}$$

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

Напряжение срабатывания органа основной гармонике 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.

Расчет $U_{0\text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

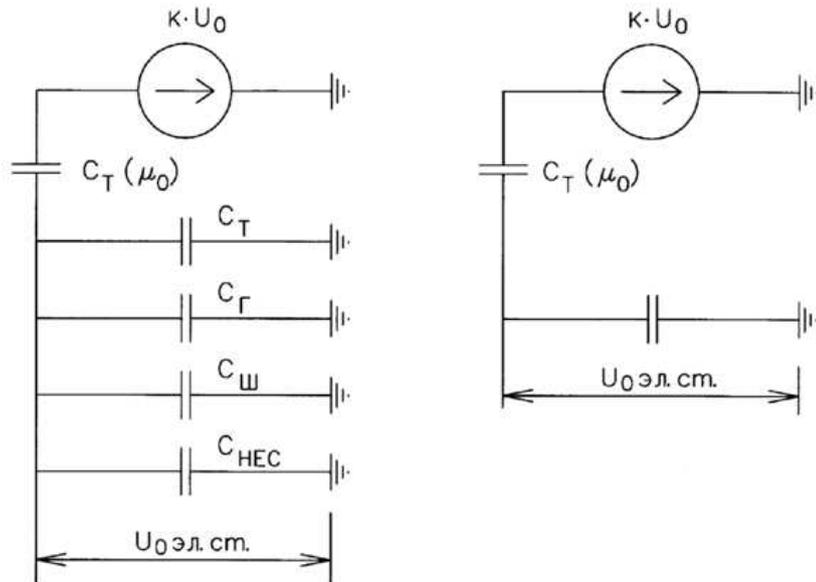


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ}, \quad (5.23)$$

где $C_T (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,015 мкФ/фазу;

C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,9 мкФ/фазу;

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,007 мкФ/фазу;

$C_{ш}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{в.г}$ – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ. Принимаем равной 0,35 мкФ/фазу.

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.24)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,015 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{НОМВН} / \sqrt{3}, \quad (5.25)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ.}$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 1,265} = 174 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.26)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,48 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}}{n_{ТН}}, \quad (5.27)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 174}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 1,15 \text{ В.}$$

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 10с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 10 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) 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 :

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,2+2} = 0,313 \text{ о. е.} \quad (5.28)$$

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.

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}}, \quad (5.29)$$

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.}$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}}, \quad (5.30)$$

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.}$$

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

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

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

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

Базовый ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}, \quad (5.31)$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{3163 \cdot 1}{4000/5} = 3,95 \text{ А.}$$

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.32)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.33)$$

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: $I_{*2СИГН} = (0,05 - 0,07)$;
 $I_{2СИГН} = 0,07 \cdot I_H$.

$$I_{2СИГН} = I_{2дл.доп.} = 0,07 \cdot 3,95 = 0,28 \text{ А};$$

В относительных единицах:

$$I_{2СИГН} = I_{2дл.доп.} = \frac{0,07 \cdot I_H}{I_{баз}} = 0,07 \text{ о. е.};$$

2) Пусковой орган ($I_{2ПУСК}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. При условии, что допустимый ток обратной последовательности $I_{*2} = 0,14$ о. е. сделаем расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{доп} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.34)$$

$$t_{доп} = \frac{30,00}{0,14^2} = 1530,6.$$

Уставка равна:

$$I_{*2ПУСК} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,14}{1,2} = 0,12. \quad (5.35)$$

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

$$I_{2ПУСК} = 0,12 \cdot I_H = 0,12 \cdot 4,58 = 0,53. \quad (5.36)$$

В относительных единицах:

$$I_{2ПУСК} = \frac{0,12 \cdot I_H}{I_{баз}} = 0,12 \text{ о. е.}$$

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки оставляем равным $T_{макс} = 1530$ сек., при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена;

$$t_{max} = \frac{A}{I_{*2ПУСК}^2}, \quad (5.37)$$

$$t_{max} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2204 \text{ с.}$$

По указанию завода-изготовителя МПЗ НПП ЭКРА минимальное время срабатывания защиты принимаем:

$$t_{\min} = 0,5 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.38)$$

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

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,117
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750	1530

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.4

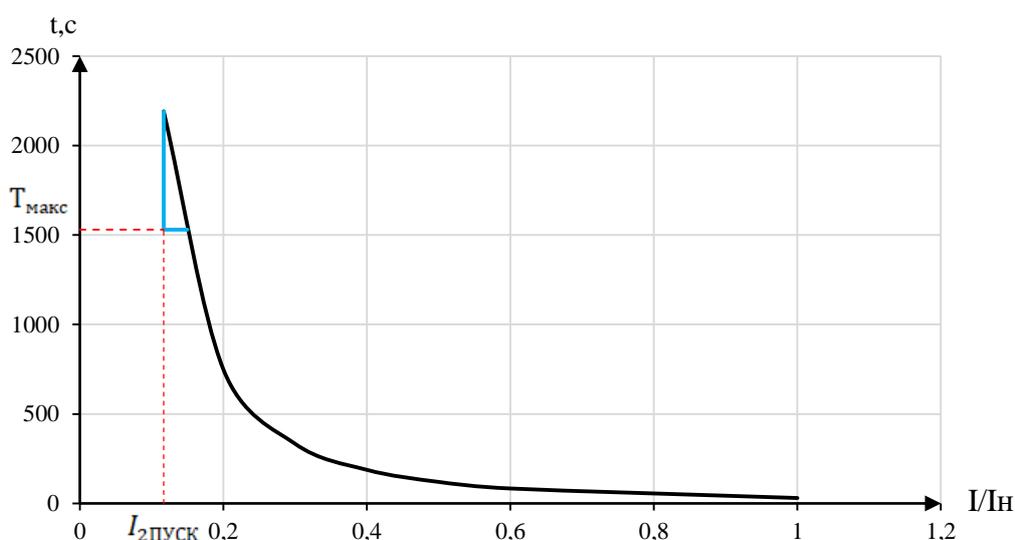


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 0,5 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 1530 \text{ с}$.

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

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

$$I_{2\text{С.З.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}; \quad (5.39)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА.}$$

$$U_{\text{баз1}} = 13,8 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{баз1}} = 230 \text{ кВ.}$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз1}}}, \quad (5.40)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4184 \text{ А.}$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз2}}}, \quad (5.41)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 251 \text{ A.}$$

$$X^*_{\text{ген.баз.}} = X''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (5.42)$$

$$X^*_{\text{ген.баз.}} = 0,2 \cdot \frac{13,8^2}{75,6} \cdot \frac{100}{13,8^2} = 0,26 \text{ о. е.}$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (5.43)$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{13,8}{100} \cdot \frac{230^2}{100} \cdot \frac{100}{230^2} = 0,125 \text{ о. е.}$$

$$X^*_{2.\text{баз.}} = x''_d + 0,01, \quad (5.44)$$

$$X^*_{2.\text{баз.}} = 0,2 + 0,01 = 0,21 \text{ о. е.}$$

$$I^{*(3)}_{\text{кз.}} = \frac{E^*}{X^*_{\text{ген.баз.}} + X^*_{\text{тр-ра.баз.}}}, \quad (5.45)$$

$$I^{*(3)}_{\text{кз.}} = \frac{1}{0,26 + 0,125} = 2,57 \text{ о. е.}$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{кз.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{*(3)}_{\text{кз.}}, \quad (5.46)$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{кз.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,57 = 2,22 \text{ о. е.}$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{кз.о.п}} = \frac{2,22}{\sqrt{3}} = 1,28 \text{ о. е.}$$

Переведем в именованные единицы:

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = I^{*(2)}_{2.\text{кз.}} \cdot I_{\text{баз1}}, \quad (5.47)$$

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = 1,28 \cdot 4184 = 5370 \text{ A.}$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I^{*(2)\text{нн}}_2}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.48)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{5370}{4000/5} = 6,7 \text{ А.}$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{6,7}{1,2} = 5,6 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{с.з.}}^* = \frac{I_{2 \text{ с.з.}}}{I_{\text{баз}}}, \quad (5.49)$$

$$I_{2\text{с.з.}}^* = \frac{5,6}{3,95} = 1,4 \text{ о. е.}$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя при проектировании принимаем уставку отсечки из диапазона 0,5-0,8 $I_{\text{ном.ген}}$. При этом коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 1,2$. Принимаем уставку 0,8 $I_{\text{ном. ген}}$.

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2\text{с.з.}} = 0,8$.

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Базовый ток:

$$I_{\text{нг баз}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}, \quad (5.50)$$

$$I_{\text{нг баз}}^{(2)} = \frac{3163 \cdot 1}{4000/5} = 3,95 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{нг}}^{(2)}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{нг}}^{(2)} = 1,07 \cdot 3,95 = 4,24 \text{ А.} \quad (5.51)$$

где $K_{\text{н}} = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_{\text{в}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

В относительных единицах:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{1,07 I_{\text{нг}}^{(2)}}{I_{\text{нг баз}}^{(2)}} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{н}} = 1,1 \cdot 3,95 = 4,36 \text{ А.} \quad (5.52)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, представленной в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{н}}$	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 5.5.

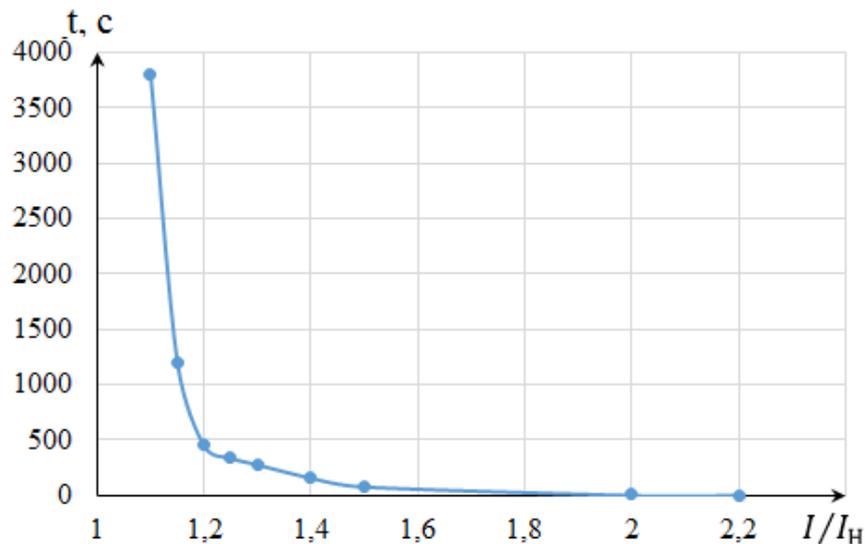


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.53)$$

$$I_{1\text{ОТС}} = 1,531 \cdot 3,95 = 6,05.$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,224 I_{\text{НГ}}^{(2)}}{I_{\text{НГ баз}}^{(2)}} = 1,531 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{\text{КЗ}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*}, \quad (5.54)$$

где $X_{\text{ген.баз.}}^*$ – переходное сопротивление $X_{d.}^*$.

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = 0,26 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{кз.}}^{*(3)} = \frac{1}{0,26+0,125} = 2,57 \text{ о. е.}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.}}^{*(3)}}{I_{10\text{TC}} \text{ о.е.}}, \quad (5.55)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,57}{1,531} = 1,68 > 1,2.$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,0 \text{ В.} \quad (5.56)$$

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

5.4.6 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 1 с. 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:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_{\text{T}} + \frac{0,8}{K_{\text{T}}} \cdot Z'_{1\text{Л}}, \quad (5.57)$$

где K_{T} – коэффициент токораспределения, учитывающий, что линии параллельны;

Z_{T} – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ.

$$Z_{\text{T}} = \frac{0,125 \cdot 230^2}{100} = 66,1 \text{ Ом.}$$

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = 28,4 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 66,1 + \frac{0,8}{2} \cdot 28,4 = 64,25 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,125 \cdot \frac{75,6}{100} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{75,6}{230^2} \cdot 28,38 = 0,092 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6, \quad (5.58)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{75,6} = 2,52 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 = 0,092 \cdot 2,52 = 0,23 \text{ Ом.}$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H}, \quad (5.59)$$

$$Z_{1СЗ} = 0,23 \cdot \frac{800}{138} = 1,34 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,35 \text{ Ом}$.

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

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.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}}, \quad (5.60)$$

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

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 3163} = 2,52 \text{ Ом},$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_T}{n_H}, \quad (5.61)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = 2,52 \cdot \frac{800}{\frac{13800}{100}} = 14,6 \text{ Ом}.$$

По паспортным данным к гидрогенератору СВ-640-170/24 ток форсировки равен:

$$I_{\Phi} = 1,8 \text{ о. е.} \quad (5.62)$$

где $I_{\text{В.Х.Х}}$ – ток ротора холостого хода, А;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $1,8 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{1,8} = 0,53 \text{ о. е.} \quad (5.63)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 1,8} = 0,47. \quad (5.64)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 62,11^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{2C3} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_H} = \frac{0,53}{1,1} = 0,48 \text{ о. е.} \quad (5.65)$$

$$Z_{2C3} = Z_{2 \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,48 \cdot 2,52 = 1,21 \text{ Ом.} \quad (5.66)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2C3} = \frac{Z_{2C3} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,21 \cdot 800}{138} = 7,01 \text{ Ом.} \quad (5.67)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 7,01 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,27 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 1,4 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

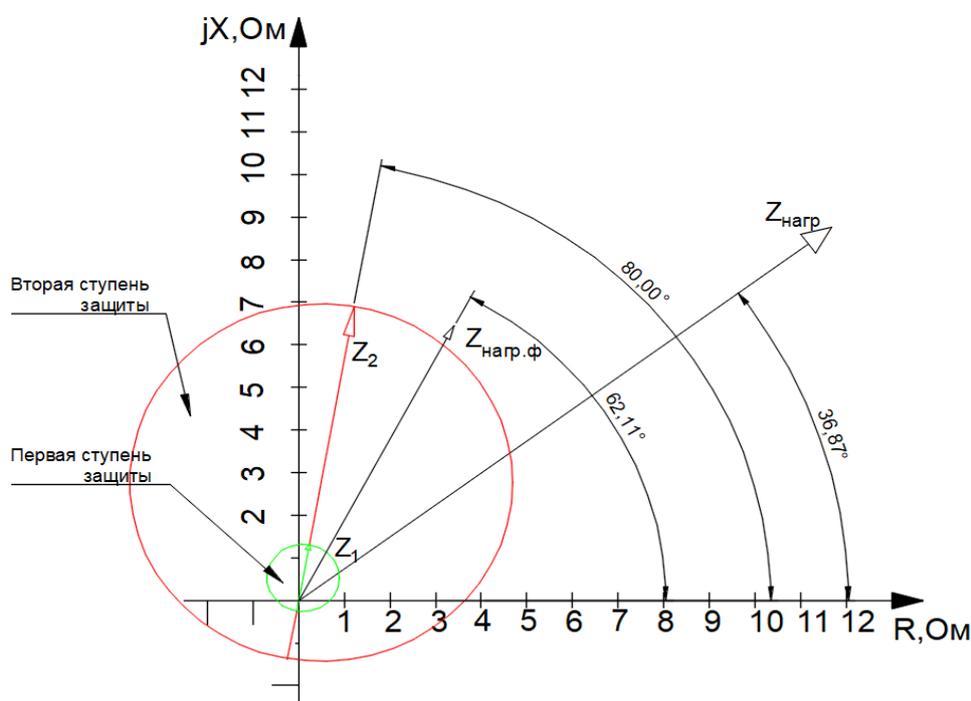


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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.

Ток ротора:

$$I_{\text{вн TE p}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном p}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{тп}}}, \quad (5.68)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{НОМ р}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1265 А;

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

$k_{ТП}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 13,8/0,655.

$$I_{ВН ТЕ р}^{(2)} = \frac{1265 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot 13,8} = 1,22 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{ВН ТЕ р}^{(2)}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{ВН ТЕ р}^{(2)}, \quad (5.69)$$

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot 1,22}{0,98} = 1,31 \text{ А.}$$

В относительны единицах:

$$I_{P \text{ СИГН.о.е.}} = \frac{1,07 \cdot I_{ВН ТЕ р}^{(2)}}{I_{баз.ВН ТЕ р}^{(2)}} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{ВН ТЕ р}^{(2)}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{ВН ТЕ р}^{(2)}, \quad (5.70)$$

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot 1,22}{0,98} = 1,35 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ ПУСК. о.е.}} = \frac{1,1 \cdot I_{ВН ТЕ р}^{(2)}}{I_{баз.ВН ТЕ р}^{(2)}} = 1,35 \text{ о. е.}$$

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

Таблица 5.8 – 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

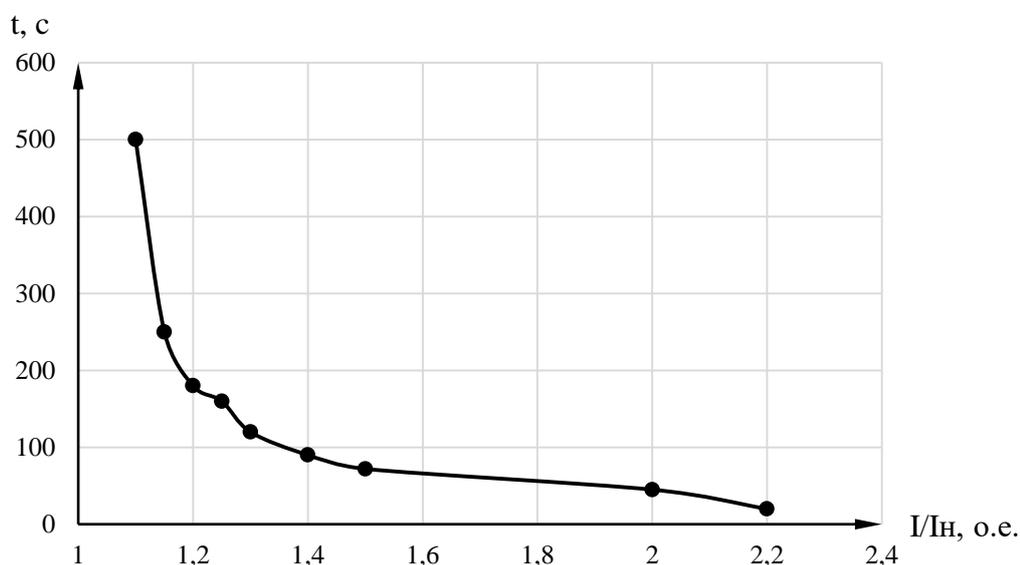


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ отс.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{вн TE p}}^{(2)}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{вн TE p}}^{(2)}, \quad (5.71)$$

$$I_{P \text{ отс}} = \frac{2,2 \cdot 1,22}{0,98} = 2,75 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ отс.о.е.}} = \frac{2,245 \cdot I_{\text{вн TE p}}^{(2)}}{I_{\text{баз.вн TE p}}^{(2)}} = 2,245 \text{ о. е.}$$

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

5.5 Таблица уставок и матрица отключений

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

6 Компонировка сооружения и гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

Класс основных гидротехнических сооружений назначается в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 02.11.2013 №986.

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 185 человек. Присваивается III класс сооружения.

$N_{уст} = 121$ МВт, что соответствует III классу сооружения. Выбираем III класс гидротехнического сооружения.

Теоретическая высота плотины равна $\nabla_{НПУ} - \nabla_{подошвы} = 34$ м, грунт основания – скальный, следовательно, по данному критерию принят III класс.

Таким образом, назначен III класс гидротехнических сооружений.

6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

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

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + \alpha, \quad (6.1)$$

где α – величина запаса, зависит от класса сооружения, и ГТС класса III-0,4 м;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности.

Элементы ветровых волн и высоту ветрового нагона определяют согласно СП 38.13330.2012.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.2)$$

где d – условная расчетная глубина воды в водохранилище;

k_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный;

$L = 3200$ м - длина разгона волны, м;

$V_w = 12 \frac{м}{с}$ – расчетная скорость ветра, м/с;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра, принимаем $\alpha = 0$.

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7}, \quad (6.3)$$

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 12) \cdot 10^{-7} = 1,38 \cdot 10^{-6}.$$

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

$$d = \frac{310,00 - 282,00}{2} = 14 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ:

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,38 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{12^2 \cdot 3200}{9,81 \cdot 14} \cdot 1 = 0,005 \text{ м.}$$

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

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 3200}{12^2} = 218.$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{12} = 17658.$$

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

По верхней огибающей кривой по рисунку 6.1 снимаем величины $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$ для полученных значений $\frac{g \cdot L}{v^2}$ и $\frac{g \cdot t}{v}$ результаты, которых представлены в таблице 6.2.

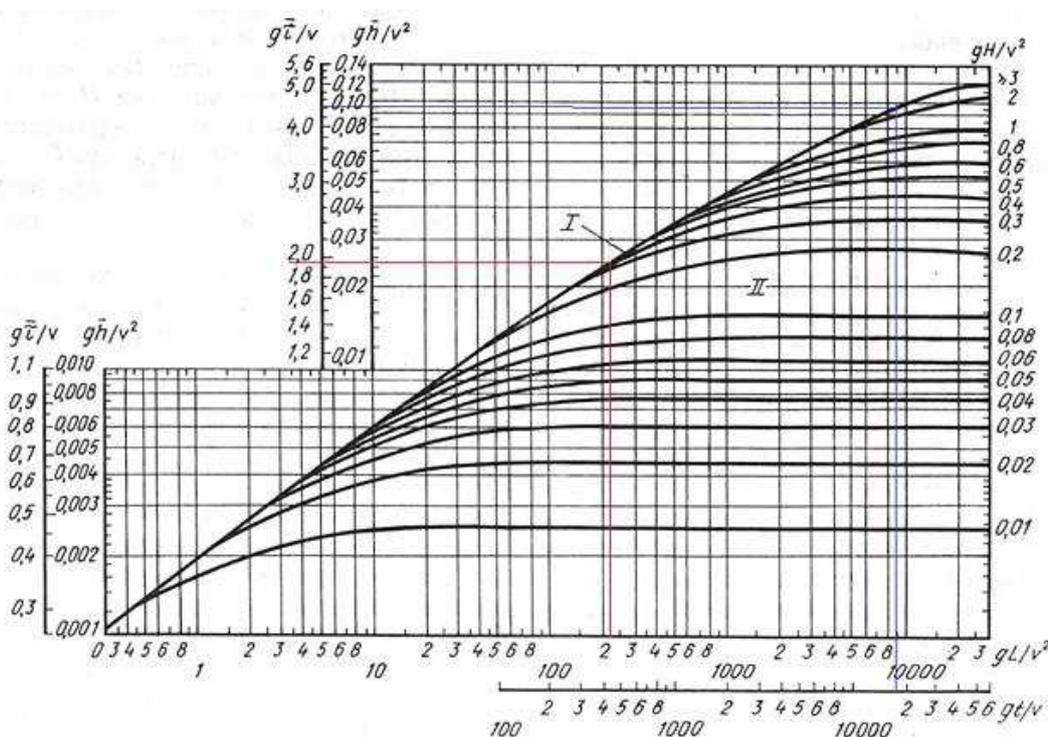


Рисунок 6.1 – График вычисления безразмерных коэффициентов

Таблица 6.2 – Безразмерные комплексы

Параметр	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 218$	$\frac{g \cdot t}{v} = 17658$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,88	4,4
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,025	0,095

Принимаем наименьшие значения $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,025$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 1,88$ и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = 0,024 \cdot \frac{V_w^2}{g}, \quad (6.5)$$

$$\bar{h} = \frac{0,024 \cdot 12^2}{9,81} = 0,367 \text{ м.}$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = 1,88 \cdot \frac{V_w}{g}, \quad (6.6)$$

$$\bar{T} = \frac{1,88 \cdot 12}{9,81} = 2,3 \text{ с.}$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi}, \quad (6.7)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 2,3^2}{2 \cdot 3,14} = 8,26 \text{ м.}$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d;$$

$14 \geq 4,13$. условие выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i, \quad (6.8)$$

где $k_i = 2,12$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны);

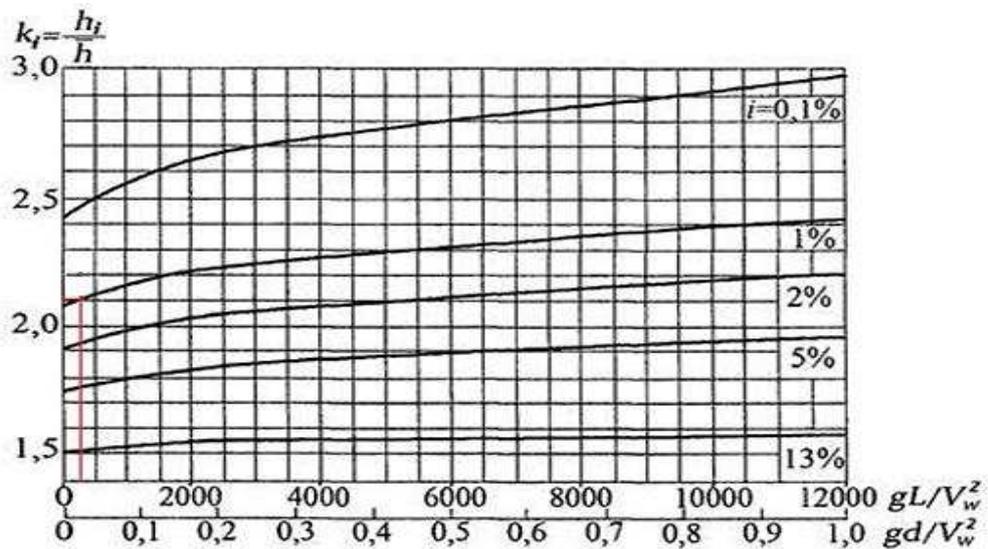


Рисунок 6.2 – График определения коэффициента k_i

$$h_{1\%} = 2,12 \cdot 0,367 = 0,78 \text{ м.}$$

Вычислим высоту наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.9)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса.

Для крепления откоса бетонными плитами $k_r = 1, k_p = 0,9$.

$$V_w = 12 \frac{\text{М}}{\text{с}} \rightarrow k_{sp} = 1,1.$$

k_{run} – коэффициент, принимаемый в зависимости от пологости волны $\frac{\lambda_d}{h_{1\%}}$ на глубокой волне.

$$\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = \frac{8,26}{0,78} = 10,58.$$

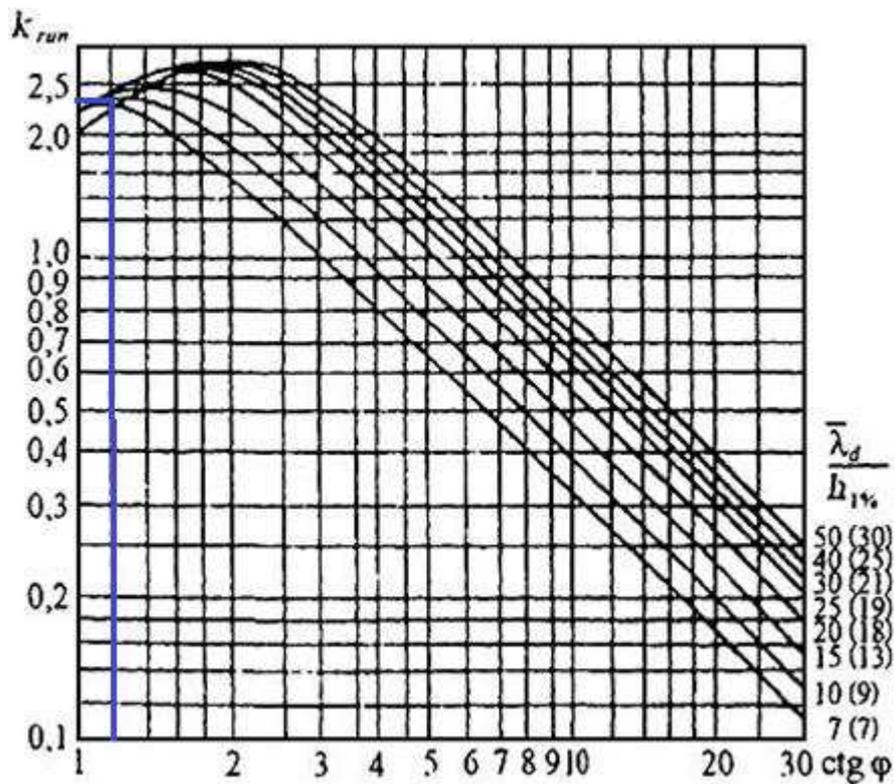


Рисунок 6.3 – Функции $k_{run} = f(\lambda_d/h_{1\%}; \text{ctg}\phi)$

$$k_{run} = 2,3.$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,3 \cdot 0,78 = 1,78.$$

Превышение гребня грунтовой плотины над НПУ равно:

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run1\%} + \alpha, \quad (6.10)$$

$$h_s = 0,005 + 1,78 + 1,0 = 2,785 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ГБП} = \text{НПУ} + h_s, \quad (6.11)$$

$$\nabla_{ГБП} = 310,00 + 2,785 = 312,8 \text{ м.}$$

Принимаем отметку гребня плотины 313,00 м.

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

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

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

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ} \left(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} \right), \quad (6.12)$$

$$H_{\text{осн}} = 310,00 - 227,04 = 83,00 \text{ м} > 81,14 \text{ м.}$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \left(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} \right), \quad (6.13)$$

$$H_{\text{пов}} = 312,00 - 228,30 = 83,70 \text{ м} > 81,14 \text{ м.}$$

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

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta}, \quad (6.14)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{60500}{9,81 \cdot (83,00 - 4) \cdot 0,89} = 87,76 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta}, \quad (6.15)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{60500}{9,81 \cdot (83,70 - 4) \cdot 0,89} = 86,94 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m, \quad (6.16)$$

где m – количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 87,76 \cdot 1 = 87,76 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m, \quad (6.17)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 86,94 \cdot 1 = 86,94 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$Q_c = \frac{(V_{\text{по}} + V_{\text{пр}})}{T_{\text{ср}}}, \quad (6.18)$$

где $V_{\text{по}}$ - полезный объем водохранилища;

$V_{\text{пр}}$ - объем притока за время сработки (гидрограф маловодного года);

$T_{\text{ср}}$ - время сработки водохранилища до отметки УМО, в секундах.

$$Q_c = \frac{(0,00134 + 0,000665) \cdot 10^9}{36337} = 55,00 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c, \quad (6.19)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 732,87 - 87,76 - 55,00 = 590,11 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c, \quad (6.20)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 1002,22 - 86,94 - 55,00 = 860,28 \text{ м}^3/\text{с}.$$

6.2.3 Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы)

Зададимся диаметром водовыпускного отверстия $D = 2$ м.

Определим отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО:

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пола галереи}} + h_{\text{галереи}} + 3,0, \quad (6.21)$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = 282,00 + 3,0 + 3,0 = 288,00 \text{ м}.$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска H :

$$H = \frac{\text{НПУ} + \text{УМО}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}}, \quad (6.22)$$

$$H = \frac{310,00 - 309,77}{2} - 288,00 = 21,89 \text{ м}.$$

Определяем расход через отверстие:

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH}, \quad (6.23)$$

где μ – коэффициент расхода 0,8;

ω – площадь водовыпускного отверстия

$$\omega = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot \left(\frac{2}{2}\right)^2 = 3,14;$$

$$Q = 0,8 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 21,89} = 52,06 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{Q}, \quad (6.24)$$

$$n = \frac{55,00}{52,6} = 1,6.$$

Для пропуска воды через донные отверстия будет использовано 2 водопропускных отверстия.

6.2.4 Определение ширины водосливного фронта

Определяем удельный расход на рисберме:

$$q_p = V_h \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.25)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой;

V_h – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки $V_h = 5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$.

$$\text{УНБ} = f(Q_{\text{НБ}}) \text{ при } Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$$

$$h_{\text{НБ}} = 286,51 - 282,00 = 4,51 \text{ м.}$$

$$q_p = 5 \cdot 4,51 = 22,57 \text{ м}^2/\text{с.}$$

Определяем удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.26)$$

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 22,57 = 28,21 \text{ м}^2/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.27)$$

$$B = \frac{590,11}{28,21} = 20,92 \text{ м.}$$

Принимаем 7 пролётов шириной 3 метра ($n = 7$; $b = 3$ м;) Тогда расчетная ширина водосливного фронта равна 21 метр ($B = 21$ м.).

6.2.5 Определение напора на водосливе

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива,

сначала без учета сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02}

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.28)$$

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

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{590,11}{0,49 \cdot 3 \cdot 7 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,51 \text{ м.}$$

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.29)$$

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

ε - коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет, определяется по (2.19):

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \right] \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.30)$$

где b - ширина пролета;

n - число пролетов;

ξ_y - коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

ξ_0 - коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т.е. величины a , и от формы верховой грани быка, для полукруглого очертания 0,45.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left[\frac{0,7 + (7-1)0,45}{7} \right] \cdot \frac{5,51}{3} = 0,82.$$

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{147,6}{0,49 \cdot 0,82 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 7 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,29 \text{ м.}$$

Определение напора на водосливе:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.31)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(V_{\text{НПУ}} - V_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_b)}, \quad (6.32)$$

где δ_b - толщина быка $\delta_b = 3$ м.

$$V_0 = \frac{590,11}{(310 - 282) \cdot (21 + (7-1) \cdot 3)} = 0,54 \text{ м/с.}$$

$$H = 6,29 - \frac{1,13 \cdot 0,54^2}{2 \cdot 9,81} = 6,27 \text{ м.}$$

Назначаем $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м.}$

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}}, \quad (6.33)$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = 310,00 - 6 = 304,00 \text{ м.}$$

Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.

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

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.34)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{860,28}{0,49 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,09 \text{ м.}$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.35)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_{\text{у}} + (n-1)\xi_0}{n} \right] \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.36)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (7-1)0,45}{7} \right] \frac{7,09}{3} = 0,77.$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{860,28}{0,49 \cdot 0,77 \cdot 1 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,44 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g}, \quad (6.37)$$

$$V = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_{\text{Б}})}, \quad (6.38)$$

$$V = \frac{860,28}{(312,00 - 282,00)(21 + (7-1) \cdot 3)} = 0,74 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов}} = 8,44 - \frac{1,13 \cdot 0,79^2}{2 \cdot 9,81} = 8,00 \text{ м.}$$

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

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}}, \quad (6.39)$$

$$\nabla \text{ФПУ}_p = 304,00 + 8,00 = 312,00 \text{ м.}$$

Таким образом, $\nabla \text{ФПУ} = 312,00 \text{ м.}$

Очертание оголовка строится по координатам Кригера - Офицера, где координаты, представленные в таблице 6.3, перемножаются на $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м.}$ В дальнейшем по ним построим контур оголовка водосливной плотины представленный на рисунке 6.4.

Таблица 6.3 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива

x	y	x*	y*
0	0,126	0	0,756
0,1	0,036	0,6	0,216
0,2	0,007	1,2	0,042
0,3	0	1,8	0
0,4	0,006	2,4	0,036
0,5	0,027	3	0,162
0,6	0,06	3,6	0,36
0,7	0,1	4,2	0,6
0,8	0,146	4,8	0,876
0,9	0,198	5,4	1,188
1	0,256	6	1,536
1,1	0,321	6,6	1,926
1,2	0,394	7,2	2,364
1,3	0,475	7,8	2,85
1,4	0,564	8,4	3,384
1,5	0,661	9	3,966
1,6	0,764	9,6	4,584
1,7	0,873	10,2	5,238
1,8	0,987	10,8	5,922
1,8	0,987	10,8	5,922
1,9	1,108	11,4	6,648
2	1,235	12	7,41
2,1	1,369	12,6	8,214
2,2	1,508	13,2	9,048

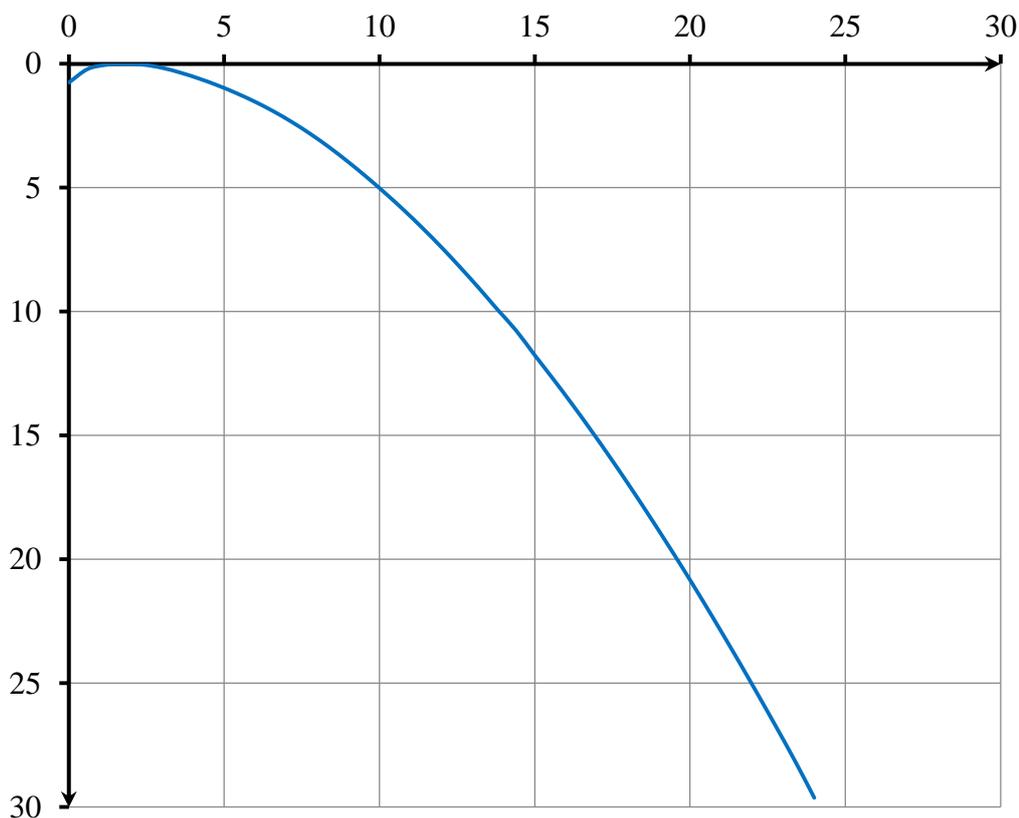


Рисунок 6.4 - Оголовок водосливной плотины

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст}, \quad (6.40)$$

$$\nabla_{ГБ} = 304,00 + 1,6 \cdot 6 = 314,00 \text{ м.}$$

Так как данная отметка выше выбранной ранее, поэтому в качестве отметки гребня плотины теперь будет использоваться данная отметка следовательно:

$$\nabla_{ГБП} = 314,00 \text{ м.}$$

6.3 Расчёт сопряжения потока в НБ

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}, \quad (6.41)$$

$$T_0 = 310,00 - 282,00 = 28,00 \text{ м.}$$

Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta)^2 \cdot g}}, \quad (6.42)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принять равным 1,1;
 δ – количество промежуточных бычков, $(n-1) \cdot \delta_B$;
 n – количество отверстий.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 15,13^2}{9,81}} = 2,95 \text{ м.}$$

Вычисляем отношение и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани:

$$\mathcal{E}_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}, \quad (6.43)$$

$$\mathcal{E}_{T_0} = \frac{28}{2,95} = 9,49.$$

Принято для плотины высотой свыше от 15м до 40м – средняя длина сливной грани: $\varphi = 0,95$.

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и \mathcal{E}_{T_0} определяем \mathcal{E}_c и \mathcal{E}''_c .

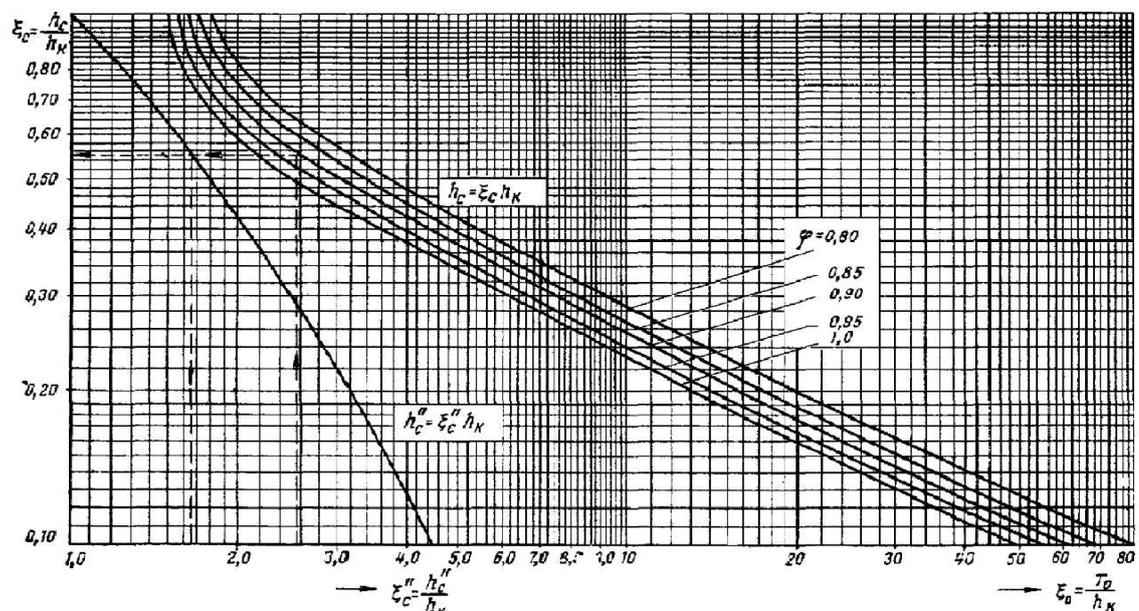


Рисунок 6.5 - График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней.

По графику определяем:

$$\mathcal{E}_c = 0,248.$$

$$\varepsilon''_c = 2,80.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр}, \quad (6.44)$$

$$h'_c = 2,95 \cdot 0,248 = 0,73 \text{ м.}$$

$$h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{кр}, \quad (6.45)$$

$$h''_c = 2,95 \cdot 2,8 = 8,26 \text{ м.}$$

$$h''_c = 8,26 \text{ м} > h_{НБ} = 4,51 \text{ м} - \text{в НБ отогнанный прыжок.}$$

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

Необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

Применим гашение избыточной энергии с помощью водобойной стенки.

Во всех случаях, даже если гасители не требуются, за водосливом устраивают водобой, чаще всего это бетонная или железобетонная плита.

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

$$\delta_b = 0,15 v_c \sqrt{h'_c}, \quad (6.46)$$

где v_c – скорость воды в сжатом сечении

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c}, \quad (6.47)$$

где ω_c – площадь потока в сжатом сечении;

$$\omega_c = h'_c \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_b), \quad (6.48)$$

Ширина водобойной плиты:

$$B_{пл} = (B + (n - 1) \cdot \delta_b), \quad (6.49)$$

$$v_c = \frac{590,11}{28,50} = 20,68 \text{ м/с.}$$

$$\delta_b = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 20,68 \cdot \sqrt{0,73} = 2,65 \text{ м.}$$

Принимают толщину плиты водобоя 2,7 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_b = (0,8 \div 1,0) l_{пр}, \quad (6.50)$$

где $l_{пр}$ – длина прыжка (горизонтальная проекция вальца)

$$l_{пр} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,26 - 0,73) = 37,41 \text{ м.}$$

$$l_b = 0,85 \cdot 37,41 = 31,79 \text{ м.}$$

Принята длина водобоя 32 м.

Рисберма на скальном основании представляет собой закрепленную в основании бетонную плиту. Основным предназначением является успокоение части энергии, которая не погасилась на водобое и стенке

Длина рисбермы $l_p=10$ м. Плита рисбермы имеет длину 5м и ширину 3м, дренажные отверстия диаметром 0,2 м по центру плиты.

Толщину рисбермы в начале принимаем равной 2,65 м, а в конце 1 м, закрепляем плиты рисбермы в скальное основание анкерами, под плитами предусматриваем обратный фильтр.

Расчёт водобойной стенки

Расчёт высоты водобойной стенки $h_{ст}$. проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом: рассчитывают высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h_c'' - H_{ст}, \quad (6.51)$$

где $H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой

$$H_{ст} = \left(\frac{q_c}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h_c'')^2}, \quad (6.52)$$

где σ - коэффициент запаса (примем 1,1);

m – коэффициент расхода водослива зависит от типа водослива, для водобойной стенки полигонального профиля примем $m = 0,35$;

q – удельный расход на водобое.

$$q = \frac{Q_p}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)}, \quad (6.53)$$
$$q = \frac{590,11}{21+(7-1) \cdot 3} = 15,13 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$H_{ст} = 4,41 \text{ м.}$$

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 8,26 - 4,41 = 4,68 \text{ м.}$$

После определения высоты стенки проверяем форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}}, \quad (6.54)$$

$$T_0 = 4,68 + 4,41 = 9,09 \text{ м.}$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{9,09}{2,95} = 3,08;$$

Принято для плотины высотой свыше от 15м до 40м – средняя длина сливной грани: $\varphi = 0,95$.

По графику М.Д. Чертоусова который представлен на рисунке 6.5 в зависимости от коэффициента скорости φ и \mathcal{E}_{T_0} определяем \mathcal{E}_c и \mathcal{E}''_c .

По графику определяем:

$$\mathcal{E}_c = 0,46.$$

$$\mathcal{E}''_c = 1,89.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,46 \cdot 2,95 = 1,8 \text{ м} \quad (6.55)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{\text{кр}} = 1,89 \cdot 2,95 = 5,58 \text{ м} \quad (6.56)$$

$$h''_c = 5,58 > h_{\text{нб}} = 4,51 \text{ м} \quad (6.57)$$

По произведенным расчетам видно, что прыжок за водобойной стенкой отогнанный, следовательно, за стенкой необходим еще один гаситель энергии в виде водобойной стенки.

Расчёт водобойной стенки

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{15,13}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 15,13^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 5,58)^2} = 4,22 \text{ м.}$$

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 5,58 - 4,22 = 1,92 \text{ м.}$$

Проверим сопряжение потока:

$$T_0 = 1,92 + 4,22 = 6,13 \text{ м.}$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{6,13}{2,95} = 2,08;$$

По графику М.Д. Чертоусова который представлен на рисунке 6.5 в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем \mathcal{E}_c и \mathcal{E}''_c .

По графику определяем:

$$\mathcal{E}_c = 0,6.$$

$$\mathcal{E}''_c = 1,51.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{кр} = 0,6 \cdot 2,95 = 1,77 \text{ м}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 1,51 \cdot 2,95 = 4,45 \text{ м}$$

$$h''_c = 4,45 < h_{нб} = 4,51 \text{ м}$$

По произведенным расчетам видно, что прыжок за водобойной стенкой затоплен, следовательно, гасители энергии за стенкой не требуются. Таким образом, в качестве гасителя энергии в НБ приняты две водобойные стенки с высотами $h_{ст1} = 4,68 \text{ м.}$ и с $h_{ст2} = 1,92 \text{ м.}$

Плиты имеют дренажные отверстия диаметром 0,25 м с шагом 4 м.

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию.

На первом этапе была принята ширина подошвы по формуле:

$$B = (\nabla_{НПУ} - \nabla_{под}) \cdot (0,67 \div 0,7), \quad (6.58)$$

$$B = (310 - 280) \cdot (0,67 \div 0,7) = 20,10 \div 21,00 \text{ м.}$$

Следовательно, ширина подошвы плотины равна $B_{\text{п}} = 21,00$ м. В ходе расчетов, для удовлетворения условиям прочности, подошва была увеличена до значения $B_{\text{п}} = 24,00$ м.

6.4.2 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления на подошву плотины.

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 4.1

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.59)$$

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

$$l_1 = (0,10 \div 0,25) \cdot 24,00 = 2,40 \div 11,85 \text{ м.}$$

Принимаю $l_1 = 3,75$

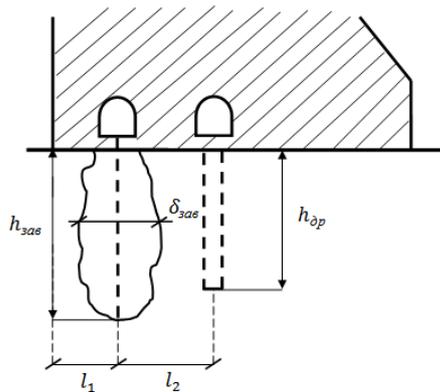


Рисунок 6.6 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}}, \quad (6.60)$$

где H_{max} – максимальный напор,

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}}, \quad (6.61)$$

где $\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}}$ – минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot (310,00 - 282,29) = 16,63 \text{ м.}$$

Принимаем высоту цементационной завесы равной 17,00 м.
Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h, \quad (6.62)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;
 $J_{\text{кр}} = 15$ – критический градиент для завесы;
 $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. Завесой в основании находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.63)$$

где H_d – полный фильтрационный напор, равный H_{max} ;
 H_{as} – напор на цементационной завесе.

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{\text{НПУ}}$, нижнего бьефа – $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$.

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем.завесой в основании (III класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4.$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15.$$

где H_{as} – напор на цем. завесе;
 H_{dr} – напор на дренаже.

Зная величину H_d , вычисляем из соотношений H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d, \quad (6.64)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 27,71 = 11,09 \text{ м.}$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d, \quad (6.65)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot 27,71 = 4,16 \text{ мм.}$$

Тогда:

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.66)$$

$$\Delta H = 27,71 - 11,09 = 16,62 \text{ м.}$$

И толщина цементационной завесы равна:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{16,63 \cdot 1,15}{25} = 0,765 \text{ м.}$$

Принимаем толщину цементационной завесы $\delta_{\text{зав}} = 0,8 \text{ м}$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}}, \quad (6.67)$$

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 16,63 = 9,98 \text{ м.}$$

6.4.3 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.

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

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}}, \quad (6.68)$$

$$B_{\text{бс}} = 3 + 3 = 6 \text{ м.}$$

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

6.4.4 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.

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

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,7 х 1 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5 х 1 м.

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

6.4.5 Галереи и дренаж в теле бетонных плотин

Отметка пола цементационной галереи располагается на уровне дна, принимаем отметку 282,00.

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 10 м, на отметках: 282,00 м, 295,00 м. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять из практических рекомендаций. С учетом работающей техники 2,5х3,0м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2,5х3,0м.

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.

Для снижения фильтрационного противодействия и во избежание вредного физико-химического и механического воздействия фильтрации воды в теле плотины устраивают дренаж. Он представляет собой систему вертикальных дрен круглого сечения.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.69)$$

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

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

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для III класса сооружения равен – 1,15;

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

$$H_{др} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}, \quad (6.70)$$

$$H_{др} = 310,00 - 282,00 = 28 \text{ м.}$$

$$a_{др} \geq \frac{28 \cdot 1,15}{25} = 1,27.$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 7,75 м из-за конструктивных особенностей.

6.4.6 Устои

На Сулёмской ГЭС предусмотрено 3 разделительных устоя.

Они располагаются между водосливной плотиной и секцией с донными водосбросами. Также между секцией с донными водосбросами и глухой правобережной грунтовой плотиной и между водосливной плотиной и глухой левобережной грунтовой плотиной. Также устоем от размыва защищается левый берег в нижнем бьефе.

6.4.7 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4,0 м, ширина пешеходной дорожки – 1,0 м, ширина путей козлового крана – 8,0 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 0,5 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 0,5 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 14,0 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при ∇ НПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе.

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

6.5.1 Вес сооружения

Площадь водосливной части плотины $S_{пл} = 300,97 \text{ м}^2$ (получено в программе Autocad).

Вес тела плотины приведенный к 1 п.м. водопропускной секции:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б}, \quad (6.71)$$

где $\rho_б$ – плотность бетона.

$$G_{пл} = \frac{300,97 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,5}{3+3} = 3690,68 \text{ кН/м}$$

Длина плеча силы веса тела плотины относительно середины расчетного сечения $r_{пл} = 4,18 \text{ м}$ (получено в программе Autocad).

Площадь быка $S_б = 459,67 \text{ м}^2$.

Вес быка, приведенный к 1 п.м. водопропускной секции

$$G_B = \frac{S_B \cdot \delta_B \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_B}, \quad (6.72)$$

$$G_B = \frac{459,67 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,5}{3+3} = 5636,64 \text{ кН/м.}$$

Длина плеча силы веса быка относительно середины расчетного сечения $r_6 = 5,47$ м.

Вес затвора:

$$G_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.73)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b, \quad (6.74)$$

$$f = (312,00 - 304,00 + 0,5) \cdot 3 = 25,5 \text{ м}^2,$$

$$G_3 = 0,055 \cdot 25,5 \cdot \sqrt{25,5} \cdot 9,81 = 69,48 \text{ кН/м.}$$

Приведенный к 1 п.м. водопропускной секции вес затвора:

$$q_3 = \frac{G_3}{b + \delta_B}, \quad (6.75)$$

$$q_3 = \frac{69,48}{3+3} = 11,58 \text{ кН/м.}$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Значение равнодействующей горизонтального давления.

Со стороны ВБ:

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД})^2}{2}, \quad (6.76)$$

$$T_B = \frac{9,81 \cdot (310,00 - 280,00)^2}{2} = 4414,50 \text{ кН.}$$

Значение плеча равнодействующей горизонтального давления со стороны ВБ относительно точки 0:

$$r_{T_B} = \frac{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{Под})}{3}, \quad (6.77)$$

$$r_{T_B} = \frac{(310,00 - 280,00)}{3} = 10 \text{ м.}$$

Со стороны НБ

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot (\nabla_{УНБ} - \nabla_{Под})^2}{2}, \quad (6.78)$$

$$T_H = \frac{9,81(282,29 - 280,00)^2}{2} = 25,66 \text{ кН.}$$

Значение плеча равнодействующей горизонтального давления со стороны НБ относительно точки 0:

$$r_{T_H} = \frac{(\nabla_{УНБ} - \nabla_{Под})}{3}, \quad (6.79)$$

$$r_{T_H} = \frac{(282,29 - 280,00)}{3} = 0,762 \text{ м.}$$

6.5.3 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную напорную грань на уровне дна:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \cdot \left(45 - \frac{\varphi_H}{2}\right), \quad (6.80)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

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

φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 21$;

$$p_H = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2}\right) = 9,81 \text{ кПа,}$$

Равнодействующая давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2}, \quad (6.81)$$

$$E_H = \frac{9,81 \cdot 2}{2} = 9,81 \text{ кН.}$$

Значение плеча равнодействующей наносов относительно точки 0:

$$r_H = \nabla_{\text{дна}} - \nabla_{\text{под}} + \frac{\nabla_{\text{наносов}} - \nabla_{\text{дна}}}{3}, \quad (6.82)$$

$$r_H = 282,00 - 280,00 + 0,66 = 2,67 \text{ м.}$$

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

$$W_{\text{взв}} = (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) \cdot B \cdot \gamma_B, \quad (6.83)$$

$$W_{\text{взв}} = (282,29 - 280,00) \cdot 24,00 \cdot 9,81 = 531,80 \text{ кН.}$$

6.5.4 Сила фильтрационного давления

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{ф}} \cdot \gamma_B, \quad (6.84)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления, равная 101,43 м².

$$W_{\text{ф}} = 101,43 \cdot 9,81 = 995,07 \text{ кН/м.}$$

6.5.5 Давление грунта

В точке на верхней границе слоя грунта боковое давление грунта с учетом пригруза его весом наносов:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.85)$$

$$p'_{\text{гр}} = 24 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{31}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{31}{2} \right) = -63,87 \text{ кПа}$$

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

$$p_{\text{гр}}'' = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \quad (6.86)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_{в}, \quad (6.87)$$

$$\gamma_{гр} = 24 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,64 \text{ кН/м}^3,$$

$$h_{гр} = \nabla_{дно} - \nabla_{под}, \quad (6.88)$$

$$h_{гр} = 282,00 - 280,00 = 2 \text{ м},$$

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (10 \cdot 2 + 16,64 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{31}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{31}{2} \right) = \\ &= -57,44 \text{ кПа}. \end{aligned}$$

Так как боковое давление грунта по всей высоте имеет отрицательные значения следует следующий вывод: активное давление грунта на плотину отсутствует.

6.5.6 Волновое воздействие

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

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \gamma_{в} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.89)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 9,81 \cdot 0,78 \cdot \left(\frac{8,26}{3,14} + \frac{0,23}{2} \right) = 10,51 \text{ кН/м}$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,78$ м;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 8,26$ м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d}, \quad (6.90)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot 0,78^2}{8,26} = 0,23 \text{ м}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}, \quad (6.91)$$

$$y_c = \frac{8,26}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,78 = 1,023 \text{ м}.$$

6.6 Оценка прочности плотины

Обеспечение надежности системы «сооружение-основание» должно обосновываться результатами расчетов по методу предельных состояний их прочности (в том числе фильтрационной), устойчивости, деформаций и смещений.

Расчеты необходимо производить по двум группам предельных состояний:

по первой группе - потеря несущей способности и (или) полная непригодность сооружений, их конструкций и оснований к эксплуатации;

по второй группе - непригодность к нормальной эксплуатации, проводят расчеты местной прочности оснований и сооружений, перемещений и деформаций, образования или раскрытия трещин и строительных швов и др.

Расчет прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы. Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Для удобства расчетов составляется таблица 13.1, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 13.1 – Основные нагрузки на плотину

№	Обозначение силы			Направление	Основной случай		
				силы	Сила, кН		
п/п							
1	2		3	4	5	6	7
1	Тв, кН	4414,500	1	→	4414,500	10,000	44145,000
2	Тн, кН	25,662	1	←	25,662	0,762	19,555
3	Wв	0,000	1	↓	0,000		0,000
4	Wн	2,443	1	↓	2,443	11,291	27,580
5	Gб, кН/м	5636,642	0,95	↓	5354,810	5,470	29290,810
6	Gпл, кН/м	3690,681	0,95	↓	3506,147	4,179	14652,190
7	Wвзв, кН	531,795	1	↑	531,795	0,000	0,000
8	Wф	995,068	1	↑	995,068	6,603	6570,431
9	Ен, кН	9,806	1,2	→	11,767	2,667	31,383
10	Еа, кН	0,000	1,2	→	0,000		0,000
11	Епас, кН	63,049	0,8	←	50,439	0,667	33,643
12	Wволн	10,507	1	→	10,507	28,206	296,353
14	qз, кН/м	11,580	0,9	↓	10,422	10,719	111,709
					7344,516		6907,680

$$\sum N = G_{пл} + G_{б} + q_{з} - W_{вз} - W_{ф} + W_{н} \quad (6.92)$$

$$\sum N = 5354,81 + 3506,15 + 10,42 - 531,79 - 995,07 + 2,44 = 7344,5 \text{ кН}$$

Сумма моментов вычисляется с учетом знаков:

$$\sum M = 6907,68 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины у подошвы плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2}, \quad (6.93)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{7344,52}{24,00} + \frac{6 \cdot (6907,68)}{24,00^2} = -236,11 \text{ кПа},$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 $B_{под}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.94)$$

$$\sigma_x^u = 9,81 \cdot (310,00 - 280,00) = -294,30 \text{ кПа},$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа, 30 м;
 $m_u = \operatorname{tg} \alpha$ – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью, 0.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа}, \quad (6.95)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.96)$$

$$\sigma_1^u = -236,11 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 30 \cdot 0^2 = -236,11 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.97)$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 30 = -294,30 \text{ кПа}.$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2}, \quad (6.98)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{7344,52}{24,00} + \frac{6 \cdot 6907,68}{24,00^2} = -383,68 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.99)$$

$$\sigma_x^t = -383,68 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 2,29 \cdot (1 - 0,78^2) = -242,22 \text{ кПа}.$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;
 $m_t = 0,78$ – тангенс угла между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.100)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 2,29 - 383,68) \cdot 0,78 = 281,77 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.101)$$

$$\sigma_3^t = -383,68 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 2,29 \cdot 0,78^2 = -603,46 \text{ кПа}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t, \quad (6.102)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 2,29 = -22,44 \text{ кПа}.$$

Таблица 6.5 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Верховая грань	-236,11	-294,30	0,00	-236,11	-294,30
Низовая грань	-383,68	-242,22	281,77	-22,44	-603,46

6.6.1 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (6.103)$$

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

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

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

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c}, \quad (6.104)$$

$$R_b \geq \frac{1,1 \cdot 1 \cdot |-228,73|}{0,95} = 340,77 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

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

$$340,77 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 2520 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Условие выполняется.

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.105)$$

$$\sigma_y^u = -294,30 \text{ кПа.}$$

Следовательно, условие выполняется.

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u \quad (6.106)$$

$$294,30 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 30 = 73,58 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Плотина удовлетворяет всем условиям прочности.

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6.2 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 устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.107)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения=1,15;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок=1;

γ_c – коэффициент условий работы=0,9;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (W_H + G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot tg\phi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot B, \quad (6.108)$$

где $\phi = 35$ – угол внутреннего трения для грунта основания;

$c = 70 \text{кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$tg\phi$ – физико-механические характеристики грунтов.

$$R = (5354,81 + 3506,15 - 531,79 - 995,07 + 10,42 + 2,44) \cdot tg31^\circ + 50,44 + 70 \cdot 24,00 = 5808,60 \text{кН/м.}$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H, \quad (6.109)$$

$$F = 4414,50 - 25,66 + 10,51 + 11,77 = 4411,11 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

$$\frac{5808,60 \cdot 0,90}{4411,11 \cdot 1} = 1,19 \geq 1,15.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости. Значит, плотина устойчива на сдвиг.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Сулемского ГУ

7.1 Общие сведения о районе строительства

Сулемская ГЭС расположена у поселка Сулем Свердловской области на впадении реки Сулем в реку Чусовую.

Сулем – река, в России, протекает по территории Свердловской области в районе Висимского государственного природного заповедника, и является притоком реки Чусовой. Длина реки – 87км, а площадь водосборного бассейна – 609 км².

Река Сулем начинается на склоне водораздельного хребта Весёлые горы, течёт с юго – востока на северо – запад, в среднем течении поворачивая на запад, и впадает в реку Чусовую возле села Сулем. Река спокойная, с отдельными перекатами. Сулем имеет хорошо зарегулированный сток. В весеннее половодье вода поднимается в верховьях на 1 м, в низовьях на 3– 4 м. Ледостав в низовьях Сулема – в конце октября; богатые родниками верховья под толстым слоем снега местами не замерзают совсем.

Питание река имеет смешанное, к основным источникам питания относятся снеговое и питание от притоков, но верховья реки подпитываются от дождей и подземных вод.

Рассматриваемая территория относится к территориям с континентальным климатом. Зима здесь холодная, продолжительная. Средняя температура января на равнинах зауралья от –20 °С на севере до –15 °С на юге. Лето умеренно теплое, на юго-востоке области жаркое, средняя температура июля от +16 °С на севере до +19 °С на юго-востоке. Осадков от 350 мм в год на юго-востоке до 500 мм на севере и 600 мм в горах.

В месте размещения створа залегает плотная скальная порода – глинистый известняк.

Основными источниками загрязнения реки Сулем в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Растительность в районе строительства Сулемской ГЭС богата разными видами деревьев и кустарников, среди которых в больших количествах встречаются: сосна, береза, лиственница, ель, пихта, вишня степная. Помимо этого большое разнообразие трав.

В свердловской области обитает 66 видов млекопитающих, 254 вида птиц, 6 видов рептилий и 9 видов амфибий. К охотничьим ресурсам отнесены

79 видов животных, из них млекопитающих – 30, птиц – 49 видов. Фауна млекопитающих Среднего Урала несет преимущественно лесной характер. Виды животных, характерные для зональных тундр, отсутствуют.

Водные биологические ресурсы реки Сулем на участке строительства Сулемской ГЭС представлены следующими видами: голяк, плотва, пескарь, елец, щука, голавль, хариус и налим. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Сулем на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в реку необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Сулемской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Сулемского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- Выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- Отсыпка перемычек;
- Подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- Расчистка и планировка территории;
- Возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства 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:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Сал в нижнем бьефе Сальского гидроузла;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.036- 2009 «Гидроэлектростанции водохранилища ГЭС основные правила проектирования и строительства нормы и требования» 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.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036- 2009 «Гидроэлектростанции водохранилища ГЭС основные правила проектирования и строительства нормы и требования», в соответствии с которыми:

- Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.
- Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.
- Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.
- Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

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

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.
- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.
- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.
- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.
- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период.

Организационные мероприятия:

- Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- Организация и проведение производственного экологического контроля;

Санитарно-технические мероприятия:

- Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;
- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

7.5 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:

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, м³ (224186 м³);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{224186 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 10088 \text{ т}.$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

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

где N – количество арматуры, т (9000 т);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{9000 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 180 \text{ т}.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 10088 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 180 т отходов черных металлов в виде металлических обрезков разной массы. 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.

7.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Сулемской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

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

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

- Регулирование водного режима;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

8 Противопожарная безопасность и охрана труда

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Сулемская ГЭС, согласно проекту, относится к 3 классу безопасности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатации является обеспечение безопасности и создании условия для бесперебойной работы основного технологического оборудования ГЭС. Сведения о гидротехнических сооружениях Сулемской ГЭС после окончания их возведения вносятся в Российский регистр гидротехнических сооружений после утверждения декларации безопасности гидротехнического сооружения.

В соответствие с федеральным законом "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ 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;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

В процессе строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений Сулемского гидроузла необходимо выполнять следующие требования для обеспечения их безопасности, в соответствии федеральным законом от 28.12.2013 N 445-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений»:

- обеспечить техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;
- обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнических сооружений, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе

деятельности, связанной со строительством и эксплуатацией объектов ниже и выше гидротехнического сооружения;

- обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения, а также правил его эксплуатации, требования к содержанию которых устанавливаются федеральными органами исполнительной власти в соответствии с их компетенцией;

- развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;

- систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;

- обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;

- создавать финансовые и материальные резервы, предназначенные для ликвидации аварии гидротехнического сооружения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации для создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- организовывать эксплуатацию гидротехнического сооружения в соответствии с разработанными и согласованными с федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, правилами эксплуатации гидротехнического сооружения и обеспечивать соответствующую обязательным требованиям квалификацию работников;

- создавать и поддерживать в состоянии готовности локальные системы оповещения;

- содействовать федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, в реализации их функций;

- совместно с органами местного самоуправления информировать население о вопросах безопасности гидротехнических сооружений;

- финансировать мероприятия по эксплуатации гидротехнического сооружения, обеспечению его безопасности, а также работы по предотвращению и ликвидации последствий аварий гидротехнического сооружения;

- заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

- осуществлять капитальный ремонт, реконструкцию, консервацию и ликвидацию гидротехнического сооружения в случае его несоответствия обязательным требованиям;
- обеспечивать внесение в Регистр сведений о гидротехническом сооружении;
- обеспечивать проведение аттестации работников по безопасности ГТС в случаях, предусмотренных ФЗ.

Работники в целях подтверждения знания обязательных требований к обеспечению безопасности ГТС обязаны не реже одного раза в пять лет проходить аттестацию по вопросам безопасности ГТС. Аттестация работников по безопасности ГТС проводится в объеме требований необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей.

8.2 Пожарная безопасность

Для обнаружения и выдачи сигнала о пожаре Сулемская ГЭС снабжена системой пожаротушения и пожарной сигнализации, которая выявляет, оповещает и локализует пожар трансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

В соответствии с ГОСТ Р 55260.4.1-2013, основными принципами предупреждения пожаров и их распространения на объектах гидроэнергетики являются:

- установка пожароопасного оборудования в отдельных помещениях или на открытых площадках;

- применение устройств защиты производственного оборудования, исключающих выход горючих веществ в объем помещения, или устройств, исключающих образование в помещении горючей среды;
- применение электрооборудования соответствующего классу пожарной категории;
- применение в конструкции быстродействующих средств защитного отключения электроустановок и других устройств, приводящих к появлению источников зажигания;
- применение устройств, исключающих возможность распространения пламени из одного объема в смежный;
- системы обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре должны обеспечить автоматическое обнаружение пожара за время, необходимое для включения систем оповещения о пожаре, в целях организации безопасной эвакуации людей;
- здания ГЭС и ГАЭС должны быть оснащены автоматическими установками пожаротушения.

Объектами водяного пожаротушения также являются: высоковольтные кабельные сооружения; станционное маслохозяйство; подпультные, подщитовые помещения. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от электрических защит защищаемого объекта.

Гидрогенераторы мощностью более 0,5 МВА должны быть оборудованы автоматической системой выявления пожара и пожаротушения распыленной водой. Система пожаротушения приводится в действие, как с сигнала релейной защиты автоматически, так и существует возможность приведения её в действия при помощи ручного управления. Система пожаротушения гидрогенератора Сулемской ГЭС представлена из следующего оборудования: кольцевые трубопроводы с разбрызгивателями, которые под большим давлением подают воду на генератор со стороны лобовых частей, датчики пожаротушения, которые должны подавать информацию о месте пожара и состоянии противопожарного оборудования на центральный пульт управления, подводящие трубы в пределах шахты генератора и быстродействующие запорные устройства. В самой системе подвода воды необходимо, чтобы был постоянный контроль давления воды, как в основном, так и в резервном источнике. Автоматическое срабатывание пожаротушения происходит только по факту срабатывания релейной защиты (это продольная или поперечная дифференциальная защиты) и не менее двух пожарных извещателей, после чего происходит отключение генератора со всех сторон, релейная защита обеспечит отключение выключателей, снятие напряжения. По факту отсутствия напряжения на главных выводах формируется сигнал на центральный пульт управления.

При ручном режиме работы автоматической установки управление выполняется кнопками управления с шкафа пожарного запорного устройства (ПЗУ), в таком случае команды от устройства дистанционного управления игнорируются, также как и команды при срабатывании дифференциальной

защиты генератора, поскольку при ложном срабатывании обмотка гидрогенератора увлажнится, после чего восстановление займет долгий срок.

Силовые трансформаторы на ГЭС мощностью от 63 МВА и классом напряжения от 110 кВ и выше являются главными объектами пожарной безопасности, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Число оросителей определяется типом трансформатора и площадью поверхности трансформатора. Обычно принимается расход 0,2 л/сек на 1 м².

Возможно возникновение такой ситуации, когда при пожаре нарушается плотность элементов конструкции трансформатора, и в этом случае масло может разлиться по поверхности смешиваясь с водой, применяемой при тушении пожара. В этом случае должны предусматриваться специально установленные емкости, куда должна сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается равной объему масла в наибольшем из трансформаторов и 30-минутному расходу воды на пожаротушение. Вода, поступившая в маслосборник, сливается в НБ, а отделенное масло задерживается, а затем сливается в масляное хозяйство ГЭС. Пуск системы пожаротушения трансформатора осуществляется дифференциальными и газовыми защитами - сблокированными со специальными устройствами обнаружения пожара. Кроме того, используется газовая защита трансформатора, которая включает систему пожаротушения только поврежденной фазы.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит:

- при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений;
- известить руководство гидроэлектростанции;
- обесточить электрооборудование в зоне пожара;
- выдать письменный допуск для тушения пожара;
- организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

В соответствии с СТО 70238424.27.140.012-2011, на Сулемской ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

8.3 Охрана труда

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и вспомогательного оборудования должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда. Непрерывный контроль технического состояния гидрогенераторов осуществляется для заблаговременного выявления нарушений безопасной эксплуатации и нормальной работы технологического процесса и принятия решений по устранению недостатков.

На Сулемской ГЭС должна быть организована и проводиться работа с персоналом в отношении работников, относящихся к следующим категориям:

- административно-технический персонал;
- диспетчерский персонал;
- оперативный персонал;
- оперативно-ремонтный персонал;
- ремонтный персонал;
- вспомогательный персонал.

Работники, относящиеся к электротехническому и электротехнологическому персоналу, а также должностные лица, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности

при эксплуатации электроустановок, специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки, должны пройти проверку знаний требований правил и других требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Требования Правил, установленные для работников из числа электротехнического персонала, являются обязательными и для работников из числа электротехнологического персонала.

Группа I по электробезопасности распространяется на неэлектротехнический персонал (не относящийся к электротехническому и электротехнологическому персоналу). Перечень должностей, рабочих мест, требующих отнесения производственного персонала к группе I по электробезопасности, определяет руководитель организации (обособленного подразделения). Персоналу, усвоившему требования по электробезопасности, относящиеся к его производственной деятельности, присваивается группа I по электробезопасности с оформлением в журнале, который должен содержать фамилию, имя, отчество работника, его должность, дату присвоения группы I по электробезопасности, подпись проверяемого и проверяющего. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Присвоение I группы по электробезопасности проводится работником из числа электротехнического персонала, имеющего группу III по электробезопасности или специалистом по охране труда, имеющим группу IV по электробезопасности или выше, назначенным распоряжением руководителя организации.

Группу III по электробезопасности разрешается присваивать работникам только по достижении 18-летнего возраста.

При поступлении на работу (переводе на другой участок работы, замещении отсутствующего работника) работник при проверке знаний должен подтвердить имеющуюся группу по электробезопасности применительно к новой должности и к оборудованию электроустановок на новом участке.

При переводе работника, занятого обслуживанием электроустановок напряжением ниже 1000 В, на работу по обслуживанию электроустановок напряжением выше 1000 В, работнику нельзя присвоить начальную группу по электробезопасности выше III.

Должностные лица, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, должны иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

Специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки организаций потребителей электроэнергии, должны иметь группу IV по электробезопасности, их производственный стаж (не обязательно в электроустановках) должен быть не менее 3 лет.

Специалисты по охране труда субъектов электроэнергетики, контролирующие электроустановки, должны иметь группу V по электробезопасности и допускаются к выполнению должностных обязанностей в порядке, установленном для электротехнического персонала.

Работник обязан соблюдать требования Правил, инструкций по охране труда, указания, полученные при целевом и других инструктажах.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении о проверке знаний правил работы в электроустановках.

К специальным работам в электроустановках относятся:

- работы на высоте;
- работы без снятия напряжения с электроустановки, выполняемые с прикосновением к токоведущим частям, находящимся под рабочим напряжением, или на расстоянии от этих токоведущих частей менее допустимого (далее - работы под напряжением на токоведущих частях);
- испытания оборудования повышенным напряжением (за исключением работ с мегаомметром);
- работы, выполняемые со снятием рабочего напряжения с электроустановки или ее части с прикосновением к токоведущим частям, находящимся под наведенным напряжением более 25 В на рабочем месте или на расстоянии от этих токоведущих частей менее допустимого (далее - работы под наведенным напряжением).

Ремонт генератора начинается с оформления наряда. При выводе генератора в ремонт производится допуск бригады к работе согласно наряду.

Выдавать наряд-допуск разрешается на срок не более 15 календарных дней со дня начала работы. Наряд-допуск разрешается продлевать 1 раз на срок не более 15 календарных дней. При перерывах в работе наряд-допуск остается действительным.

При выполнении работ под напряжением на токоведущих частях электроустановок наряд-допуск выдается на срок не более 1 календарного дня (рабочей смены). При необходимости выполнения работ под напряжением в последующие дни (рабочую смену) оформляется новый наряд-допуск.

Продлевать наряд-допуск имеет право работник, выдавший наряд-допуск, или другой работник, имеющий право выдачи наряда-допуска на работы в данной электроустановке.

Разрешение на продление наряда-допуска передается по телефону, радио или с нарочным допускающему, ответственному руководителю работ, производителю работ или наблюдающему (в случае если ответственный руководитель работ и производитель работ не назначаются). В этом случае допускающий, ответственный руководитель работ, производитель работ или наблюдающий за своей подписью указывает в наряде фамилию и инициалы работника, продлившего наряд-допуск.

Наряды-допуски, работы по которым полностью закончены, должны храниться в течение 1 года, после чего могут быть уничтожены. Если при выполнении работ по нарядам-допускам имели место аварии, инциденты или

несчастные случаи, эти наряды-допуски следует хранить в архиве организации вместе с материалами расследования.

Наряд-допуск фиксируется в журнале учета при допуске бригады на рабочее место оперативным персоналом, в чью зону ответственности оперативно-технологического управления входит это рабочее место. Записи по закрытию наряда-допуска, хранению наряда-допуска и ликвидации также возлагаются на этот оперативный персонал.

Статор после вывода ротора освещается подвешенной гирляндой на 220 В или переносными осветительными лампами напряжением не выше 12 В.

Перемещение крупных узлов и деталей генераторов в машинном зале над действующим оборудованием должно производиться рабочими, имеющими право на такелажные работы, под руководством мастера или руководителя ремонта.

Перед производством газо-электросварочных работ на роторе или статоре следует оформить разрешение на выполнение работ с огнем, а места работ укомплектовать углекислотными огнетушителями и асбестовым полотном. Одновременная работа на верхних и нижних головках обмотки статора должна проводиться в разных местах, но окружности статора.

При нагреве ротора на монтажной площадке постоянным током устанавливается ограждение с предупреждающими плакатами. Место проведения электрических испытаний должно быть ограждено, установлены предупреждающие плакаты и назначены наблюдающие.

Запрещается производить работы на неостановленном генераторе; находиться под перемещаемым грузом; курить и пользоваться открытым огнем вблизи мест окраски и промывки деталей растворителями; выполнять работы с помощью не предназначенных для этого приспособлений.

На Сулемской ГЭС должны быть созданы и поддерживаться в функционировании помещения для проведения работы с персоналом (технические кабинеты, учебные классы, полигоны, центры (пункты) тренажерной подготовки), обеспечено оснащение их необходимыми средствами обучения, в том числе программно-техническими средствами, создана и поддерживаться в актуальном состоянии в бумажном и (или) электронном виде техническая библиотека.

9 Технико-экономическое обоснование

9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1.1 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.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2031	2032	2033	2034	2035
Установленная мощность	МВт	121	121	121	121	121
Число часов использования установленной мощности	Часы	3500	3500	3500	3500	3500
Выработка электроэнергии	МВт·ч	332400,0	332400,0	332400,0	332400,0	332400,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	3324	3324	3324	3324	3324
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	325882	325882	325882	325882	325882
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1543,66	1571,33	1599,37	1627,78	1657,68
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	111,68	113,68	115,71	117,77	119,93
НДС к выручке	млн.руб	17,0	17,3	17,7	18,0	18,3

Данные, полученные в результате расчётов представлены в таблице 9.1, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано, прежде всего, с ростом тарифов на электроэнергию.

9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

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 средне-срочную 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 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы по гидроузлу

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	94,02
Прочие	493,6	59,71
Итого по ГЭС		153,73

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

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 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	13,04
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт·ч	1,16
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,32
Итого		14,52

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 представлены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Амортизационные отчисления, млн.руб.	73,81	78,25	98,11	99,92	99,92
Расходы на страхование, млн.руб.	92,14	100,00	152,38	149,86	147,34
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	153,73	153,73	153,73	153,73	153,73
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	11,85	12,86	19,59	19,27	18,94
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	14,52	14,52	14,52	14,52	14,52
Налог на воду, млн.руб.	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02
Итого, млн.руб.	351,06	364,38	443,35	442,32	439,47

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 на рисунке 9.1 в виде диаграммы.

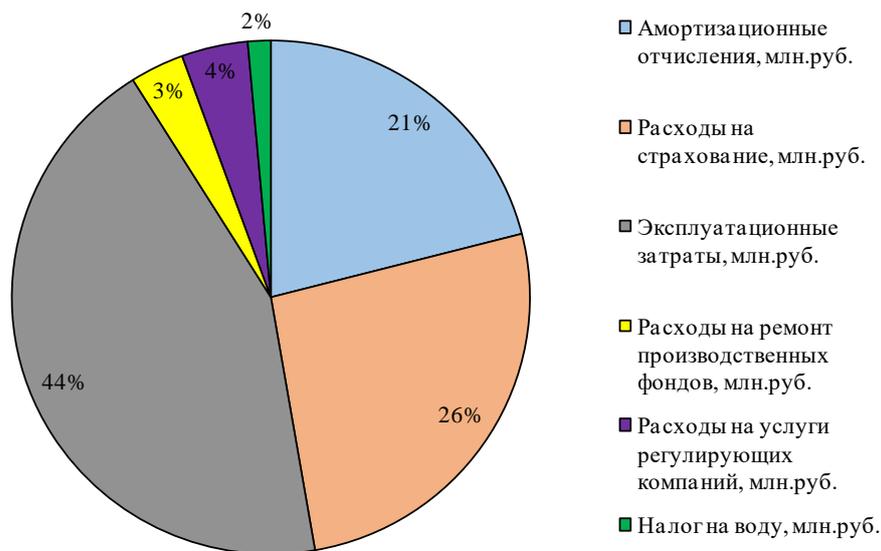


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 9.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 9.5 вывод. Эксплуатационные затраты занимают лидирующую позицию (44 %), а за ними идут расходы на страхование (26 %) и амортизационные отчисления (21 %). Расходы на услуги регулирующих компаний, расходы на ремонт производственных фондов и налог на воду занимают незначительную часть производственных затрат.

9.1.3 Налоговые расходы

Отток денежных средств после завершения строительства определяется налоговыми расходами.

Были представлены такие налоги: Налог на прибыль (20%), НДС (20%), взносы в социальные фонды (34%), налог на имущество (2,2%) и налог на воду (4,8%).

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	208,06	208,42	215,90	230,30	240,58
НДС, млн.руб.	89,47	23,26	113,42	292,57	297,89
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	9,16	9,20	9,23	9,27	9,31
Налог на имущество, млн.руб.	89,06	115,90	133,68	129,28	127,08
Итого, млн.руб.	395,74	356,77	472,24	661,42	674,86

Основное место по количеству отчисляемых средств занимают налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Налоговые расходы составляют значительную часть расходов ГЭС.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Выручка (нетто), млн.руб.	1366,54	1389,89	1414,59	1439,62	1464,99
Текущие расходы, млн.руб.	351,06	364,38	443,35	442,32	439,47
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1361,53	1384,88	1409,57	1434,60	1459,97
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	1016,00	1045,45	1030,74	1087,36	1159,09
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	203,20	209,09	206,15	217,47	231,82
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	812,80	836,36	824,59	869,89	927,27
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

До 2027 года прибыль отсутствует, так как в первые годы строительства ГЭС происходит огромный вклад бюджета в оборудование, строительные материалы, наем работников и приобретение рабочих машин. Начиная с 2028 года начинается резкий скачок прибыли, с нашего проекта, так как мы установили первый гидроагрегат и начали производить и продавать электрическую энергию. Затем в связи затратами на установку второго гидроагрегата наблюдается уменьшение поступающей прибыли. С 2032 года снижается, основные вложения в работы по установке второго гидроагрегата и прибыль начинает постоянно увеличиваться. Это говорит о том, что в строительство ГЭС, начиная с 2032 года, не вкладывается огромных денег, чтобы повлиять на ее прибыль.

График с укрупненными этапами реализации проекта представлен в приложении Д на рисунке Д.1.

9.3 Оценка инвестиционного проекта

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

9.3.1 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.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Сулемской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - РВ, мес	161
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	606,36
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,18
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,38
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,34
Удельные капиталовложения, руб/Квт	63016,5

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит 606,36 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,34 руб./кВт·ч.

Показатель чистого приведенного дохода является положительным, что говорит об эффективности проекта, индекс прибыльности показывает, что вложенные средства смогут окупиться и увеличиться на 18 %. Период окупаемости 161 месяц, такой срок обусловлен высокими начальными затратами на строительство, но этого не стоит пугаться так как прибыль с проекта будет колоссальной в связи с электродифицитом района строительства. Себестоимость электрической энергии и удельные капиталовложения находятся на приемлемом уровне.

9.3.3 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, величины которых представлены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2030	2031	2032	2033	2034
В федеральный бюджет, млн.руб	212,46	306,69	240,88	338,55	532,14
В региональный бюджет, млн.руб	76,64	89,06	115,90	133,68	129,28
Итого налоговых поступлений, млн.руб	294,13	400,76	361,79	477,25	666,43

Строительство Сулемской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. Большой объем поступлений в региональный бюджет можно будет использовать для развития региона. Стоит отметить, что с момента начала производства электроэнергии поступления в бюджеты значительно увеличатся.

9.4 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:

- Цена сбыта представлена на рисунке 9.2;
- Ставка дисконтирования представлена на рисунке 9.3;
- Ставка налогов представлена на рисунке 9.4.

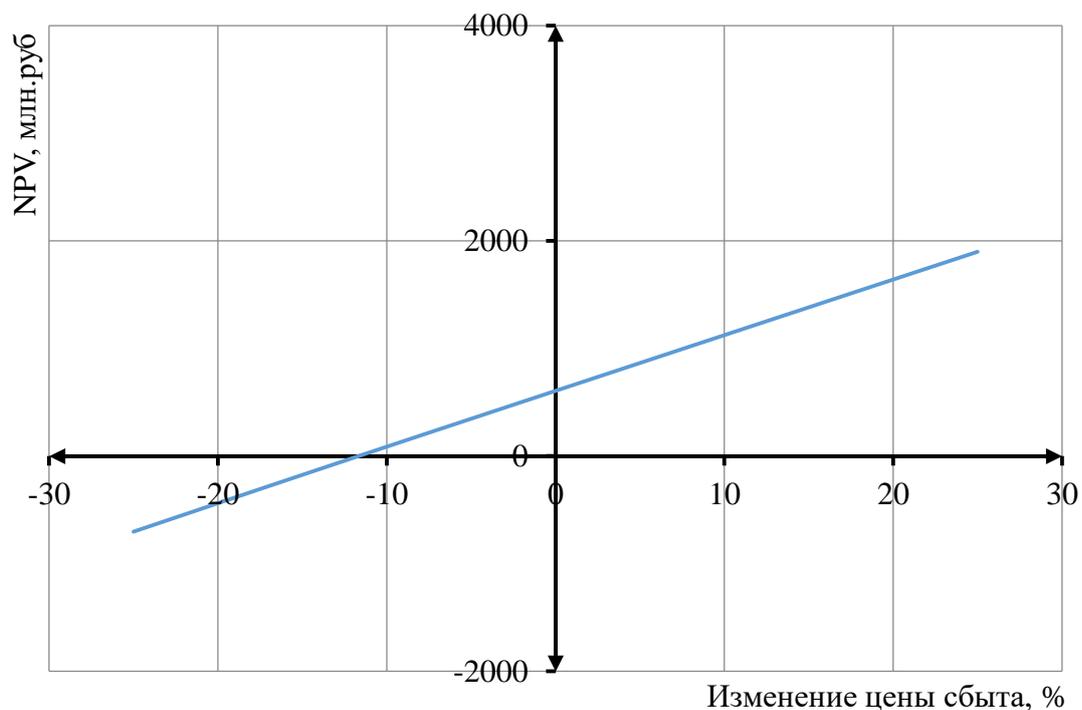


Рисунок 9.2 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

График показывает, что при увеличении цены сбыта увеличивается (NPV).

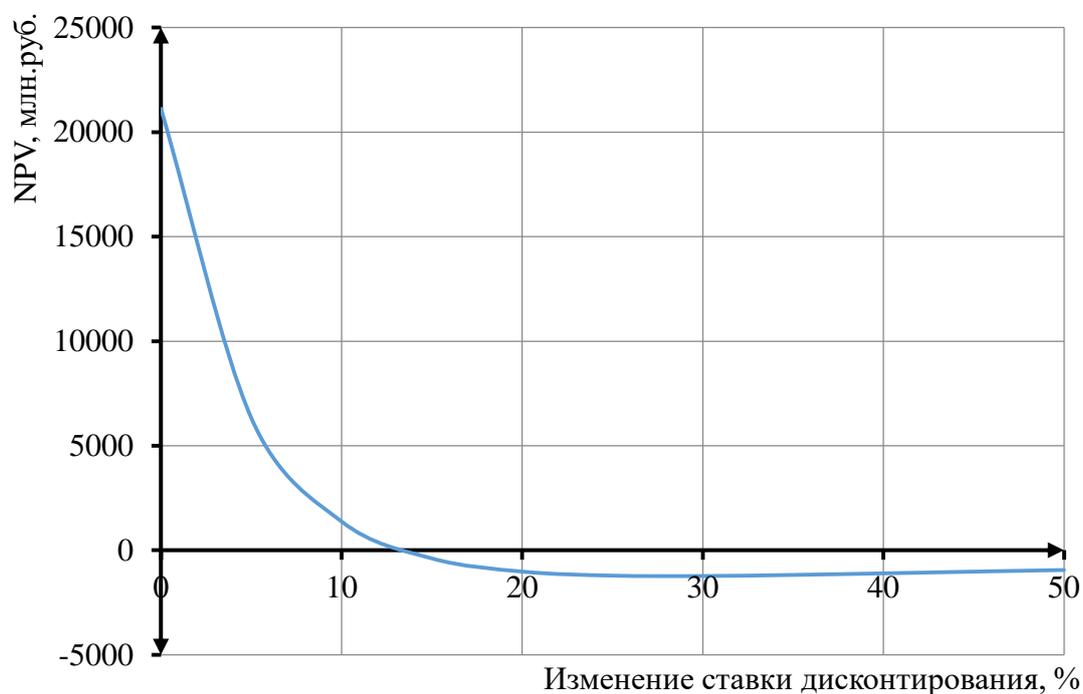


Рисунок 9.3 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График показывает, что уменьшение NPV происходит из-за увеличения ставки дисконтирования.

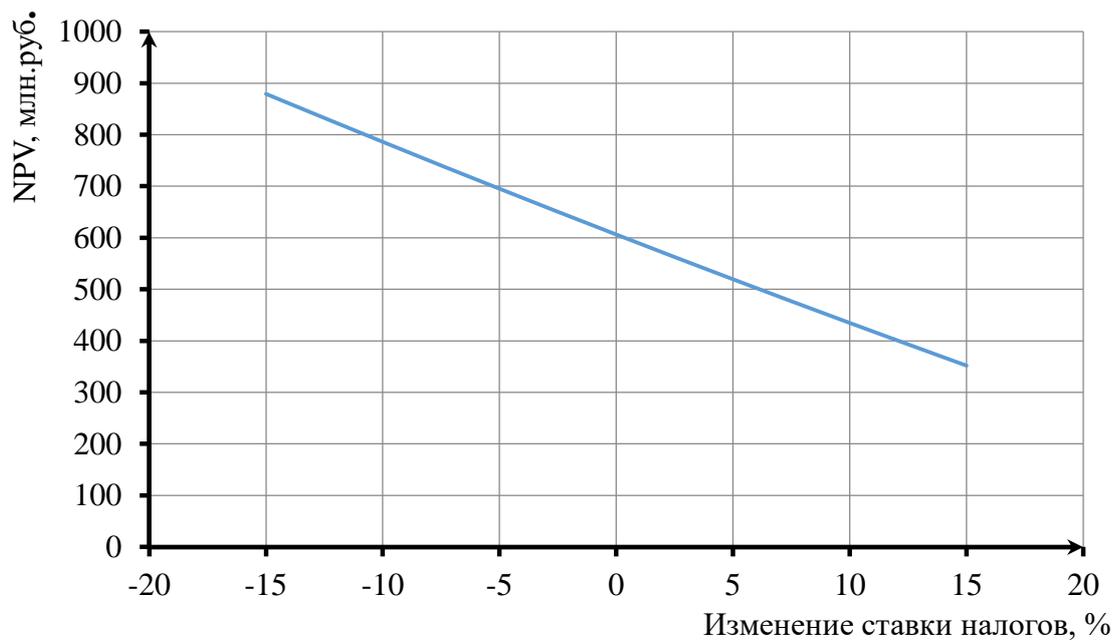


Рисунок 9.4 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки налогов

График показывает, что NPV уменьшается с увеличением ставки налогов.

10 Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки.

Электродвигатели имеют весьма широкое применение во всех отраслях народного хозяйства, в том числе и в установках собственных нужд электростанций. Вследствие массового характера их применения релейная защита двигателей, особенно асинхронных, должна выполняться, возможно, проще и дешевле, но одновременно с этим отличаться надежностью действия, как при внутренних повреждениях, так и при опасных для них ненормальных режимах.

В настоящее время в промышленности и отчасти на электростанциях начали использоваться и синхронные двигатели, а также мощные асинхронные двигатели (2000 кВт и более), для защиты которых стали применяться более сложные дифференциальные защиты. Особое место по своей ответственности занимают электродвигатели механизмов собственных нужд атомных и крупных тепловых электростанций. Ложное отключение этих электродвигателей из-за неправильного действия защиты может нарушить нормальную работу электростанции, поэтому защита электродвигателей ответственных механизмов электростанций должна отличаться высокой надежностью и безотказностью работы.

Большое значение для бесперебойной работы промышленных предприятий и особенно собственных нужд электростанции имеет самозапуск электродвигателей, который заключается в том, что при кратковременном понижении напряжения в сети, питающей электродвигатели, они не отключаются и после восстановления напряжения вновь разворачиваются до нормальной частоты вращения (т. е. "сами запускаются"). Наиболее часто кратковременные понижения или исчезновения напряжения происходят в результате КЗ, при автоматическом переключении питания электродвигателей с одного источника на другой в результате действия АВР, а также при восстановлении напряжения после АПВ.

Защита электродвигателей должна обеспечивать возможность их самозапуска, т. е. она не должна преждевременно отключать электродвигатели как при понижении напряжения, так и при его восстановлении.

10.1 Схемы и алгоритмы защиты электродвигателей.

10.1.1 Схема защиты от междуфазных коротких замыканий.

Схемы и алгоритмы токовой отсечки:

Как было сказано выше токовая отсечка для двигателей мощностью до 2000 кВт, за исключением электродвигателей собственных нужд электростанции, выполняется по однорелейной схеме представленной на рисунке 10.1. На электродвигателях мощностью (2000 – 4000) кВт используется двухрелейная схема, представленная на рисунке 2. Если коэффициент

чувствительности однорелейной схемы окажется ниже двух, то следует использовать двухрелейную схему на двигателях мощностью до 2000 кВт.

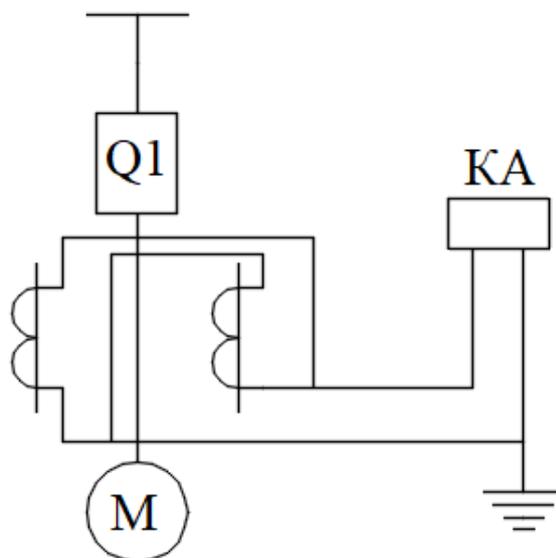


Рисунок 10.1 – Схема токовой однорелейной отсечки

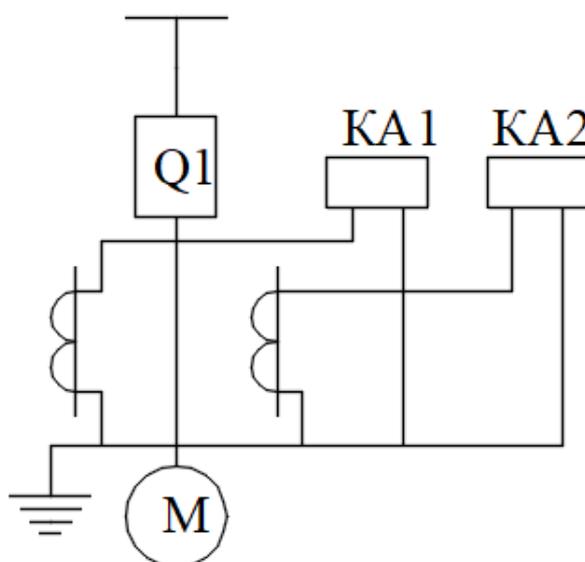


Рисунок 10.2 – Схема токовой двухрелейной отсечки

Во всех этих блоках для выполнения токовой отсечки используют первую ступень алгоритма максимальной токовой защиты МТЗ с нулевой выдержкой времени схема которой представлена на рисунке 3.

При превышении любым из фазных токов I_A , I_B , I_C уставки соответствующего компаратора 1 – 3 возникает сигнал «Пуск $I_{>}$ » и при отсутствии блокирующих сигналов элемент выдержки времени 5 начинает отсчет.

При использовании первой ступени МТЗ в качестве токовой отсечки выдержка времени устанавливается равной нулю, поэтому сигнал «Откл. $I_{>}$ » на выходе алгоритма появляется после сигнала «Пуск $I_{>}$ » без временной задержки.

Блокирование срабатывания любой ступени МТЗ выполняется элементом 4. Сигнал блокирования поступает на элемент 13.

В связи с тем, что в данном алгоритме устанавливается нулевое значение выдержки времени, то необходимость ускорения срабатывания защиты (при ручном включении выключателя или в цикле АПВ) отсутствует.

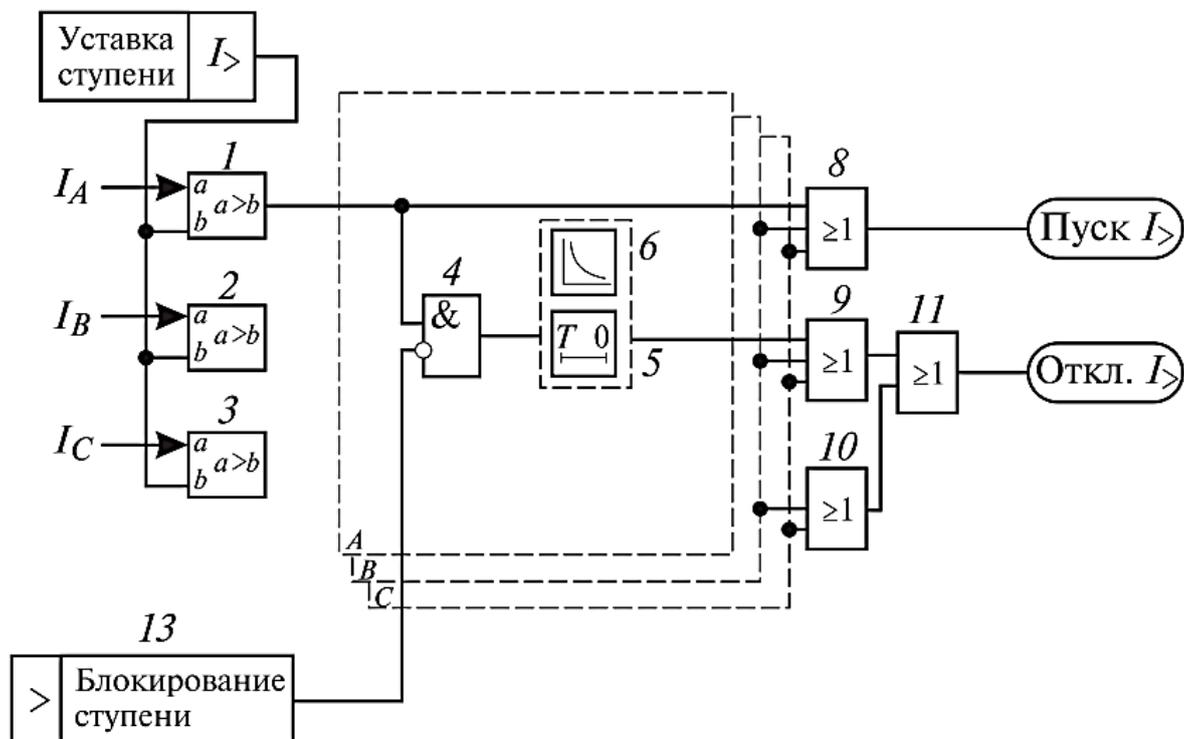


Рисунок 10.3 – Структурная схема алгоритма МТЗ (ТО – первая ступень МТЗ)

Схема и алгоритмы дифференциальной защиты:

На электродвигателях мощностью от 4000 кВт и более устанавливается продольная дифференциальная защита без торможения или с торможением.

Для выполнения защиты с торможением торможение выполняется от трансформаторов тока, установленных со стороны нулевых выводов обмотки статора. При таком включении торможение практически не оказывает влияния на рабочую м.д.с. и обеспечивает наилучшую чувствительность защиты.

Ток срабатывания защиты выбирается из условия надежного несрабатывания в режимах пуска, самозапуска, внешнего короткого замыкания или несинхронного включения синхронного двигателя.

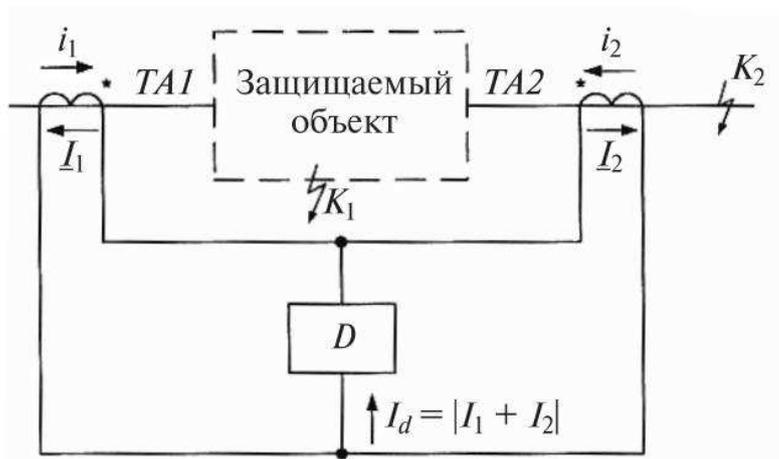


Рисунок 10.4 – Схема продольной дифференциальной защиты

Измерительный элемент D определяет значение дифференциального тока I_d , равного геометрической сумме токов трансформаторов тока $TA1$ и $TA2$.

При КЗ внутри защищаемой зоны $K1$ (внутреннее КЗ) измеряемые токи I_1 и I_2 практически совпадают по фазе, поэтому дифференциальный ток I_d существенно больше нуля и соизмерим с геометрической суммой этих токов.

При КЗ вне зоны $K2$ (внешнее КЗ) геометрическая сумма токов (дифференциальный ток I_d) в идеальном случае (при отсутствии погрешностей трансформаторов тока) равна нулю.

Для обеспечения правильного срабатывания защиты как при внешних, так и при внутренних КЗ в цифровых устройствах используют алгоритм, обеспечивающий загробление уставки срабатывания идентификатор устойчивости с увеличением сравниваемых токов – торможение.

Использование такого алгоритма обеспечивает неселективное срабатывание защиты при внешних КЗ и селективное срабатывание при внутренних КЗ, а в случае правильно выбранных уставок - несрабатывание при внешних КЗ.

10.1.2 Схема защиты от однофазных замыканий на землю.

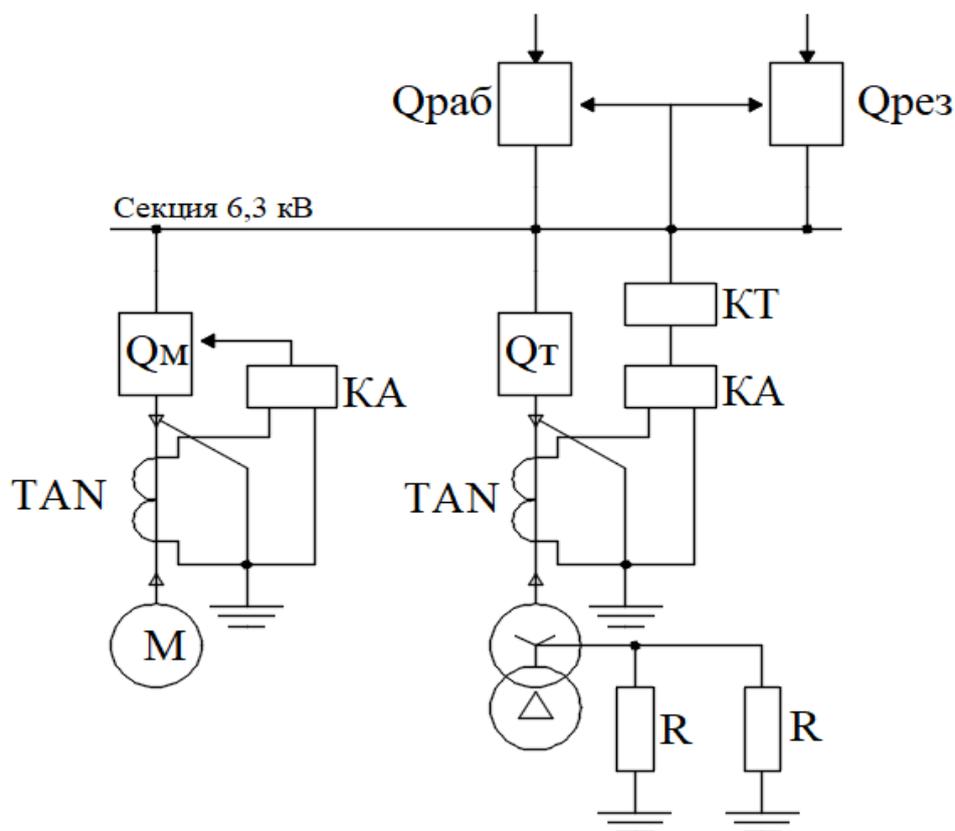


Рисунок 10.5 – Схема защиты от однофазных замыканий на землю

Алгоритмы релейной защиты от однофазных замыканий на землю в сетях напряжением 6-10 кВ реагируют на составляющие тока, напряжения и мощности нулевой последовательности I_0 U_0 . Фрагмент схемы с изолированной нейтралью представлен на рисунке 9.3.

Для контроля тока в схемах защиты используют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности – ТТНП.

Трансформаторы ТТНП устанавливают либо в ячейке распределительного устройства, либо у выводов электродвигателя.

Согласно требованиям ПУЭ в сети с изолированной нейтралью суммарный емкостной ток не должен превышать:

- 30 А – при напряжении сети 6 кВ;
- 20 А – при напряжении сети 10 кВ;

В электроустановках с компенсирующими устройствами защиту от ОЗЗ предусматривают в тех случаях, когда в нормальных условиях работы суммарный емкостной ток превышает 10 А. Применение тех или иных алгоритмов защиты от ОЗЗ в ПУЭ связано с наличием или отсутствием устройств компенсации в распределительной сети. Например, при мощности электродвигателя, не превышающей 2 МВт, и отсутствии устройств компенсации данную защиту предусматривают при токах замыкания на землю, равных или превышающих 10 А. Для электродвигателей мощностью более 2

МВт такая защита должна предусматриваться при токах замыкания на землю, равных или превышающих 5 А.

Защита от ОЗЗ должна действовать на отключение асинхронного электродвигателя. В схеме защиты синхронного электродвигателя алгоритм защиты от ОЗЗ должен одновременно формировать сигнал на автомат гашения 110 поля (АГП) при его наличии.

10.1.3 Схема защиты от перегрузки электродвигателя.

На данный момент для защит электродвигателей от токов перегрузки в цифровых терминалах релейной защиты используется третья ступень максимальной токовой защиты, которая контролирует ток в двух или трех фазах. Алгоритм такой защиты представлен на рисунке 6.

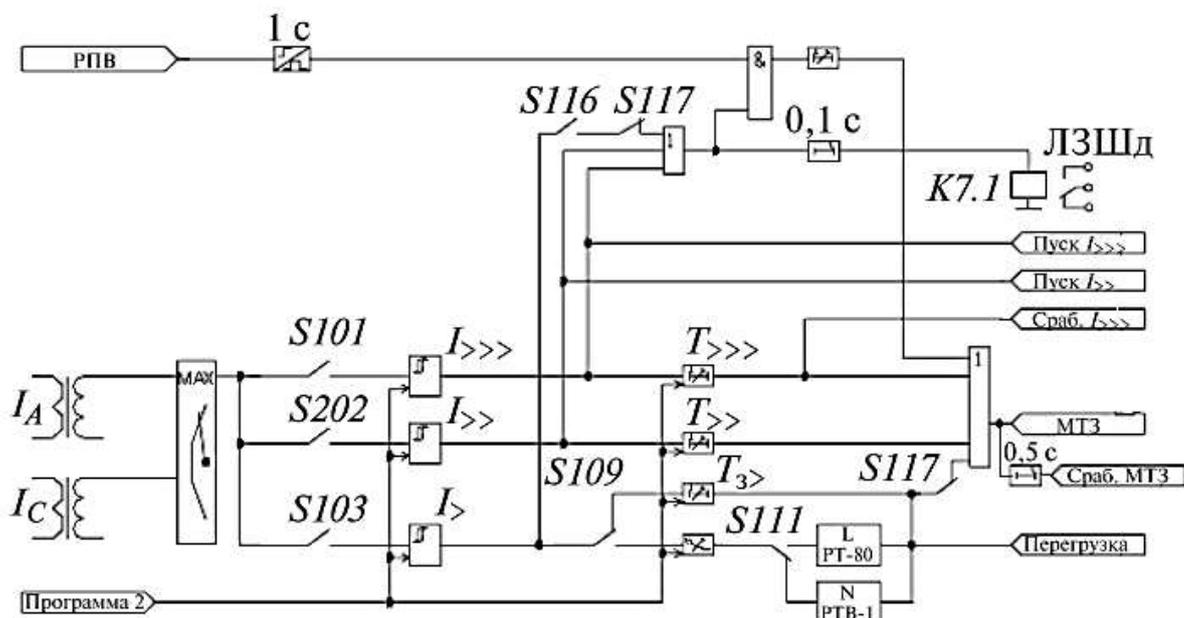


Рисунок 10.6 – Алгоритм МТЗ с контролем тока по двум фазам

Однако перегрузочная характеристика электродвигателя иногда не совпадает с времятоковыми характеристиками такой защиты, несмотря на то что в некоторых устройствах может быть предусмотрено несколько времятоковых характеристик.

К достоинствам защиты от симметричных перегрузок, выполняемой по максимальному фазному току, следует отнести ее простоту и легкость расчета уставок.

К недостаткам такой защиты от перегрузки следует отнести отсутствие учета температуры:

- Окружающей среде;
- Статорной обмотки от ранее полученного теплового импульса.

Для более полного использования перегрузочной способности электродвигателя в алгоритме защиты от симметричных перегрузок, использована математическая модель, графически представленная на рисунке 7.

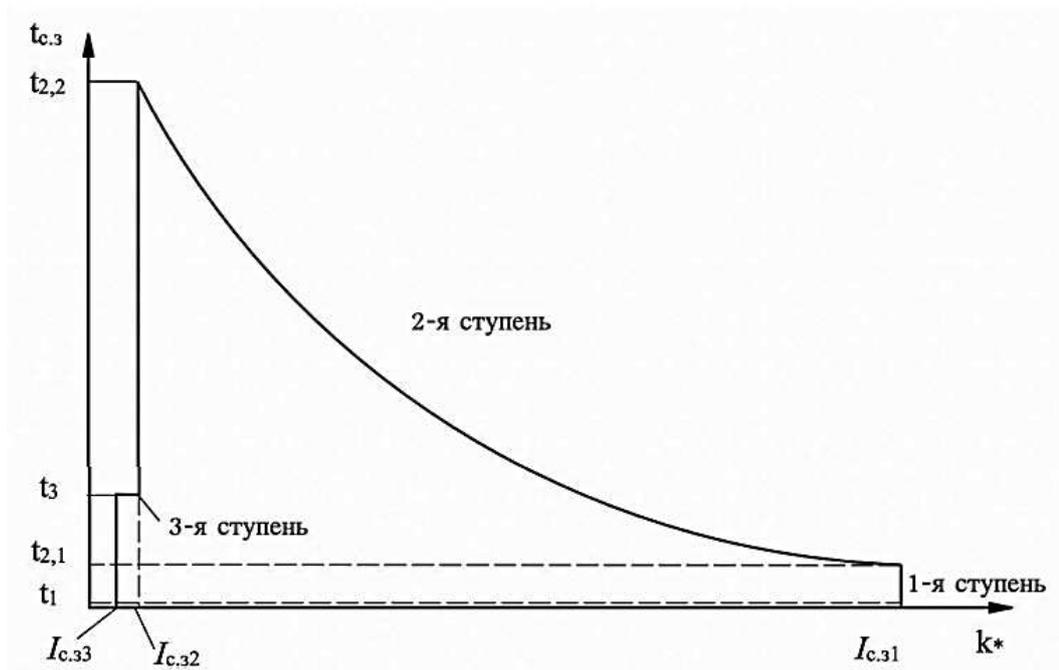


Рисунок 10.7 – Характеристика защиты от перегрузок

Первая ступень алгоритма имеет независимую характеристику и срабатывает при протекании тока $I_{с.з1}$ в течение промежутка времени $t_{2,1}$, реагирует на механическую блокировку ротора двигателя, обеспечивая быстрое отключение двигателя от источника питания. Одновременно эта ступень выполняет функцию ближнего резервирования максимальной токовой отсечки.

В связи с отсутствием в данном алгоритме контроля над тепловым состоянием электродвигателя, схему защиты необходимо дополнить датчиками, которые контролируют работу вентиляции электродвигателя и температуру статора электродвигателя.

Также в данный алгоритм согласно требованиям ПУЭ для синхронных электродвигателей (СД) должна включаться защита от асинхронного режима с помощью реле, реагирующего на увеличение тока в обмотках статора с независимой от тока характеристикой выдержки времени.

Эта защита должна быть отстроена по времени от тока пускового режима и тока, соответствующего форсировке возбуждения. ПУЭ допускает применение защиты с зависимой от тока характеристикой для СД с отношением короткого замыкания (ОКЗ) более 1.

10.1.4 Схема защиты от понижения напряжения в сети.

Согласно требованиям в электроустановке должна быть предусмотрена защита минимального напряжения (ЗМН), обеспечивающая отключение электродвигателей неответственных механизмов.

Отключение таких электродвигателей необходимо для обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов и создания условий для быстрого восстановления напряжения после отключения КЗ.

Суммарная мощность отключаемых ЗМН электродвигателей, приводящих эти механизмы, определяется возможностями источника питания и сети по обеспечению самозапуска электродвигателей ответственных потребителей.

Выдержка времени защиты минимального напряжения выбирают в диапазоне от 0,5 до 1,5 с, т.е. больше времени действия быстродействующих защит от многофазных КЗ.

Уставку ЗМН по напряжению выбирают, как правило, не выше 70% номинального напряжения.

Алгоритм ЗМН может быть использован для отключения неответственных синхронных электродвигателей, а также для предупреждения несинхронного включения отключенных двигателей, если токи включения превышают допустимые значения.

Для электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых после останова недопустим по технологическим требованиям или по условиям безопасности, следует применять ЗМН с выдержкой времени не более 10 с и уставкой по напряжению не выше 50% номинального напряжения.

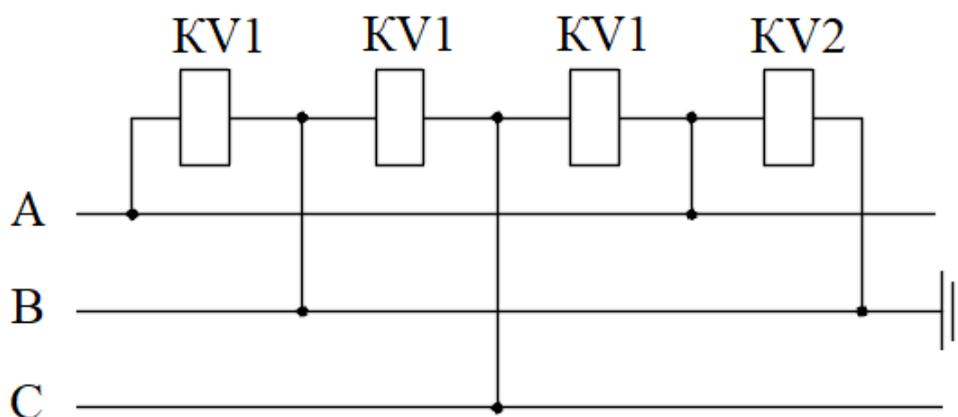


Рисунок 10.8 – Схема защиты минимального напряжения

На рисунке 10.8 представлена схема ЗМН, где KV1 – реле минимального напряжения первой ступени, а KV2 – реле минимального напряжения второй ступени.

Алгоритм ЗМН следует также использовать для обеспечения надежности пуска АВР электродвигателей резервируемых механизмов.

На электродвигателях с изменяемой частотой вращения ответственных механизмов, самозапуск которых допустим и целесообразен, ЗМН должна производить автоматическое переключение электродвигателя на низшую частоту вращения.

В цифровых блоках алгоритм ЗМН показанный на рисунке 6 обеспечивает защиту асинхронного электродвигателя от работы при пониженном и несимметричном питании, блокирует включение двигателя при неправильном порядке чередования фаз, а также при обрыве фазы.

На вход алгоритма поступают два линейных напряжения U_{AB} и U_{BC} . Блок А1 выделяет их максимальное значение, которое поступает на пороговый элемент, проверяющий выполнение условия $U_{max} > 0,8U_{ном}$.

Блок А2 определяет значение напряжения прямой последовательности U_1 , которое в дальнейшем используется для формирования нескольких выходных сигналов.

Сигнал «Посл.фаз» формируется при одновременном выполнении двух условий:

- $U > 0,8U_{ном}$
- $U_1 < 0,2U_{ном}$

Этот сигнал действует на схему управления выключателем без выдержки времени, блокируя пуск двигателя при неправильном чередовании фаз или обрыве фазы.

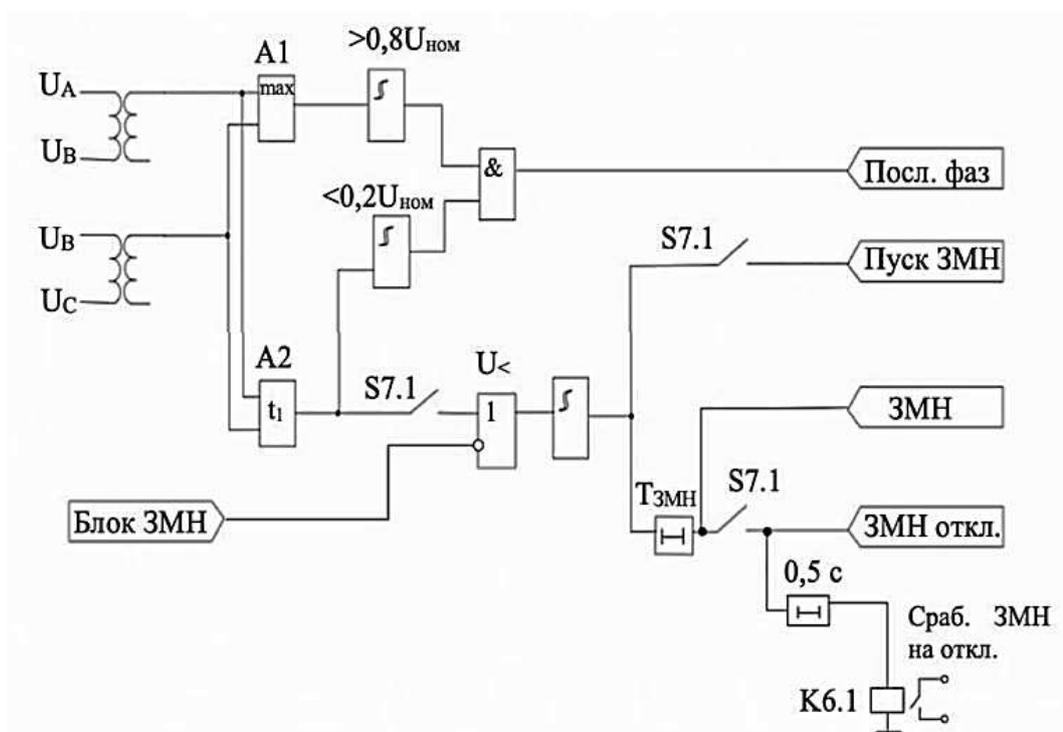


Рисунок 10.9 – Структурная схема алгоритма ЗМН

10.1.4 Схема и алгоритмы защиты от неполнофазного режима.

Защиты электродвигателей применяют алгоритмы «Защита от обрыва фазы» (ЗОФ), контролирующие ток обратной последовательности I_2 , для чего в обоих алгоритмах предназначен блок А1.

Пороговый элемент А2, предусмотренный в этих алгоритмах, срабатывает в том случае, когда значение тока обратной последовательности I_2 превышает 0,3 тока прямой последовательности.

Здесь необходимо отметить, что при работе электродвигателя в неполнофазном режиме значения токов прямой и обратной последовательностей равны, а ток в каждой из неповрежденных фаз составляет от 1,6 до 2,5 номинального тока электродвигателя. Работа трехфазных электродвигателей в таком режиме приводит к недопустимому разогреву зубцов ротора, пазовых клиньев и бандажных колец.

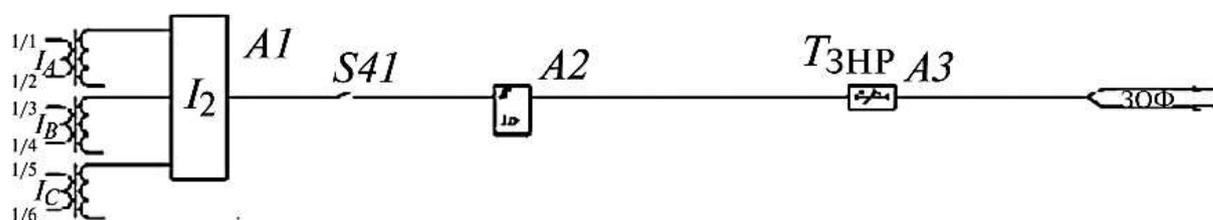


Рисунок 10.10 – Структурная схема алгоритма защиты от неполнофазного режима.

Учитывая возможность обрыва фазы на линии внешнего электроснабжения, рекомендуется применять алгоритмы ЗОФ на всех электродвигателях.

Уставка срабатывания элемента А2 задается как значение тока обратной последовательности, выбираемое в диапазоне от 0,2 до 10,0 А с дискретностью 0,1 А.

Элемент А3 обеспечивает задержку по времени срабатывания алгоритмов ЗНР и ЗОФ. Задержка может быть задана с дискретностью 1 с в диапазоне от 1 до 50 с.

10.2 Схемы подключения защиты электродвигателей.

Для начала нужно более подробно разобрать схемы релейной защиты электродвигателей собранные на электромагнитных реле так – как на их принципе строилась микропроцессорная защита.

На рисунке 11 приведена схема РЗ электродвигателя 6,3 кВ мощностью до 4000 кВт СН ТЭС и АЭС. В качестве релейной защиты от междуфазных КЗ в этой схеме используется двухфазная токовая отсечка (реле КА1 и КА2). Для защиты от возгорания силовых кабелей, питающих электродвигатели, при длительном протекании пусковых токов (например, при заклинивании

электродвигателя) установлена РЗ от перегрузки (реле тока КА3 и реле времени КТ) с действием на отключение.

В качестве релейной защиты от замыканий на землю в схеме используется токовое реле КА4, подключенное к ТТНП (трансформатор тока нулевой последовательности) TAN и действующие без выдержки времени на отключение электродвигателя.

Для уменьшения вероятности перехода однофазного замыкания на землю в многофазное КЗ, когда нейтраль сети СН 6,3 кВ заземлена через резистор, выходное реле KL1 выполняется быстродействующим.

В схеме предусмотрена цепь отключения электродвигателя от реле KL2, которое подключено к шинам первой (EVM.1) или второй (EVM.2) ступени групповой РЗ минимального напряжения соответствующей секции СН 6,3 кВ.

На рисунке 12 приведена схема релейной защиты асинхронного двигателя 6,3 кВ мощностью 4000 кВт и выше, имеющие встроенные в нулевые выводы трансформаторы тока. В связи с этим в качестве релейной защиты от междуфазных КЗ в схеме предусмотрена дифференциальная защита, выполненная на реле КА1 – КА3. Бывает с торможением. В этом случае цепи питания КА1 – КА3 оперативным током не используются.

В данной схеме ТТНП соединены параллельно, так – как имеется несколько соединённых параллельно силовых кабелей.

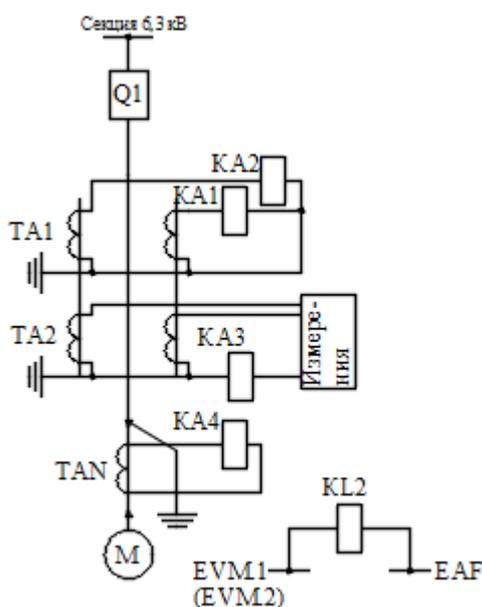


Рисунок 10.11 – Схема защиты асинхронного электродвигателя 6,3 кВ мощностью до 4000 кВт собственных нужд ТЭС и АЭС

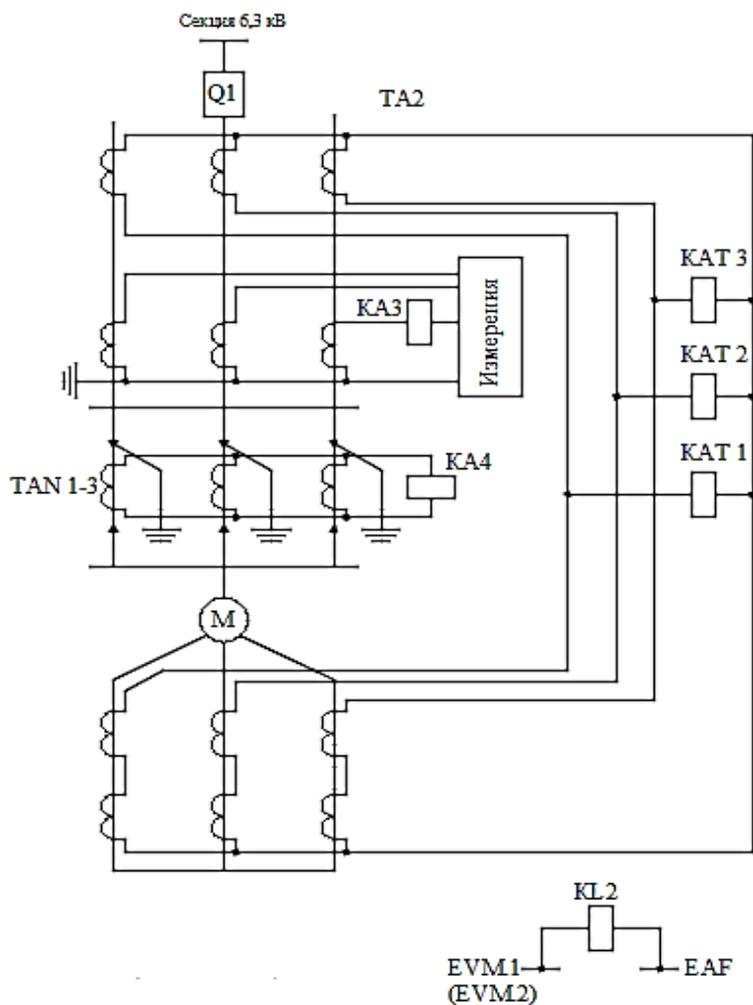


Рисунок 10.12 – Схема защиты асинхронного электродвигателя 6,3 кВ мощностью 4000 кВт и выше

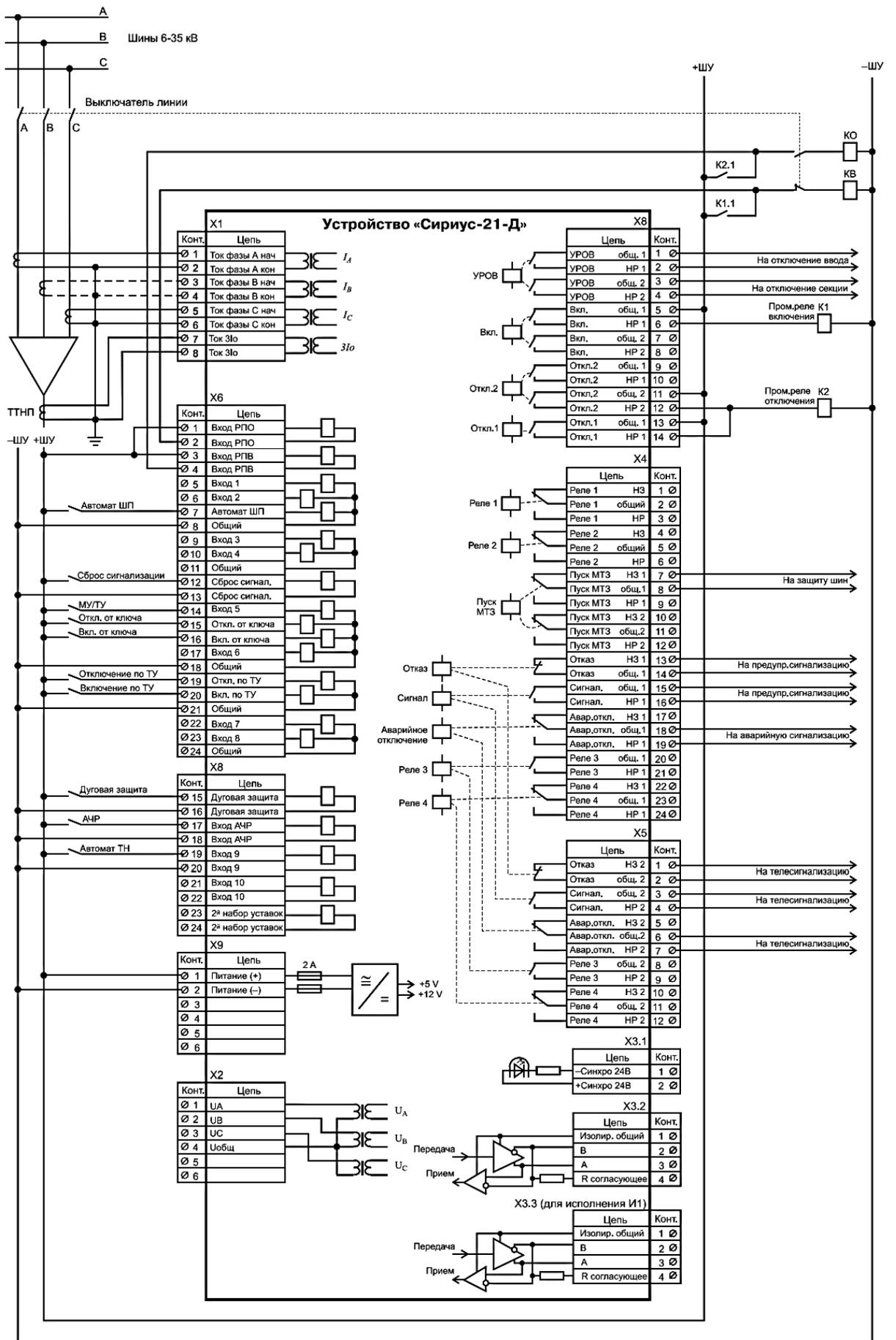


Рисунок 10.13 – Схема подключения терминала защит «Сириус – 21 – Д»

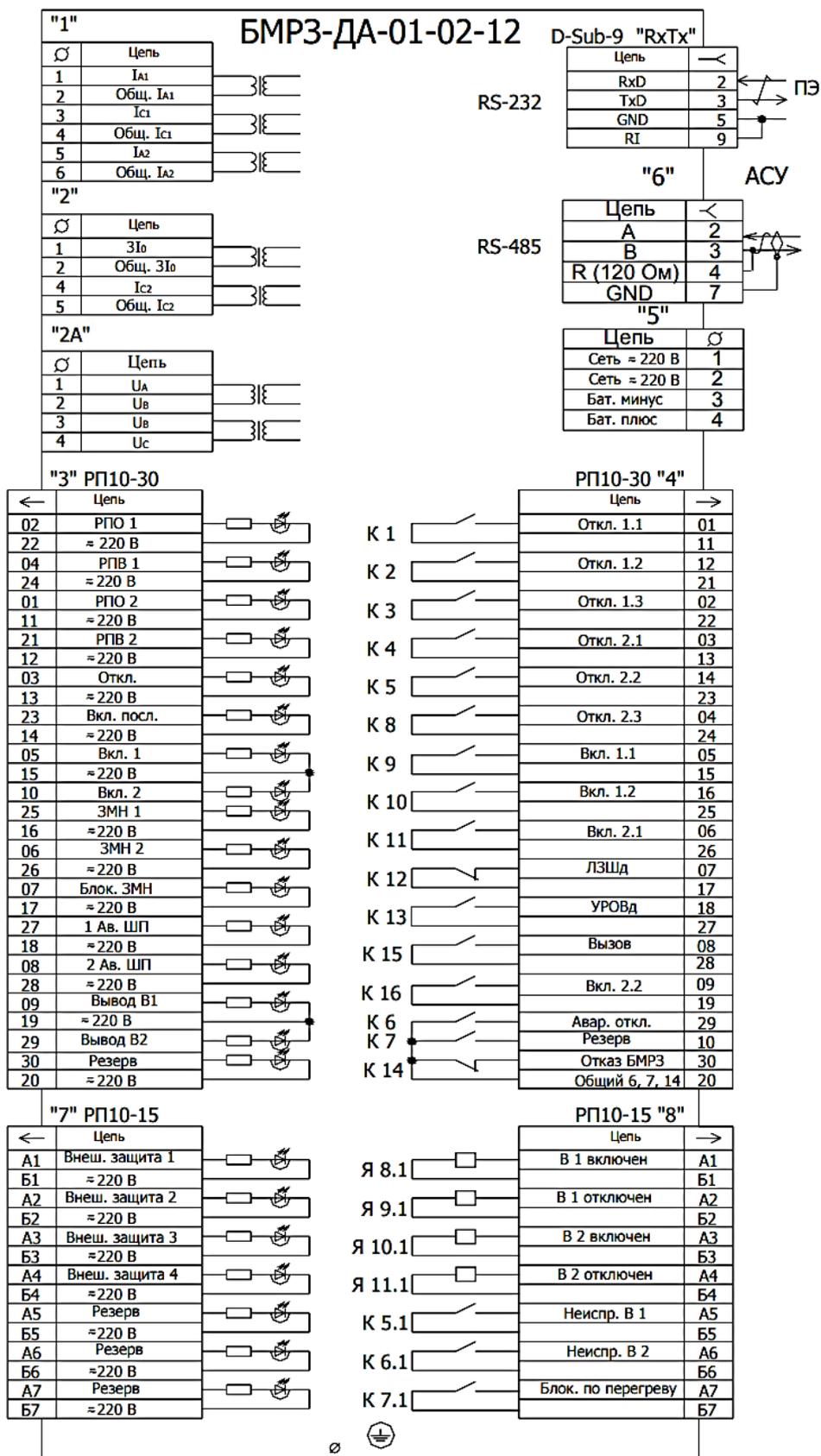


Рисунок 10.14 – Схема подключения терминала защит БМРЗ – ДА

10.3 Пример расчета уставок защиты электродвигателя от междуфазных коротких замыканий.

В качестве примера требуется выполнить расчет уставок для защиты асинхронного двигателя для насосной станции, установленной на Сулемской ГЭС для осушения отсасывающей её трубы:

В качестве двигателя для которого будут проводиться расчеты выбран асинхронный электродвигатель ДЗАО4 450У-4У1 исходные данные которого представлены в таблице 10.1:

Таблица 10.1 – Исходные данные двигателя ДЗАО4 450У-4У1

$P_{\text{НОМ}}$, кВт	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$n_{\text{НОМ}}$, об/мин	$S_{\text{НОМ}}$, %	η , %	$\cos\varphi$	$\frac{M_{\text{max}}}{M_{\text{НОМ}}}$	$\frac{M_{\text{п}}}{M_{\text{НОМ}}}$	$\frac{I_{\text{п}}}{I_{\text{НОМ}}}$
800	6	1485	1	95	0,88	2,6	1,3	7

Для защиты двигателя будет применяться терминал защиты отечественного производителя компании «Механотроника» БМРЗ – УЗД.

Данный терминал позволяет выполнить защиту асинхронного двигателя, согласно ПУЭ для двигателей до 2 МВт, а именно:

- токовая отсечка срабатывает без выдержки времени (основная защита), а также защищает от многофазных КЗ;
- защита от однофазных замыканий на землю, действует на отключение двигателя;
- защита от токов перегрузки нужно предусматривать, если по технологическим процессам, возможна перегрузка двигателя, в моем случае защита работает на отключение, так как двигатель работает без постоянного дежурного персонала;

Еще стоит учитывать, что в связи с тем, что по условиям технологического процесса самозапуск данного двигателя не предусматривается, нужно выполнить защиту минимального напряжения, согласно ПУЭ. Чтобы реализовать данную защиту нужно завести в терминал цепи напряжения.

В нашем случае питание двигателя осуществляется от ячейки КУ, кабелем АПВЭВнг – 3х95 мм², длина кабельной линии составляет 380 м.

10.3.1 Расчет токовой отсечки.

Первичный ток срабатывания токовой отсечки выбирается по условию отстройки от максимального действующего значения тока, протекающего по обмотке статора АД при его пуске (самозапуске).

Если перерыв питания АД более 0,5 сек, то расчетным током является пусковой ток АД, а при перерыве питания менее 0,5 сек за расчетный ток принимается больший из пускового тока и тока несинхронного включения – подключения АД с непогасшим полем к источнику электроснабжения.

В моем случае перерыв питания АД будет более 0,5 сек, поэтому выбираем токовую отсечку по условию отстройки от пусковых токов асинхронного двигателя.

Зона действия токовой отсечки охватывает: питающий кабель 6 кВ и обмотки статора асинхронного двигателя.

Хочется добавить, что расчет будет вестись в именованных единицах.

Определим сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}} = \frac{6,3}{1,73 \cdot 7,739} = 0,47 \text{ Ом} \quad (10.1)$$

где $U_c=6,3$ кВ – напряжение среднее (по которым рассчитываем токи КЗ)

Определим сопротивление кабеля:

$$X_k = \frac{1}{n} \cdot X_{уд} \cdot L = \frac{1}{1} \cdot 0,121 \cdot 0,38 = 0,05 \text{ Ом} \quad (10.2)$$

Определим суммарное сопротивление:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_k = 0,47 + 0,05 = 0,51 \text{ Ом} \quad (10.3)$$

Определим ток трехфазного КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{к.з.min}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{6,3 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 0,51} = 7159 \text{ А} \quad (10.4)$$

Определим номинальный ток двигателя:

$$I_{ном.АД} = \frac{P_{ном.дв}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.дв} \cdot \eta \cdot \cos \varphi} = \frac{800}{1,73 \cdot 6 \cdot 0,95 \cdot 0,88} = 92,19 \text{ А} \quad (10.5)$$

где $P_{ном.дв}$ – номинальный ток двигателя, кВт;

$U_{ном.дв}$ – номинальное линейное напряжение двигателя, кВ;

η – номинальный КПД двигателя;

$\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности.

Определяем первичный ток срабатывания защиты, отстраиваясь от

пускового тока АД:

$$I_{c.з} = k_{отс} \cdot k_{пуск} \cdot I_{ном АД} = 1,5 \cdot 7,0 \cdot 92,19 = 968 \text{ А} \quad (10.6)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, для терминалов БМРЗ – УЗД;
 $k_{пуск}$ – кратность пускового тока.

Определим ток срабатывания:

$$I_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{c.з}}{n_T} = \frac{1 \cdot 968}{20} = 48,4 \text{ А} \quad (10.7)$$

где $K_{сх}=1$ коэффициент учитывающий схему соединения электродвигателя;
 $n_T=100/5$ – коэффициент трансформации ТТ.

Определяем коэффициенты чувствительности при двухфазном КЗ на выводах двигателя в минимальном режиме питающей сети с учетом двухфазной трехлинейной схемы:

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{к.з min}^{(3)}}{n_T \cdot I_{с.р}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{7159}{20 \cdot 48,4} = 6,4 \geq 2 \text{ (условие выполнено)} \quad (10.8)$$

Из расчета чувствительности видим, что трехрелейная токовая отсечка удовлетворяет условиям чувствительности, что говорит о том, что она в полном объеме выполнит свои основные функции.

10.3.2 Расчет защиты от замыканий на землю.

Определяем удельный емкостной ток замыкания на землю для кабеля АПвЭВнг – 3х95 мм²:

$$I_c = 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega \cdot C_0 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 3,46 \cdot 314 \cdot 0,407 \cdot 10^{-3} = 1,29 \text{ А/км} \quad (10.9)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети, кВ;

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314 \text{ (рад/с);}$$

$C_0=0,407$ мкФ/км – емкость одной фазы сети относительно земли для кабеля АПвЭВнг

Определяем собственный емкостной ток линии:

$$I_{C.l.max} = I_c \cdot L = 1,29 \cdot 0,38 = 0,49 \text{ A} \quad (10.10)$$

Определяем полную мощность асинхронного двигателя, при этом мощность в кВт переводим в МВА:

$$S_{ном.АД} = \frac{P_{ном.дв}}{\eta \cdot \cos \varphi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 0,88} = 0,96 \text{ МВА} \quad (10.11)$$

Определяем собственный емкостной ток АД:

$$I_{C.АД} = 0,017 \cdot S_{ном.АД} = 0,0172 \cdot 0,96 = 0,016 \text{ A} \quad (10.12)$$

$$I_c = I_{C.l.max} + I_{C.АД} = 0,49 + 0,016 = 0,5 \text{ A} \quad (10.13)$$

Определяем первичный расчетный ток срабатывания защиты от замыканий на землю в обмотке статора АД пр этом отстраиваемся от броска собственного емкостного тока присоединения при внешнем замыкании на землю:

$$I_{сз} = k_n \cdot k_{бросок} \cdot I_c = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,5 = 0,9 \text{ A} \quad (10.14)$$

где k_n – коэффициент надежности равный 1,2;

$k_{бросок}$ – коэффициент учитывающий бросок емкостного тока в момент, когда возникает ОЗЗ, для блоков защит БМРЗ – УЗД данный коэффициент принимается равным от 1 до 1,5;

I_c – мксимальный емкостной ток защищаемого фидера.

Определяем коэффициент чувствительности защиты зная за ранее что суммарный емкостной ток на секции с минимальным количеством включенных ячеек составил $I_{c\Sigma} = 6,8 \text{ A}$.

$$K_{ч} = \frac{I_{c\Sigma} - I_{сз}}{I_{сз}} = \frac{6,8 - 0,9}{0,9} = 6,6 \geq 1,5 \text{ (условие выполнено)} \quad (10.15)$$

Данная защита также удовлетворяет условиям чувствительности. Защита от замыканий на землю работает без выдержки времени.

10.3.3 Расчет уставки защиты от перегрузки.

Защиту от перегрузки асинхронного двигателя нужно отстраивать от номинального тока АД. Напоминаю, по технологическим процессам защита от перегрузки асинхронного двигателя работает на отключение.

В соответствии с ПУЭ номинальная мощность АД должна сохраняться при отклонении напряжения $\pm 10\%$, т.е:

$$I_{\text{дл.АД}} = 1,1 \cdot \frac{P_{\text{НОМ.ДВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ДВ}} \cdot \eta \cdot \cos \varphi} \quad (10.16)$$

$$I_{\text{дл.АД}} = 1,1 \frac{800}{1,73 \cdot 6 \cdot 0,95 \cdot 0,88} = 101,4 \text{ А} \quad (10.17)$$

Определяем ток срабатывания релейной защиты от перегрузки АД:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{дл.АД}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 101,4 = 116,2 \text{ А} \quad (10.18)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05 при работе РЗ на сигнал и 1,1-1,2 при действии на отключении, принимаем 1,1;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, для терминалов БМРЗ – УД, равен 0,96.

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз}}}{n_{\text{т}}} = \frac{1 \cdot 116,2}{100/5} = 5,81 \text{ А} \quad (10.19)$$

Выдержка времени релейной защиты выбирается из условия надежного несрабатывания защиты при пуске, для этого нам нужно знать максимальное допустимое время пуска двигателя, которое берется из технической информации на двигатель, но в связи с отсутствием подробной информации об данном двигателе мы не можем точно установить выдержку времени релейной защиты.

10.3.4 Расчет уставки защиты от минимального напряжения.

В связи с тем, что у рассматриваемый двигатель относится к ответственным, поэтому самозапуск АД после останова не допустим по технологическим процессам. Поэтому уставку срабатывания выбираем равной 50% от номинального напряжения и выдержкой времени 0,5 сек.

Определяем первичное напряжение срабатывания защиты:

$$U_{с.з.} = 0,5 \cdot U_{ном} = 0,5 \cdot 6000 = 3000 \text{ В} \quad (10.20)$$

Определяем напряжение срабатывания реле:

$$U_{с.р.втор} = \frac{U_{с.з.}}{n_T} = \frac{3000}{60} = 50 \text{ В} \quad (10.21)$$

где $n_T = 6000/100$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Если бы двигатель был не ответственный, то уставки выбирались равной 70% от номинального напряжения и выдержкой времени 0,5-1,0 сек.

Таблица 10.1 – Итоги расчета

Защищаемый объект	Вид защиты	Тип блока защиты	Уставки по току, А	Уставки по времени, сек
Асинхронный двигатель серии ДЗАО4 450У-4У1	Токовая отсечка	«Механотроника» БМРЗ – УЗД	$I_{с.з.} = 968$	–
			$I_{с.р.} = 48,4$	
			$K_{ч} = 6,4 > 2$	
	Защита от замыканий на землю		$I_{с.з.} = 0,9$	–
			$K_{ч} = 6,6 > 1,5$	
	Защита от перегрузки		$I_{с.з.} = 116,2$	Уточняется
			$I_{с.р.} = 5,81$	
	Защита минимального напряжения		$U_{с.з.} = 3000 \text{ В}$	0,5
$U_{с.р.} = 50 \text{ В}$				

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева Е. Ю. Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС годичного регулирования / Е.Ю. Затеева, А.А. Дворцова. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2019;
2. Затеева Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2005. 114 с.
3. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций Т.1. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. - Москва: Энергоатомиздат, 1988. - 400 с.
4. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций Т.1. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. - Москва: Энергоатомиздат, 1990. - 336 с.
5. Новоженин В. Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / В.Д. Новоженин, Е.В. Невский – Москва: «Институт Гидропроект», 1998. - 467 с.
6. Кох П. И. Козловые краны для гидроэлектростанций. / Кох П. И., Нещеретный П.М., Чекулаев В.А. – Москва: Машиностроение, 1972. – 168 с.
7. Брызгалов В. И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
8. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
9. 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.
10. 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.
11. Куценов Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
12. 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.
13. 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.
14. 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.

15. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // УЭТМ. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformarno-reaktornoe+oborudovanie>
16. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с;
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
18. 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.
19. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>
20. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
21. 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.
22. 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.
23. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
24. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
25. Лыбина Т. А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
26. СП 38.13330.2018 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 17.02.19 – 82. – М.: Минрегион России, 2018.
27. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
28. Киселев П. Г. Справочник по гидравлическим расчётам / П.Г. Киселева. – Москва: Энергия, 1974. – 312 с.
29. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.

30. В.Г. Рассказов. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / В.Г. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, и др. – Москва: АСВ, 2011. – 584 с;
31. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
32. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
33. Российская Федерация. Законы. О безопасности гидротехнических сооружений. Федеральный закон N 445-ФЗ [принят Государственной думой 23 июня 1997 года] - Москва Собрание законодательства РФ, 2013, №9, ст. 874.
34. СТО 70238424.27.140.012-2011 «Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружения и оборудования ГЭС» - Введ. 31.01.2011 – Москва: НП «Гидроэнергетика России», Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС"»– «Фирма ОРГРЭС».
35. Российская Федерация. Законы. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть первая) текст с изменениями и дополнениями на 17.02.2021 [принят Принят Государственной Думой 16 июля 1998 года; Одобрен Советом Федерации 17 июля 1998 года] Собр. Законодательства Рос. Федерации. – 2000. - № 146-ФЗ. – Ст . – 12-13
36. 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;
37. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
38. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 [Электронный ресурс] // - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»- Режим доступа: <https://www.economy.gov.ru>.
39. СТО РусГидро 06.01.99-2013 «Гидроэлектростанции. Методические указания по учёту стока воды» - Введ. 21.04.2014 – Москва: ОАО «РусГидро», 2014;
40. СТО 17330282.27.140.004-2008 «Контрольно-измерительные системы и аппаратуры гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 15.04.2008 – Москва: ОАО «Нииэс» нп «Гидроэнергетика России», 2008;
41. Морозов М. Ф. Гидротехнические сооружения: Методические указания / М.Ф.Мороз, Н.Н.Водчиц – Брест, 2007 г.
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.
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. Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов / М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800с.: ил.
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. Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов / М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800с.: ил.
53. 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

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Исходный гидрологический ряд р. Сулем

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср/год
1939	27	25	11	125	177	57	31	37	29	27	28	23	50
1941	7	5	4	190	898	306	52	45	31	29	25	16	134
1942	11	11	14	213	313	102	50	43	35	56	47	23	76
1943	21	24	28	422	240	108	72	70	37	63	37	32	96
1944	26	21	25	326	106	65	32	33	25	25	16	13	59
1945	10	9	11	187	182	210	41	48	53	38	33	14	70
1946	26	35	39	508	345	142	65	90	72	130	117	69	136
1947	54	47	50	500	250	246	124	112	94	79	64	41	138
1948	42	45	42	724	429	139	40	64	40	43	29	24	139
1949	22	23	31	232	197	62	33	27	29	28	22	17	60
1950	17	19	21	190	69	110	40	44	56	54	36	32	57
1951	28	23	24	550	110	91	41	42	35	36	20	18	85
1952	21	17	15	175	116	72	26	18	18	16	15	13	43
1953	14	14	15	212	77	65	20	17	14	21	16	17	42
1954	14	15	15	202	113	105	27	25	24	22	21	11	50
1955	11	12	13	330	185	83	22	30	36	28	15	13	65
1956	14	14	15	285	132	98	32	28	26	26	26	20	60
1957	19	17	16	523	202	83	22	25	25	29	18	15	83
1958	15	14	19	220	94	44	22	18	19	19	18	14	43
1959	9	11	13	263	64	56	33	30	32	39	43	34	52
1960	24	23	19	205	106	119	55	51	51	33	28	20	61
1961	21	21	30	430	147	93	84	79	39	40	36	28	87
1962	28	27	42	282	121	83	65	43	30	30	29	22	66
1963	19	23	28	308	183	68	32	32	28	25	30	24	67
1964	22	19	19	166	175	122	71	70	70	49	36	34	71
1965	29	29	32	401	271	83	21	28	24	26	21	19	82
1966	15	15	19	250	214	65	40	28	25	24	22	14	61
1967	9	10	11	197	177	69	41	40	30	30	27	19	55
1968	19	17	20	190	146	81	52	41	33	30	23	20	56
1969	16	14	13	143	142	121	62	62	43	39	45	49	63
1970	25	25	27	549	323	147	72	79	67	58	43	32	121
1971	25	26	25	516	299	126	99	123	73	61	75	59	126
1972	37	33	32	513	223	104	43	67	46	45	39	32	101
1973	26	25	28	201	98	98	41	35	48	47	38	32	60
1974	23	22	29	384	132	108	39	28	31	27	20	15	71
1975	17	18	24	181	107	66	16	17	18	16	14	26	43
1976	12	20	14	168	149	91	22	21	18	17	15	15	47
1977	13	16	15	299	189	88	18	14	15	15	16	13	59
1978	14	14	14	80	78	88	33	41	40	36	34	21	41
1979	19	20	24	182	363	102	52	34	31	32	26	23	76

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср/год
1980	19	17	18	255	171	67	44	41	39	45	33	31	65
1981	29	29	27	209	184	133	48	31	31	34	30	24	68
1982	23	22	22	348	158	68	25	29	28	30	30	31	68
1983	27	29	29	255	87	73	41	46	59	69	48	35	67
1984	31	28	31	144	91	69	41	52	57	82	74	48	62
1985	34	33	38	287	194	77	57	58	44	45	30	29	77
1986	24	30	30	253	273	98	80	72	82	94	97	47	99
1987	29	36	41	586	223	235	47	44	89	112	104	56	133
1988	47	41	41	199	188	121	44	37	42	39	38	33	72
1989	33	32	35	103	198	73	34	32	36	38	38	35	57
Ср.мес	22	22	24	290	191	88	51	51	44	46	36	27	74

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	Q _{ср} , м ³ /с	Годы	Q _{полов} , м ³ /с	Годы	Q _{межен} , м ³ /с
1	2	1948	138,5	1941	464,8	1947	68
2	4	1947	138,3	1948	430,7	1946	61,9
3	6	1946	136,5	1987	347,8	1987	55,3
4	8	1941	134,0	1970	339,8	1986	53,9
5	10	1987	133,4	1947	331,7	1971	53,4
6	12	1971	125,6	1946	331,6	1984	44,3
7	14	1970	120,5	1971	313,8	1970	42
8	16	1972	101,3	1972	280,1	1948	41,6
9	18	1986	98,6	1957	269,5	1988	41
10	20	1943	96,0	1943	256,7	1972	39,8
11	22	1961	87,3	1965	251,7	1985	39,1
12	24	1951	84,8	1951	250,1	1983	39
13	25	1957	82,8	1961	223,5	1943	37,8
14	27	1965	81,9	1979	215,7	1964	37,5
15	29	1985	76,9	1942	209,4	1961	37,4
16	31	1942	76,4	1974	208,0	1989	34,2
17	33	1979	75,6	1986	207,9	1962	33,6
18	35	1988	72,5	1955	199,4	1973	33,4
19	37	1974	71,5	1945	192,8	1969	32,4
20	39	1964	71,0	1977	192,0	1950	31,3
21	41	1945	69,7	1982	191,3	1981	30,8
22	43	1982	67,8	1963	186,3	1960	30,7
23	45	1981	67,6	1985	186,1	1951	28,6
24	47	1963	66,6	1966	176,2	1980	28,3
25	49	1983	66,5	1981	175,6	1942	27
26	51	1962	66,3	1956	171,9	1979	27
27	53	1980	65,0	1988	169,1	1965	26,5
28	55	1955	64,9	1944	165,4	1963	25,9
29	57	1969	62,5	1980	164,7	1968	25,9
30	59	1984	62,3	1949	163,8	1949	25,6
31	61	1960	61,0	1962	161,6	1974	25,6
32	63	1966	60,8	1964	154,1	1982	25,5
33	65	1949	60,3	1967	147,6	1939	25,1
34	67	1973	59,9	1960	143,1	1945	24
35	69	1956	59,7	1954	140,1	1944	23,9
36	71	1977	59,3	1968	138,9	1978	23,9
37	73	1944	59,3	1983	138,5	1959	23
38	75	1950	57,4	1976	136,2	1966	20,9
39	76	1989	57,1	1969	135,1	1967	20,6
40	78	1968	56,0	1973	132,5	1956	20,3

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

m	P, %	Годы	Q_{ср}, м³/с	Годы	Q_{полов}, м³/с	Годы	Q_{межен}, м³/с
41	80	1967	55,0	1959	128,1	1957	19,7
42	82	1959	52,3	1989	124,3	1941	19,1
43	84	1939	49,8	1950	123,1	1975	18,8
44	86	1954	49,6	1952	120,9	1954	18,3
45	88	1976	46,8	1939	119,8	1955	18,2
46	90	1952	43,5	1958	119,3	1952	17,6
47	92	1975	43,4	1975	118,0	1958	17,2
48	94	1958	43,0	1953	117,8	1976	16,6
49	96	1953	41,7	1984	101,4	1953	15,8
50	98	1978	40,8	1978	81,6	1977	15

Продолжение приложения Б

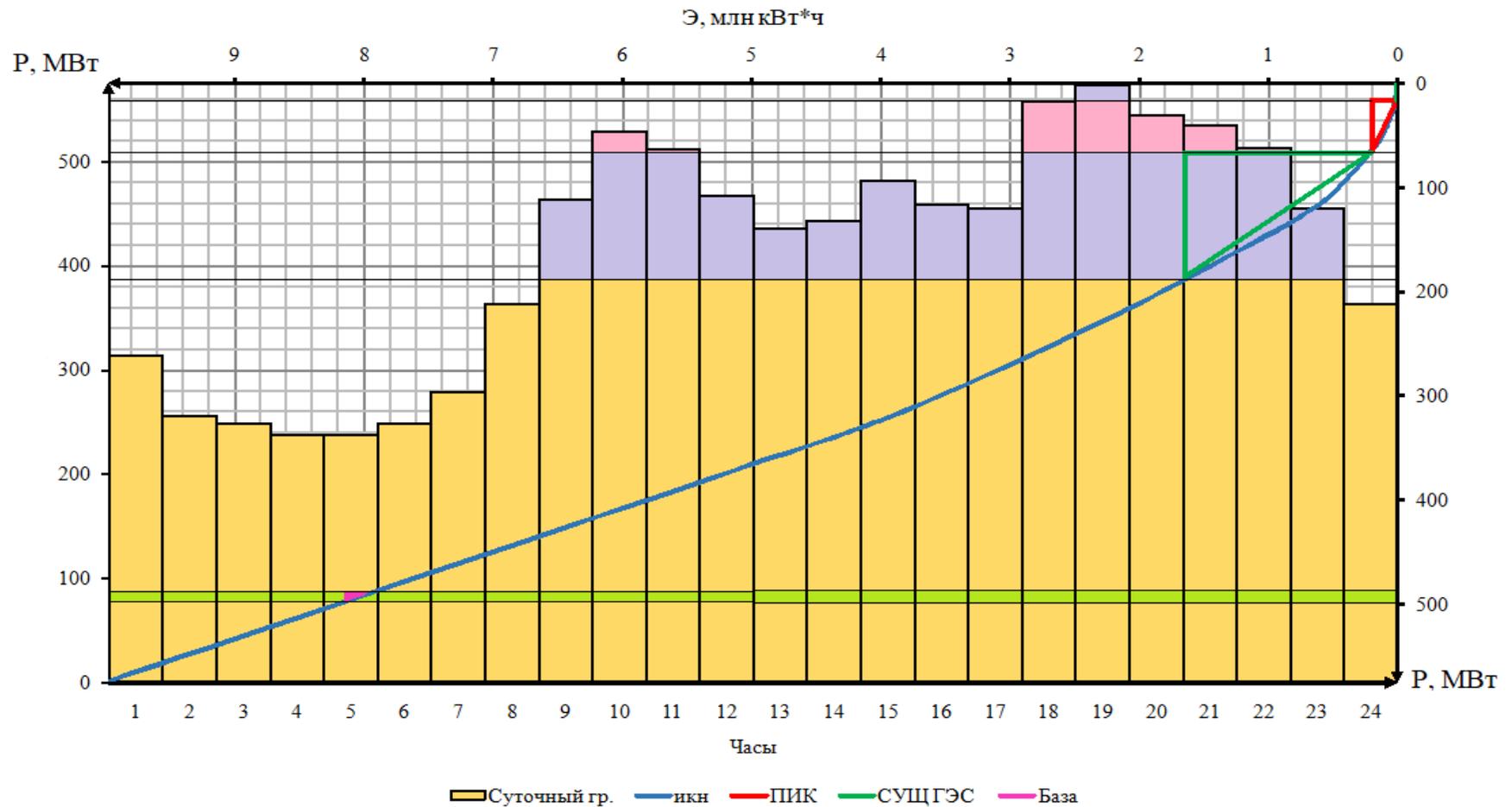


Рисунок Б.1 – Суточный график нагрузки января, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в январе

Время суток	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N МВт	Гарантированная мощность Nгар МВт
	Бытовой расход, Qбыт	Потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qвхр	Расход СП, Qвхк	Расход через турбины Qтэс	Расход холостых сбросов Qх.сб.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объем начальный Vнач	Приращение объема ΔV	Объем конечный Vкон	Верхнего бьефа			Отметка НБ Zнб.			
		Шлюзование, Qшл	Фильтрация, Qф	Испарение, Qисп	Льдообразование, Qл										Начальная отметка Zнач.вб.	Конечная отметка Zкон.вб.	Средняя отметка Zср.сб.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
18	23	0	0,6	0,2	5	18	55	7	73	0	73	0,035	0,0002	0,035	310,00	309,97	310,0	223,8	85,3	61	61
19	23	0	0,6	0,2	5	18	74	7	92	0	92	0,035	0,0003	0,034	309,97	309,93	309,9	224,1	84,9	76	76
20	23	0	0,6	0,2	5	18	38	7	56	0	56	0,034	0,0001	0,034	309,93	309,90	309,9	223,5	85,5	47	47
21	23	0	0,6	0,2	5	18	26	7	43	0	44	0,034	0,0001	0,034	309,90	309,89	309,9	223,3	85,7	37	37
22	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,034	309,89	309,89	309,9	222,2	86,7	5	СП
23	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,034	309,89	309,90	309,9	222,2	86,8	5	СП
0	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,034	309,90	309,91	309,9	222,2	86,8	5	СП
1	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,034	309,91	309,91	309,9	222,2	86,8	5	СП
2	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,034	309,91	309,92	309,9	222,2	86,8	5	СП
3	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,034	309,92	309,93	309,9	222,2	86,8	5	СП
4	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,034	309,93	309,93	309,9	222,2	86,8	5	СП
5	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,034	309,93	309,94	309,9	222,2	86,8	5	СП
6	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,034	309,94	309,95	309,9	222,2	86,8	5	СП
7	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,034	309,95	309,95	310,0	222,2	86,8	5	СП
8	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,035	309,95	309,96	310,0	222,2	86,8	5	СП
9	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,035	0,0000	0,035	309,96	309,97	310,0	222,2	86,8	5	СП
10	23	0	0,6	0,2	5	18	19	7	37	0	37	0,035	0,0001	0,034	309,97	309,96	310,0	223,1	86,0	31	31
11	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,034	0,0000	0,035	309,96	309,96	310,0	222,2	86,8	5	СП
12	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,035	0,0000	0,035	309,96	309,97	310,0	222,2	86,8	5	СП
13	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,035	0,0000	0,035	309,97	309,98	310,0	222,2	86,8	5	СП
14	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,035	0,0000	0,035	309,98	309,98	310,0	222,2	86,8	5	СП
15	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,035	0,0000	0,035	309,98	309,99	310,0	222,2	86,8	5	СП
16	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,035	0,0000	0,035	309,99	309,996	310,0	222,2	86,9	5	СП
17	23	0	0,6	0,2	5	18	-11	7	7	0	7	0,035	0,0000	0,035	309,996	310,00	310,0	222,2	86,9	5	СП
							0											Э	14	0,346	10,73

Продолжение приложения Б

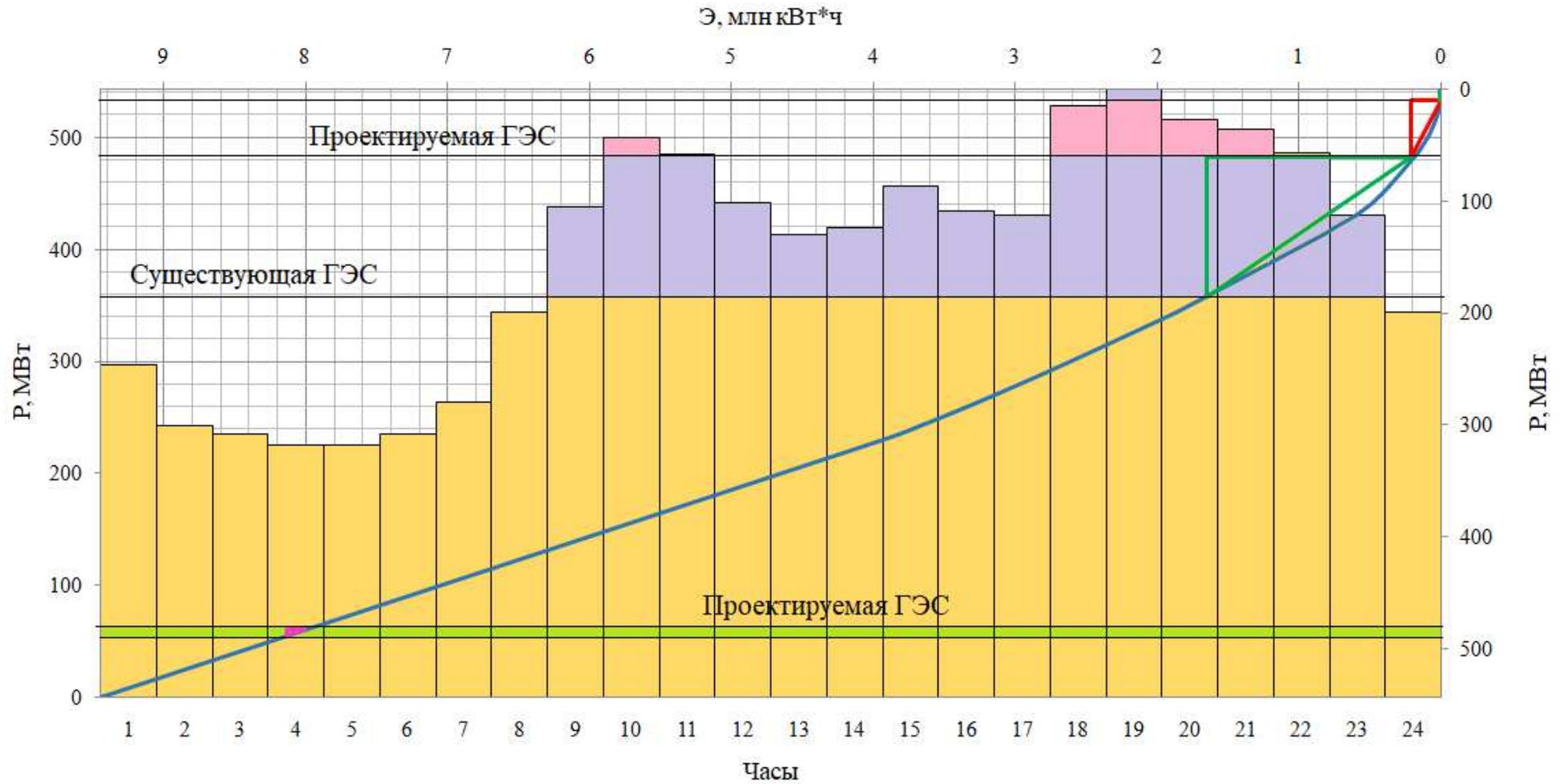


Рисунок Б.2 – Суточный график нагрузки февраля, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в феврале

Время суток	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N МВт	Гарантированная мощность Nгар МВт
	Бытовой расход, Qбыт	Потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qвхр	Расход СП, Qвхк	Расход через турбины Qтэс	Расход холостых сбросов Qх.сб.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объем начальный Vнач	Приращение объема ΔV	Объем конечный Vкон	Верхнего бьефа			Отметка НБ Zнб.			
		Шлюзование, Qшл	Фильтрация, Qф	Испарение, Qисп	Льдообразование, Qл										Начальная отметка Zнач.вб.	Конечная отметка Zкон.вб.	Средняя отметка Zср.сб.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
18	22	0	0,6	0,2	2,2	19	59	7	78	0	79	0,035	0,00021	0,035	310,00	309,97	310,0	223,9	85,2	65	65
19	22	0	0,6	0,2	2,2	19	77	7	96	0	97	0,035	0,00028	0,034	309,97	309,92	309,9	224,2	84,9	80	80
20	22	0	0,6	0,2	2,2	19	43	7	62	0	63	0,034	0,00015	0,034	309,92	309,89	309,9	223,6	85,4	52	52
21	22	0	0,6	0,2	2,2	19	32	7	51	0	52	0,034	0,00012	0,034	309,89	309,87	309,9	223,4	85,6	43	43
22	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,6	0	7	0,034	-0,00004	0,034	309,87	309,88	309,9	222,2	86,7	5	5
23	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,9	0	8	0,034	-0,00004	0,034	309,88	309,89	309,9	222,3	86,7	5	5
0	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,9	0	8	0,034	-0,00004	0,034	309,89	309,90	309,9	222,3	86,7	5	5
1	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,9	0	8	0,034	-0,00004	0,034	309,90	309,90	309,9	222,3	86,7	5	5
2	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,9	0	8	0,034	-0,00004	0,034	309,90	309,91	309,9	222,3	86,8	5	5
3	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,7	0	7	0,034	-0,00004	0,034	309,91	309,92	309,9	222,2	86,8	5	5
4	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,7	0	7	0,034	-0,00004	0,034	309,92	309,93	309,9	222,2	86,8	5	5
5	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,6	0	7	0,034	-0,00004	0,034	309,93	309,94	309,9	222,2	86,8	5	5
6	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,7	0	7	0,034	-0,00004	0,034	309,94	309,94	309,9	222,2	86,8	5	5
7	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,7	0	7	0,034	-0,00004	0,034	309,94	309,95	309,9	222,2	86,8	5	5
8	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,7	0	7	0,034	-0,00004	0,035	309,95	309,96	310,0	222,2	86,8	5	5
9	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,7	0	7	0,035	-0,00004	0,035	309,96	309,97	310,0	222,2	86,8	5	5
10	22	0	0,6	0,2	2,2	19	25	7	44	0	45	0,035	0,00009	0,034	309,97	309,95	310,0	223,3	85,8	37	37
11	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-13	7	6	0	7	0,034	-0,00005	0,035	309,95	309,96	310,0	222,2	86,8	5	5
12	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,8	0	7	0,035	-0,00004	0,035	309,96	309,97	310,0	222,2	86,8	5	5
13	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,8	0	7	0,035	-0,00004	0,035	309,97	309,97	310,0	222,2	86,8	5	5
14	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,8	0	7	0,035	-0,00004	0,035	309,97	309,98	310,0	222,2	86,8	5	5
15	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,8	0	7	0,035	-0,00004	0,035	309,98	309,99	310,0	222,2	86,8	5	5
16	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,8	0	7	0,035	-0,00004	0,035	309,99	309,996	310,0	222,2	86,8	5	5
17	22	0	0,6	0,2	2,2	19	-12	7	6,8	0	7	0,035	-0,00004	0,035	309,996	310,00	310,0	222,2	86,9	5	5
							0											Э	16	0,372	10,411

Продолжение приложения Б

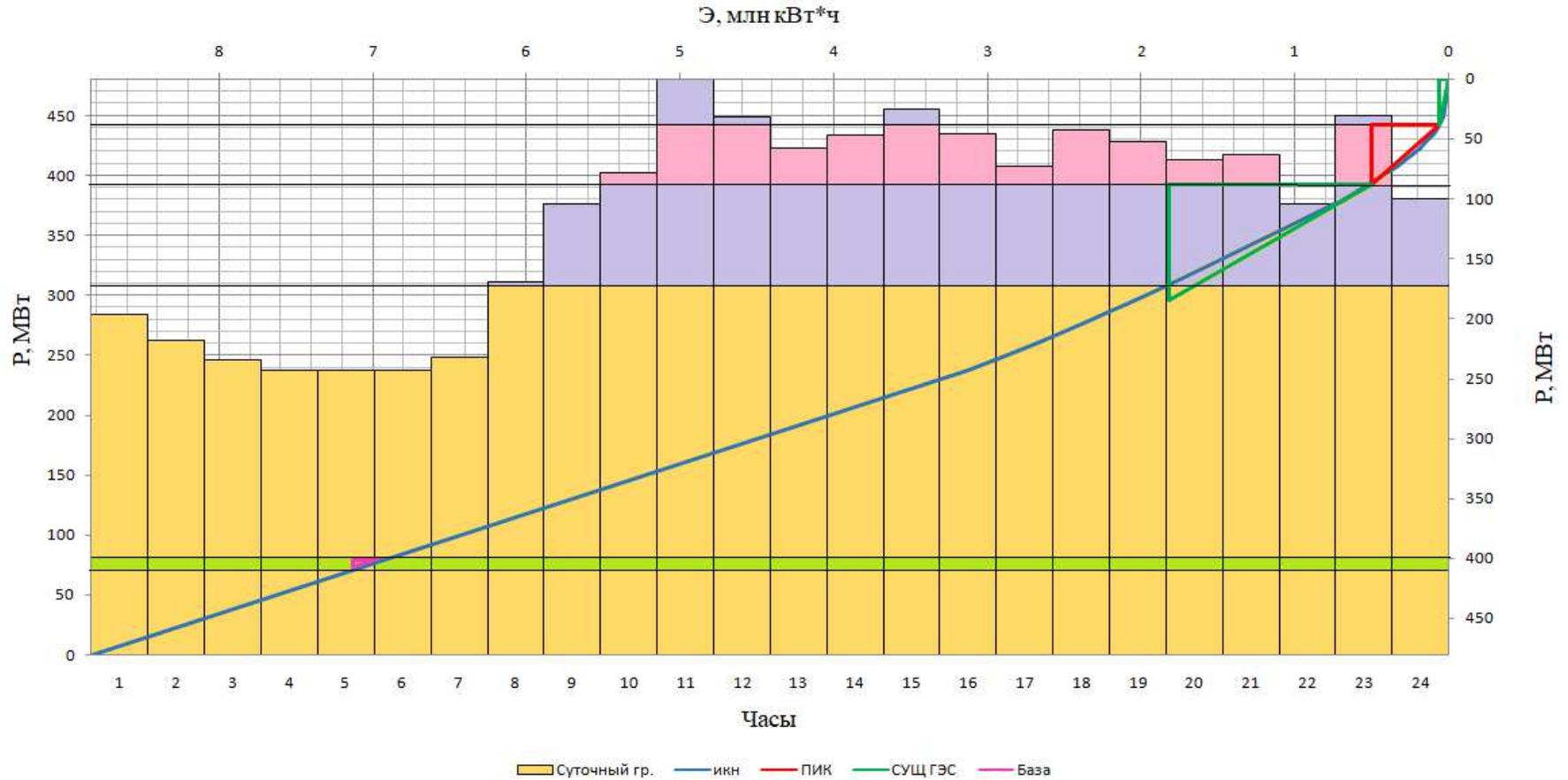


Рисунок В.3 – Суточный график нагрузки марта, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в марте

Время суток	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N МВт	Гарантированная мощность N _{гар} МВт
	Бытовой расход, Q _{быт}	Потери на				Полезный бытовой расход Q _{пол.б.}	Расход из водохранилища Q _{вхр}	Расход СП, Q _{вкк}	Расход через турбины Q _{тэс}	Расход холостых сбросов Q _{х.сб.}	Расход нижнего бьефа Q _{нб}	Объем начальный V _{нач}	Приращение объема ΔV	Объем конечный V _{кон}	Верхнего бьефа			Отметка НБ Знб.			
		Шлюзование, Q _{шл}	Фильтрация, Q _ф	Испарение, Q _{исп}	Льдообразование, Q _л										Начальная отметка Z _{нач.вб.}	Конечная отметка Z _{кон.вб.}	Средняя отметка Z _{ср.сб.}				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
11	33	0	0,6	0,3	1,1	31	100	7	131	0	132	0,035	0,0004	0,034	310,00	309,94	310,0	224,4	84,7	109	109
12	33	0	0,6	0,3	1,1	31	62	7	93	0	94	0,034	0,0002	0,034	309,94	309,90	309,9	223,9	85,1	78	78
13	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,90	309,92	309,9	222,2	86,8	5	5
14	33	0	0,6	0,3	1,1	31	43	7	74	0	75	0,034	0,0002	0,034	309,92	309,89	309,9	223,7	85,3	62	62
15	33	0	0,6	0,3	1,1	31	68	7	99	0	100	0,034	0,0002	0,034	309,89	309,85	309,9	224,0	85,0	83	83
16	33	0	0,6	0,3	1,1	31	44	7	75	0	76	0,034	0,0002	0,034	309,85	309,82	309,8	223,7	85,3	63	63
17	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,82	309,84	309,8	222,2	86,7	5	5
18	33	0	0,6	0,3	1,1	31	49	7	80	0	81	0,034	0,0002	0,034	309,84	309,81	309,8	223,8	85,2	67	67
19	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,81	309,82	309,8	222,2	86,7	5	5
20	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,82	309,84	309,8	222,2	86,7	5	5
21	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,84	309,85	309,8	222,2	86,8	5	5
22	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,85	309,87	309,9	222,2	86,8	5	5
23	33	0	0,6	0,3	1,1	31	62	7	93	0	94	0,034	0,0002	0,034	309,87	309,83	309,9	223,9	85,0	78	78
0	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,83	309,85	309,8	222,2	86,8	5	5
1	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,85	309,86	309,9	222,2	86,8	5	5
2	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,86	309,88	309,9	222,2	86,8	5	5
3	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,88	309,89	309,9	222,2	86,8	5	5
4	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,89	309,91	309,9	222,2	86,8	5	5
5	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,91	309,93	309,9	222,2	86,8	5	5
6	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,93	309,94	309,9	222,2	86,8	5	5
7	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,034	309,94	309,96	309,9	222,2	86,9	5	5
8	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,034	-0,0001	0,035	309,96	309,97	310,0	222,2	86,9	5	5
9	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,035	-0,0001	0,035	309,97	309,988	310,0	222,2	86,9	5	5
10	33	0	0,6	0,3	1,1	31	-25	7	6	0	7	0,035	-0,0001	0,035	309,99	310,00	310,0	222,2	86,9	5	5
							0								310,00			Э	26	0,623	19,318

Продолжение приложения Б

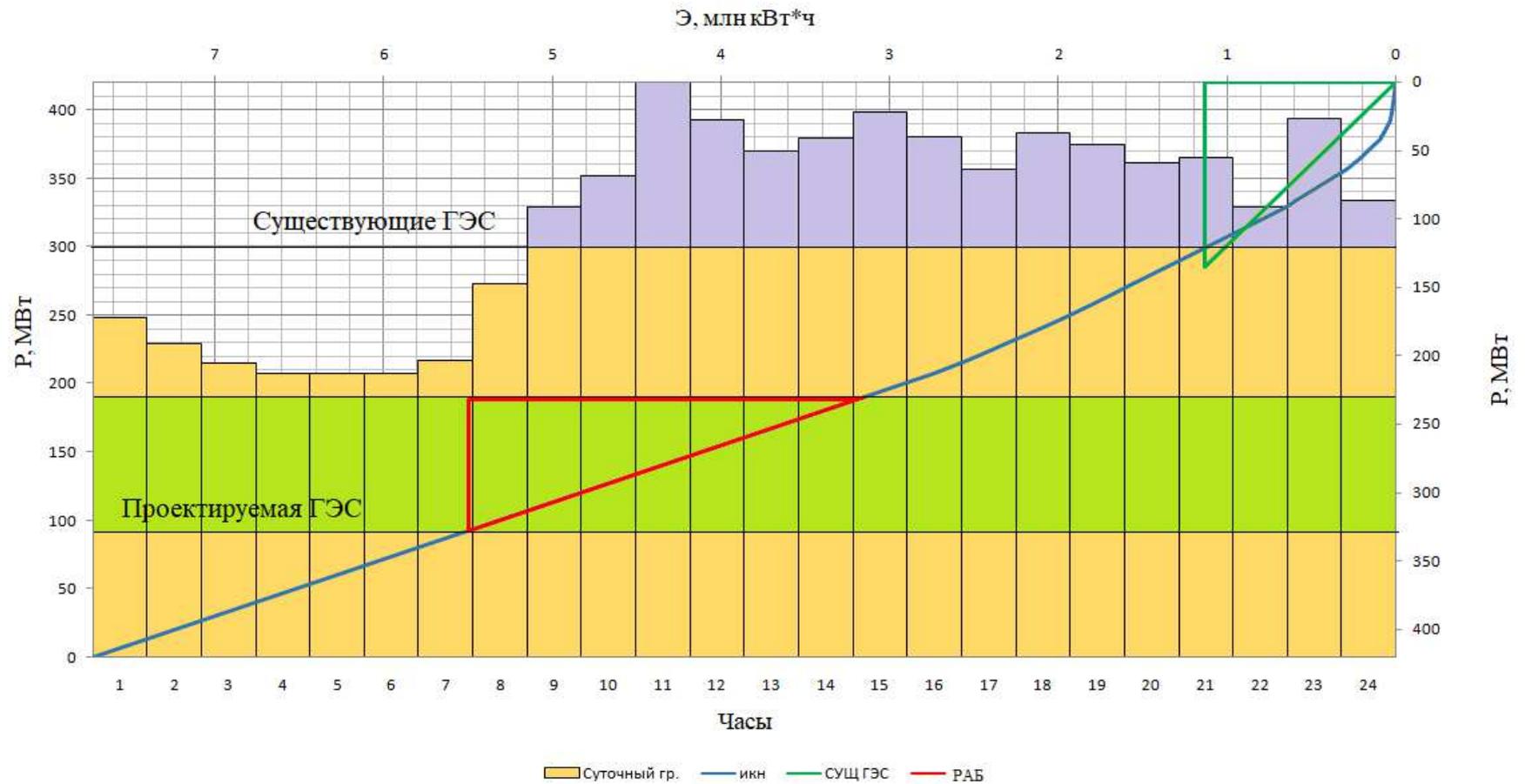


Рисунок Б.4 – Суточный график нагрузки апреля, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

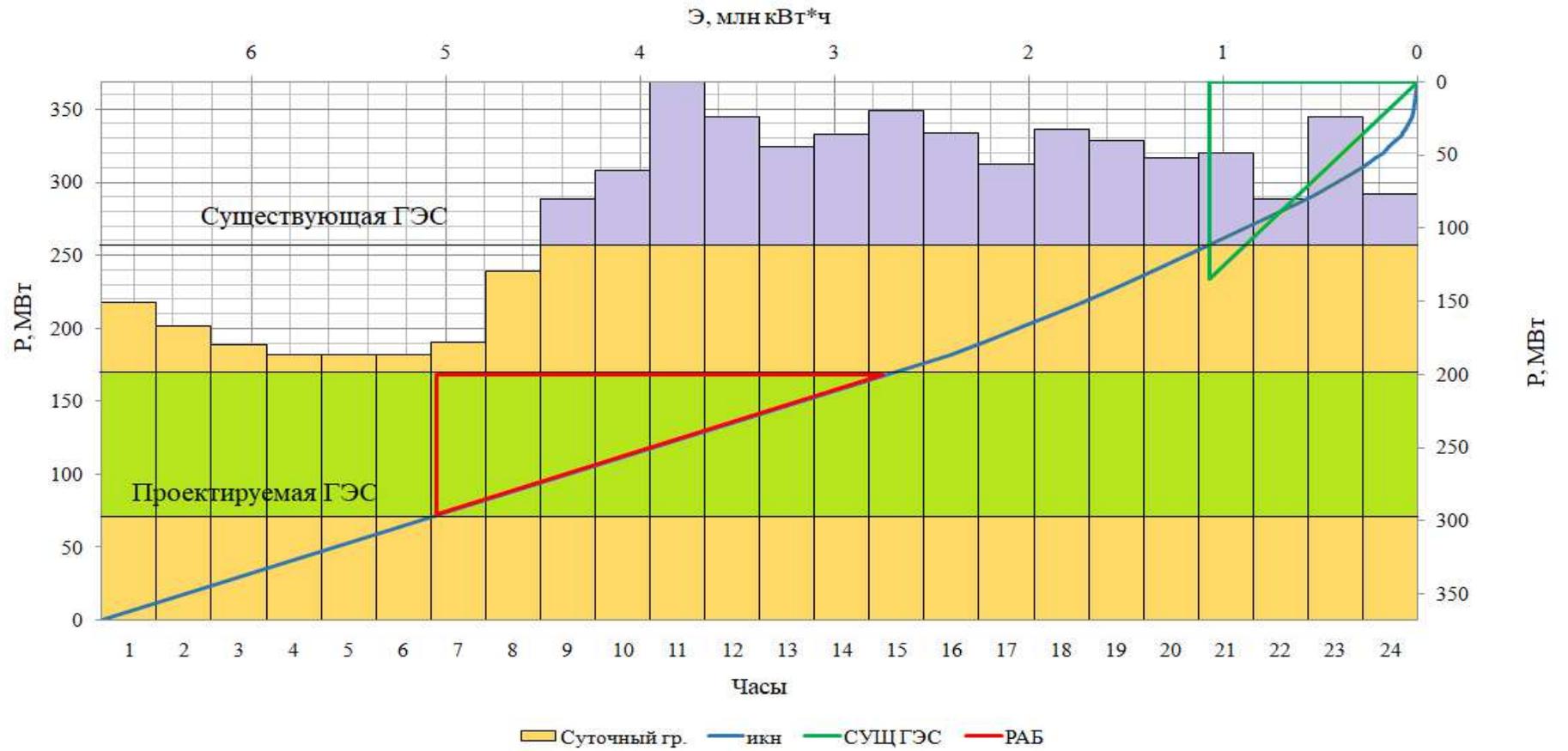


Рисунок Б.5 – Суточный график нагрузки мая, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

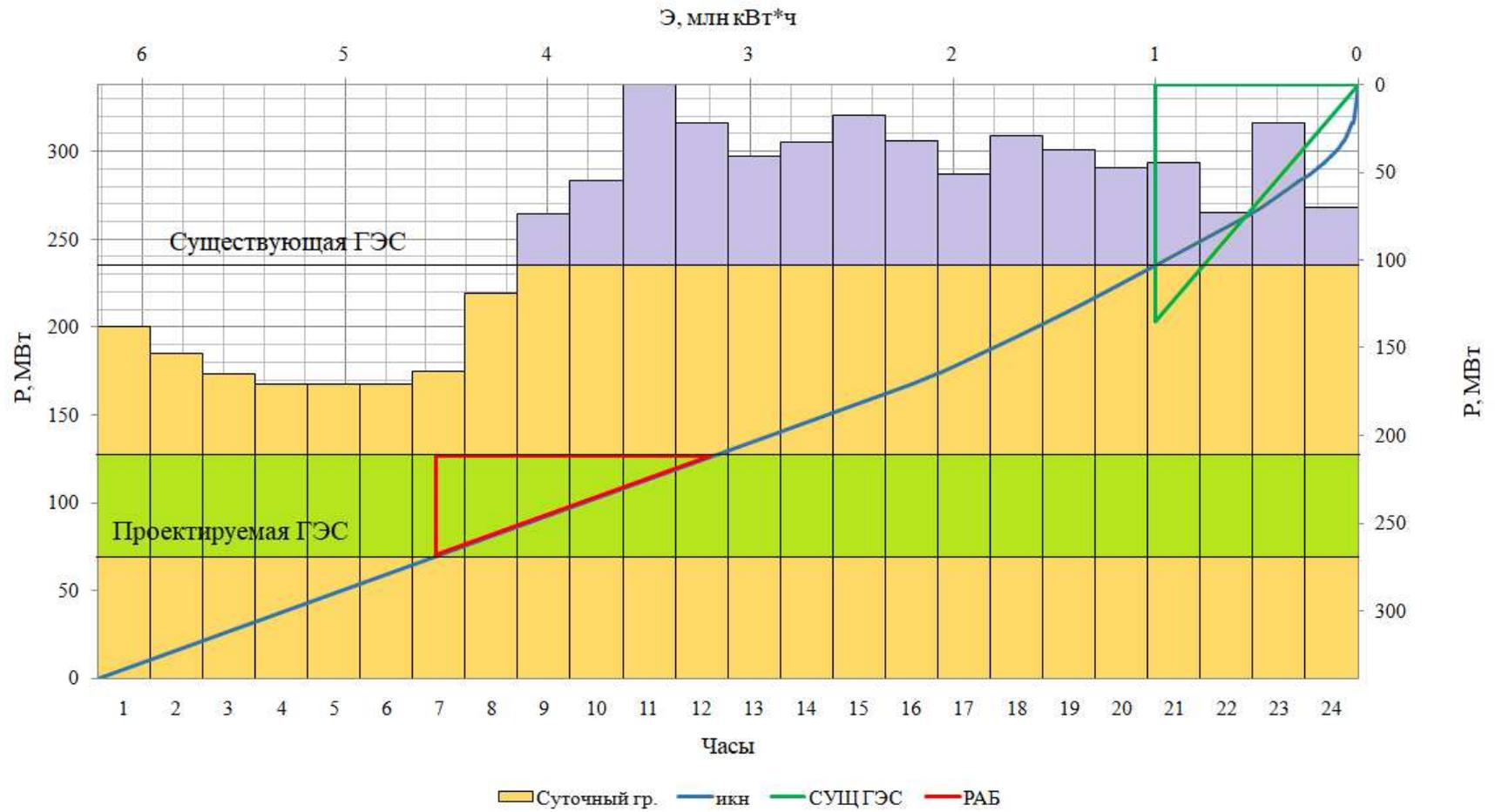


Рисунок Б.6 – Суточный график нагрузки июня, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

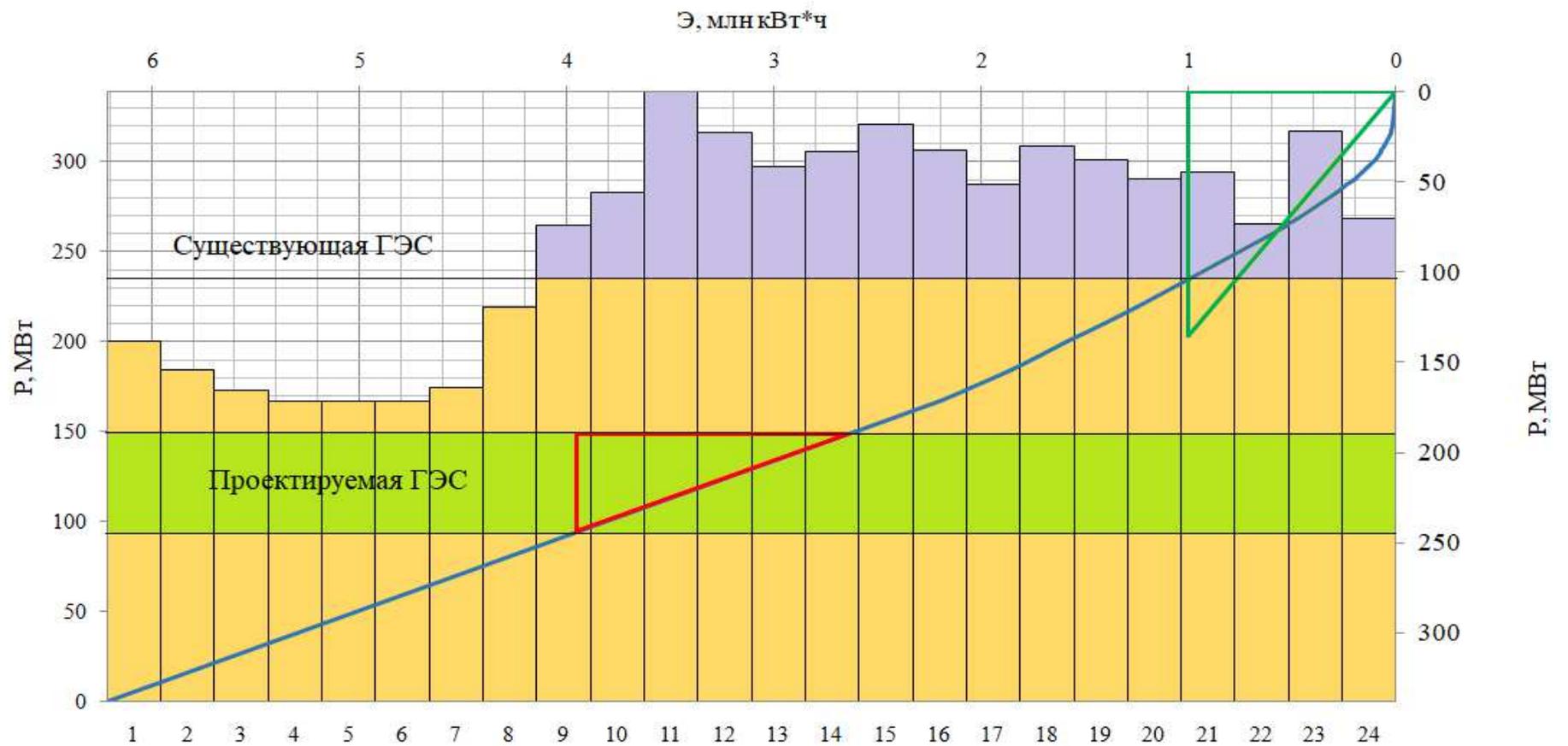


Рисунок Б.7 – Суточный график нагрузки июля, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

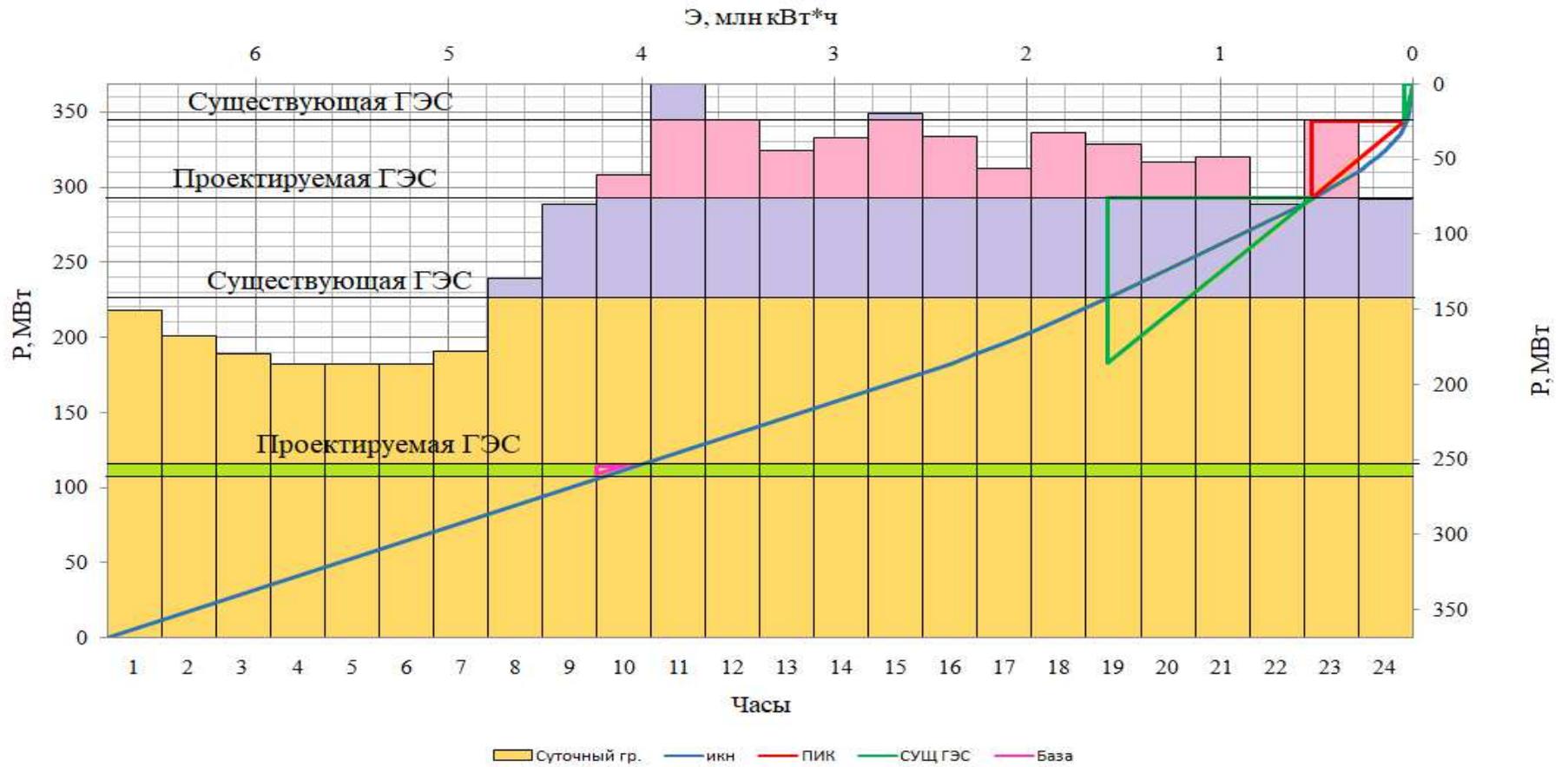


Рисунок Б.8 – Суточный график нагрузки августа, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в августе

Время суток	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N МВт	Гарантированная мощность N _{гар} МВт
	Бытовой расход, Q _{быт}	Потери на				Полезный бытовой расход Q _{пол.б.}	Расход из водохранилища Q _{влхр}	Расход СП, Q _{вхк}	Расход через турбины Q _{тэс}	Расход холостых сбросов Q _{х.сб.}	Расход нижнего бьефа Q _{нб}	Объем начальный V _{нач}	Приращение объема ΔV	Объем конечный V _{кон}	Верхнего бьефа			Отметка НБ Z _{нб.}			
		Шлюзование, Q _{шл}	Фильтрация, Q _ф	Испарение, Q _{исп}	Льдообразование, Q _л										Начальная отметка Z _{нач.вб.}	Конечная отметка Z _{кон.вб.}	Средняя отметка Z _{ср.сб.}				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
11	34	0	1	0	0	33	85	7	118	0	119	0,035	0,000	0,034	310,00	309,95	310,0	224,2	84,8	98	98
12	34	0	1	0	0	33	55	7	88	0	89	0,034	0,000	0,034	309,95	309,92	309,9	223,9	85,2	74	74
13	34	0	1	0	0	33	30	7	63	0	64	0,034	0,000	0,034	309,92	309,90	309,9	223,5	85,5	53	53
14	34	0	1	0	0	33	41	7	74	0	75	0,034	0,000	0,034	309,90	309,87	309,9	223,7	85,3	62	62
15	34	0	1	0	0	33	60	7	93	0	94	0,034	0,000	0,034	309,87	309,84	309,9	223,9	85,0	78	78
16	34	0	1	0	0	33	42	7	75	0	76	0,034	0,000	0,034	309,84	309,81	309,8	223,7	85,2	63	63
17	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,81	309,83	309,8	222,2	86,7	5	5
18	34	0	1	0	0	33	46	7	79	0	80	0,034	0,000	0,034	309,83	309,80	309,8	223,7	85,2	66	66
19	34	0	1	0	0	33	35	7	68	0	69	0,034	0,000	0,033	309,80	309,77	309,8	223,6	85,3	57	57
20	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,033	0,000	0,034	309,77	309,79	309,8	222,2	86,7	5	5
21	34	0	1	0	0	33	26	7	59	0	60	0,034	0,000	0,033	309,79	309,77	309,8	223,4	85,5	50	50
22	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,033	0,000	0,034	309,77	309,79	309,8	222,2	86,7	5	5
23	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,79	309,81	309,8	222,2	86,7	5	5
0	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,81	309,83	309,8	222,2	86,7	5	5
1	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,83	309,84	309,8	222,2	86,7	5	5
2	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,84	309,86	309,9	222,2	86,8	5	5
3	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,86	309,88	309,9	222,2	86,8	5	5
4	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,88	309,90	309,9	222,2	86,8	5	5
5	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,90	309,91	309,9	222,2	86,8	5	5
6	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,91	309,93	309,9	222,2	86,8	5	5
7	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,93	309,95	309,9	222,2	86,8	5	5
8	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,034	0,000	0,035	309,95	309,96	310,0	222,2	86,9	5	5
9	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,035	0,000	0,035	309,96	309,979	310,0	222,2	86,9	5	5
10	34	0	1	0	0	33	-27	7	6	0	7	0,035	0,000	0,035	309,98	310,00	310,0	222,2	86,9	5	5
							0								310,00						

Продолжение приложения Б

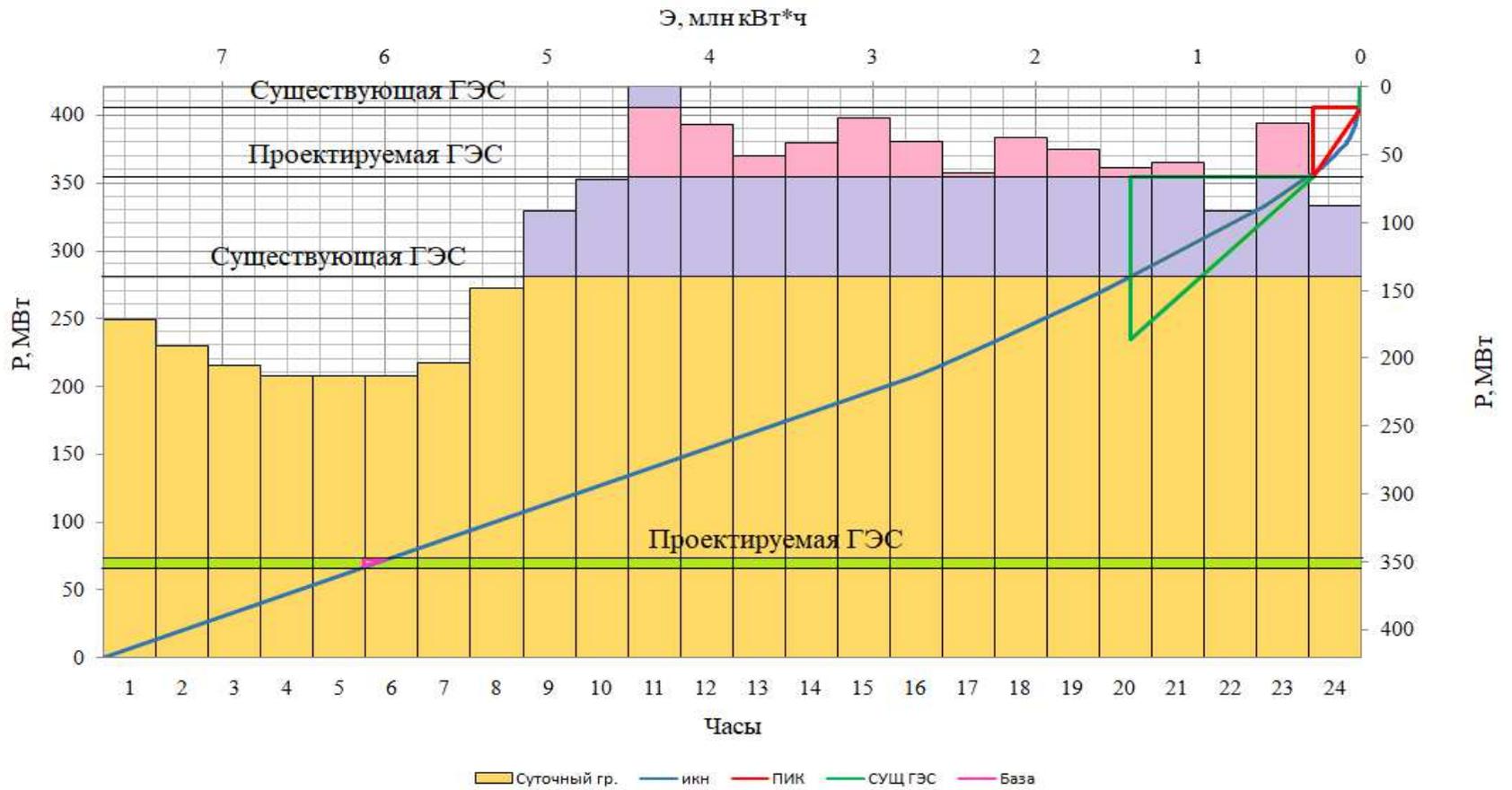


Рисунок Б.9 – Суточный график нагрузки сентября, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в сентябре

Время суток	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N МВт	Гарантированная мощность N _{гар} МВт
	Быговой расход, Q _{бгт}	Потери на				Полезный быговой расход Q _{пол.б.}	Расход из водохранилища Q _{влхр}	Расход СП, Q _{вхк}	Расход через турбины Q _{тэс}	Расход холостых сбросов Q _{х.сб.}	Расход нижнего бьефа Q _{нб}	Объем начальный V _{нач}	Приращение объема ΔV	Объем конечный V _{кон}	Верхнего бьефа			Отметка НБ Z _{нб.}			
		Шлюзование, Q _{шл}	Фильтрация, Q _ф	Испарение, Q _{исп}	Льдообразование, Q _л										Начальная отметка Z _{нач.вб.}	Конечная отметка Z _{кон.вб.}	Средняя отметка Z _{ср.сб.}				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
11	24	0	1	0	0	23	68	7	91	0	92	0,035	0,000	0,035	310,00	309,96	310,0	223,9	85,2	76	76
12	24	0	1	0	0	23	34	7	57	0	58	0,035	0,000	0,034	309,96	309,94	310,0	223,4	85,7	48	48
13	24	0	1	0	0	23	6	7	29	0	30	0,034	0,000	0,034	309,94	309,94	309,9	222,8	86,3	25	25
14	24	0	1	0	0	23	18	7	41	0	42	0,034	0,000	0,034	309,94	309,93	309,9	223,1	86,0	35	35
15	24	0	1	0	0	23	41	7	64	0	65	0,034	0,000	0,034	309,93	309,90	309,9	223,5	85,5	54	54
16	24	0	1	0	0	23	20	7	43	0	44	0,034	0,000	0,034	309,90	309,89	309,9	223,1	85,9	36	36
17	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,89	309,90	309,9	222,2	86,8	5	5
18	24	0	1	0	0	23	23	7	46	0	47	0,034	0,000	0,034	309,90	309,89	309,9	223,2	85,8	39	39
19	24	0	1	0	0	23	12	7	35	0	36	0,034	0,000	0,034	309,89	309,88	309,9	222,9	86,1	30	30
20	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,88	309,89	309,9	222,2	86,8	5	5
21	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,89	309,90	309,9	222,2	86,8	5	5
22	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,90	309,91	309,9	222,2	86,8	5	5
23	24	0	1	0	0	23	35	7	58	0	59	0,034	0,000	0,034	309,91	309,89	309,9	223,4	85,6	49	49
0	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,89	309,90	309,9	222,2	86,8	5	5
1	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,90	309,91	309,9	222,2	86,8	5	5
2	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,91	309,92	309,9	222,2	86,8	5	5
3	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,92	309,93	309,9	222,2	86,8	5	5
4	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,93	309,94	309,9	222,2	86,8	5	5
5	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,94	309,95	309,9	222,2	86,9	5	5
6	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,035	309,95	309,96	310,0	222,2	86,9	5	5
7	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,035	0,000	0,035	309,96	309,97	310,0	222,2	86,9	5	5
8	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,035	0,000	0,035	309,97	309,98	310,0	222,2	86,9	5	5
9	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,035	0,000	0,035	309,98	309,993	310,0	222,2	86,9	5	5
10	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,035	0,000	0,035	309,99	310,00	310,0	222,2	86,9	5	5
							0								310,00			Э	19	0,468	14,505

Продолжение приложения Б

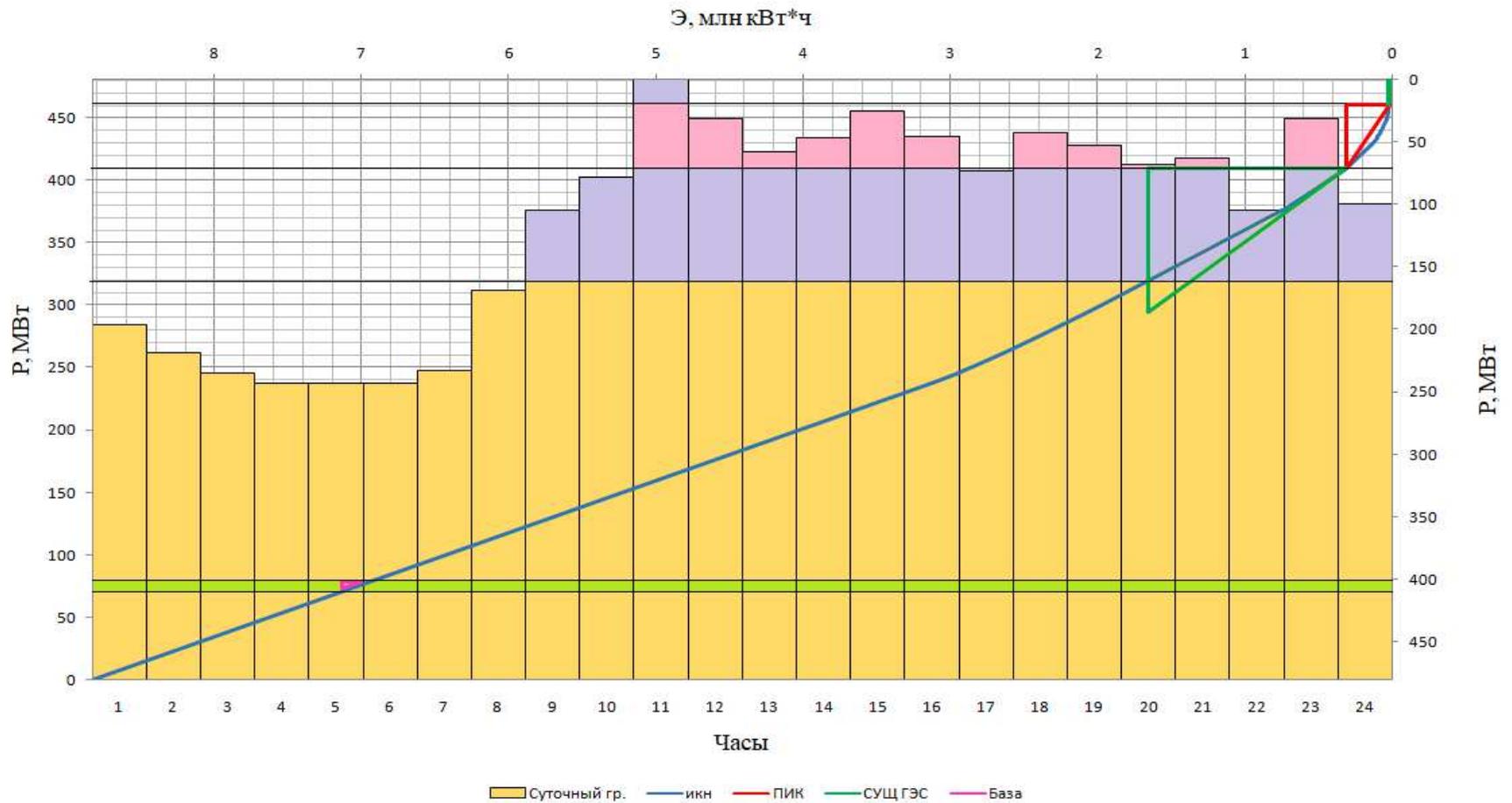


Рисунок Б.10 – Суточный график нагрузки октября, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в октябре

Время суток	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N МВт	Гарантированная мощность N _{гар} МВт	
	Бытовой расход, Q _{быт}	Потери на					Полезный бытовой расход Q _{пол.б.}	Расход из водохранилища Q _{влхр}	Расход СП, Q _{вхк}	Расход через турбины Q _{тэс}	Расход холодных сбросов Q _{х.сб.}	Расход нижнего бьефа Q _{нб}	Объем начальный V _{нач}	Приращение объема ΔV	Объем конечный V _{кон}	Верхнего бьефа						Отметка НБ Знб.
		Шлюзование, Q _{шл}	Фильтрация, Q _ф	Испарение, Q _{исп}	Льдообразование, Q _л	Начальная отметка Z _{нач.вб.}										Конечная отметка Z _{кон.вб.}	Средняя отметка Z _{ср.сб.}					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
11	24	0	1	0	0	23	76	7	99	0	100	0,035	0,000	0,035	310,00	309,96	310,0	224,0	85,1	83	83	
12	24	0	1	0	0	23	39	7	62	0	63	0,035	0,000	0,034	309,96	309,93	309,9	223,5	85,6	52	52	
13	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,93	309,94	309,9	222,2	86,8	5	5	
14	24	0	1	0	0	23	19	7	42	0	43	0,034	0,000	0,034	309,94	309,93	309,9	223,1	86,0	36	36	
15	24	0	1	0	0	23	45	7	68	0	69	0,034	0,000	0,034	309,93	309,90	309,9	223,6	85,5	57	57	
16	24	0	1	0	0	23	21	7	44	0	45	0,034	0,000	0,034	309,90	309,89	309,9	223,1	85,9	37	37	
17	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,89	309,90	309,9	222,2	86,8	5	5	
18	24	0	1	0	0	23	25	7	48	0	49	0,034	0,000	0,034	309,90	309,89	309,9	223,2	85,8	41	41	
19	24	0	1	0	0	23	15	7	38	0	39	0,034	0,000	0,034	309,89	309,88	309,9	223,0	86,0	32	32	
20	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,88	309,89	309,9	222,2	86,8	5	5	
21	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,89	309,90	309,9	222,2	86,8	5	5	
22	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,90	309,91	309,9	222,2	86,8	5	5	
23	24	0	1	0	0	23	39	7	62	0	63	0,034	0,000	0,034	309,91	309,88	309,9	223,5	85,5	52	52	
0	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,88	309,90	309,9	222,2	86,8	5	5	
1	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,90	309,91	309,9	222,2	86,8	5	5	
2	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,91	309,92	309,9	222,2	86,8	5	5	
3	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,92	309,93	309,9	222,2	86,8	5	5	
4	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,93	309,94	309,9	222,2	86,8	5	5	
5	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,034	309,94	309,95	309,9	222,2	86,8	5	5	
6	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,034	0,000	0,035	309,95	309,96	310,0	222,2	86,9	5	5	
7	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,035	0,000	0,035	309,96	309,97	310,0	222,2	86,9	5	5	
8	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,035	0,000	0,035	309,97	309,98	310,0	222,2	86,9	5	5	
9	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,035	0,000	0,035	309,98	309,990	310,0	222,2	86,9	5	5	
10	24	0	1	0	0	23	-17	7	6	0	7	0,035	0,000	0,035	309,99	310,00	310,0	222,2	86,9	5	5	
							0								310,00			Э	20	0,471	14,613	

Продолжение приложения Б

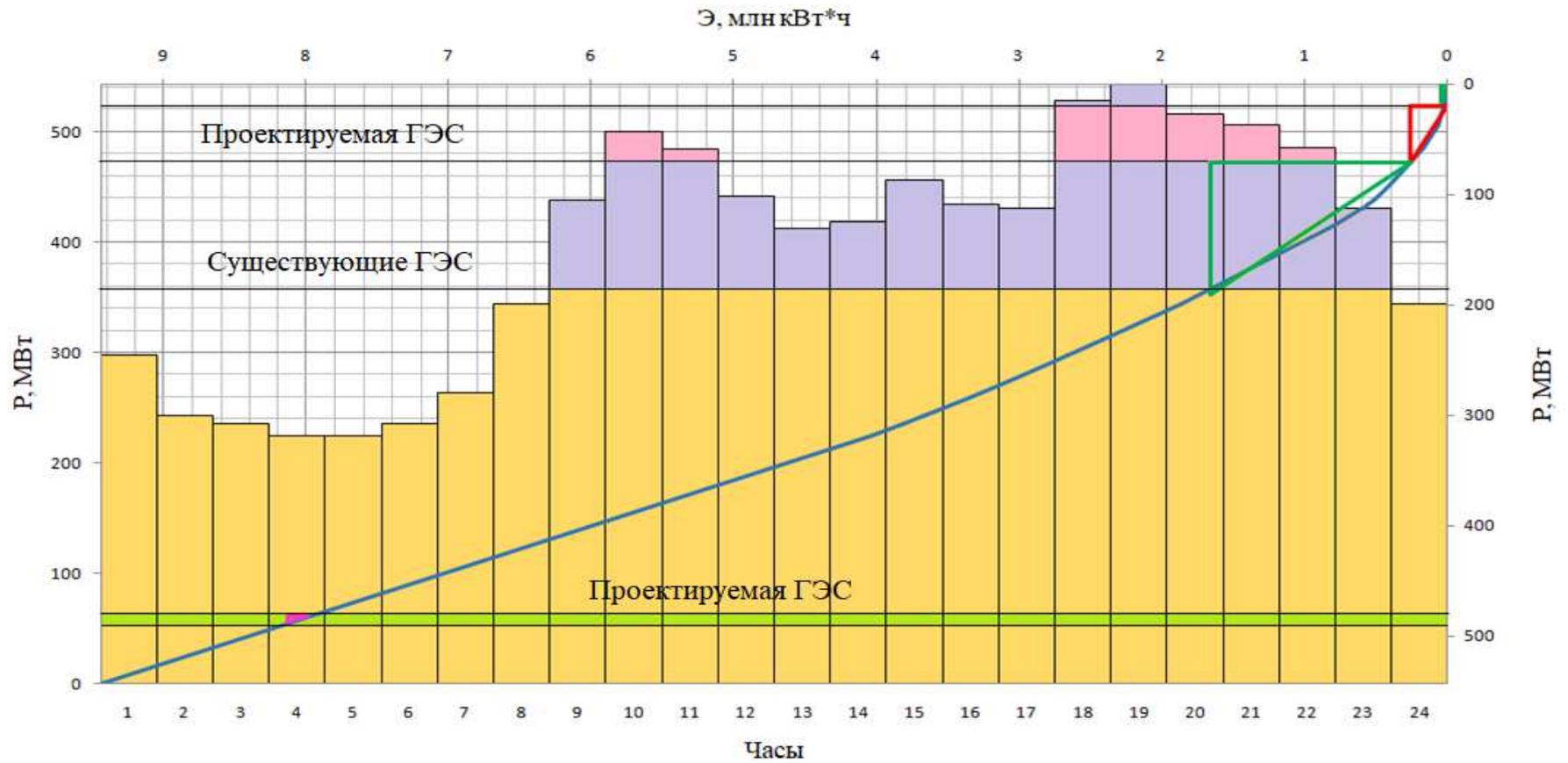


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки ноября, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Сработка-наполнение водохранилища в ноябре

Время суток	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N МВт	Гарантированная мощность Nгар МВт
	Бытовой расход, Qбыт	Потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qвхр	Расход СП, Qвхк	Расход через турбины Qтэс	Расход холодных сбросов Qх.сб.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объем начальный Vнач	Приращение объема ΔV	Объем конечный Vкон	Верхнего бьефа			Отметка НБ Zнб.			
		Шлюзование, Qшл	Фильтрация, Qф	Испарение, Qисп	Льдообразование, Qл										Начальная отметка Zнач.вб.	Конечная отметка Zкон.вб.	Средняя отметка Zср.сб.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
18	24	0	1	0,2	1	22	73	7	94,9	0	96	0,035	0,000	0,035	310,00	309,96	310,0	224,2	84,9	79	79
19	24	0	1	0,2	1	22	91	7	112,9	0	114	0,035	0,000	0,034	309,96	309,90	309,9	224,4	84,6	94	94
20	24	0	1	0,2	1	22	57	7	78,9	0	80	0,034	0,000	0,034	309,90	309,87	309,9	223,9	85,0	66	66
21	24	0	1	0,2	1	22	46	7	67,9	0	69	0,034	0,000	0,034	309,87	309,84	309,9	223,8	85,2	57	57
22	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,84	309,85	309,8	222,2	86,7	5	5
23	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,85	309,86	309,9	222,2	86,7	5	5
0	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,86	309,87	309,9	222,2	86,7	5	5
1	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,87	309,88	309,9	222,2	86,8	5	5
2	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,88	309,89	309,9	222,2	86,8	5	5
3	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,89	309,90	309,9	222,2	86,8	5	5
4	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,90	309,91	309,9	222,2	86,8	5	5
5	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,91	309,92	309,9	222,2	86,8	5	5
6	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,92	309,93	309,9	222,2	86,8	5	5
7	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,93	309,94	309,9	222,2	86,8	5	5
8	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,94	309,95	309,9	222,2	86,8	5	5
9	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,035	309,95	309,96	310,0	222,2	86,8	5	5
10	24	0	1	0,2	1	22	39	7	60,9	0	62	0,035	0,000	0,034	309,96	309,93	309,9	223,6	85,4	51	51
11	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,93	309,94	309,9	222,2	86,8	5	5
12	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,034	309,94	309,95	309,9	222,2	86,8	5	5
13	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,034	0,000	0,035	309,95	309,96	310,0	222,2	86,8	5	5
14	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,035	0,000	0,035	309,96	309,97	310,0	222,2	86,9	5	5
15	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,035	0,000	0,035	309,97	309,98	310,0	222,2	86,9	5	5
16	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	5,9	0	7	0,035	0,000	0,035	309,98	309,99	310,0	222,2	86,9	5	5
17	24	0	1	0,2	1	22	-16	7	6,2	0	7	0,035	0,000	0,035	309,99	310,00	310,0	222,2	86,9	5	5
							0								310,00			Э	18	0,441	13,242

Продолжение приложения Б

Таблица Б.8 – Результаты водно-энергетических расчётов

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	23	22	33	303	130	89	52	34	24	24	24	18
$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{с}$	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0,2	0,2	0,3	3,0	1,3	0,9	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	4,6	2,2	1,1	-7,1	-5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	3,1
$Q_{\text{пол.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	18	19	31	306	133	87	51	33	23	23	21	14
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	222,7	222,7	223,0	225,5	224,4	223,9	223,3	222,9	222,6	222,6	222,7	222,6
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	87,3	87,3	87,0	84,5	85,6	86,1	86,7	87,1	87,4	87,4	87,3	87,4
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	13	14	24	225	99	65	38	25	18	18	16	11
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$	0,319	0,338	0,568	5,403	2,380	1,567	0,919	0,606	0,421	0,422	0,391	0,257
Базовая часть нагрузки по санитарному попуску												
$Q_{\text{сан.поп}}, \text{м}^3/\text{с}$	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8
$N_{\text{сан.поп}}, \text{МВт}$	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129
Пиковая часть нагрузки												
$Q_{\text{пик}}, \text{м}^3/\text{с}$	10	12	24	299	126	80	44	26	16	16	14	7
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	222,3	222,4	222,8	225,5	224,3	223,7	223,1	222,7	222,4	222,4	222,5	222,2
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	87,7	87,6	87,2	84,5	85,7	86,3	86,9	87,3	87,6	87,6	87,5	87,8
$N_{\text{пик}}, \text{МВт}$	8	9	18	220	94	60	33	20	12	12	11	5
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$	0,192	0,211	0,441	5,280	2,255	1,443	1,171	0,479	0,293	0,294	0,263	0,129

Окончание приложения Б

Таблица Б.9 – Баланс мощности

Месяц	Энегосистема, МВт			Существующая ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт				Существующие ГЭС, МВт			
	Pmax	P авар	P нагр	Nраб	Nнагр	Nрем	Nраб	Nнагр	Nрем	N дуб	Nраб	N нагр	N авар	N рем
I	570	57	17	135	11	0	56	6	0	0	379	0	57	0
II	540	54	16	135	10	0	56	6	0	0	349	0	54	0
III	487	49	15	120	9	0	55	6	0	0	312	0	49	0
IV	426	43	13	128	8	0	56	5	0	40	202	0	43	0
V	373	37	11	115	7	0	56	4	0	40	162	0	37	8
VI	343	34	10	102	6	0	56	4	0	0	185	0	34	35
VII	343	34	10	100	6	0	56	4	0	0	187	0	34	35
VIII	373	37	11	92	7	0	56	4	0	0	225	0	37	8
IX	426	43	13	90	8	0	56	5	0	0	280	0	43	0
X	487	49	15	116	9	20	56	6	9	0	315	0	49	0
XI	540	54	16	133	10	0	56	6	0	0	351	0	54	0
XII	570	57	17	135	11	0	56	6	0	0	379	0	57	0

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛД90 – В45°

ПЛД90 – В45°									
D1	2	2,12	2,24	2,36	2,5	2,65	2,8	3	3,15
КПД н	0,939	0,94	0,94	0,94	0,94	0,941	0,941	0,942	0,942
Na*	33424	37555	41972	46589	52281	58805	65651	75445	83178
Za*	3,620	3,222	2,883	2,597	2,314	2,058	1,843	1,604	1,455
Za	4	4	3	3	3	3	2	2	2
Na, кВт	30250	30250	40333	40333	40333	40333	60500	60500	60500
nc*	390,92	368,79	349,22	331,46	312,9	295,34	279,52	261,03	248,6
nc	428,6	375	375	375	333,3	300	300	272,6	250
nmin'	91,99	85,32	90,1	94,92	89,37	85,22	90,05	87,62	84,38
npacч'	93,19	86,43	91,28	96,17	90,54	86,34	91,23	88,77	85,48
nmax'	93,48	86,7	91,55	96,46	90,82	86,6	91,5	89,04	85,74
Q'*КПДм	1,021	0,909	1,084	0,976	0,87	0,773	1,039	0,903	0,819

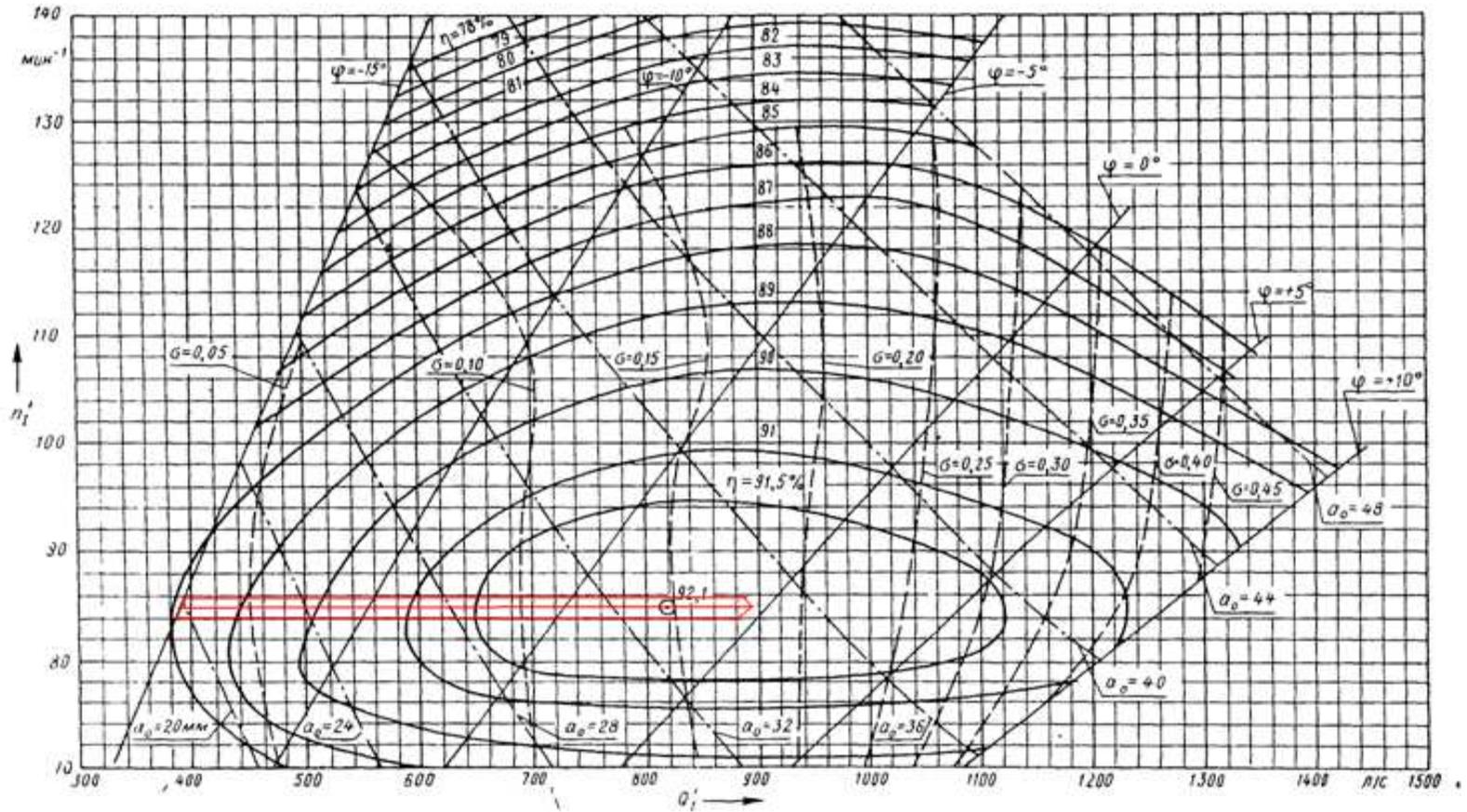
Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины PO115-B

PO115-B									
D1	2	2,12	2,24	2,36	2,5	2,65	2,8	3	3,15
КПД н	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Na*	29112	32711	36558	40580	45586	51221	57245	65715	72529
Za*	4,16	3,70	3,31	2,98	2,65	2,36	2,11	1,84	1,67
Za	5,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00	2,00	2,00	2,00
Na, кВт	24200	30250	30250	40333	40333	40333	60500	60500	60500
nc*	350,39	330,56	313,02	297,10	280,62	264,73	250,69	233,97	222,95
nc	375	300	300	300	300	273	250	250	231
nmin'	79,25	67,21	70,97	74,78	79,17	76,25	73,85	79,13	76,66
npacч'	80,27	68,07	71,88	75,73	80,18	77,23	74,79	80,14	77,64
nmax'	81,36	68,99	72,86	76,76	81,27	78,28	75,81	81,23	78,70
Q'*КПДм	0,78	0,87	0,78	0,93	0,83	0,74	0,99	0,86	0,78

Окончание приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 90/2556а-В-45°-46
№ 2561 ЛМЗ



Испытания проводились при напоре гидротурбины 4 м и температуре от 11,5 до 18°C

Рисунок В.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД90 – В45 – 315 на главной универсальной характеристике

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица уставок и матрицы отключений защит

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,31 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	1,22 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,5	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,64 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	2,53 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	5,93 А
			I_{OTC}	$6,0 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	23,7 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	10 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,5	-
ЗПН	$U >$	2 ступ.	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_{НОМ.Г}$	140 В
		1 ступ.	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_{НОМ.Г}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	0,28 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	0,47 А
		ТО I	$I_{2С.З.}$	$0,8 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	3,16 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	4,23 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	4,36 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,53 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	6,05 А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	Z_1	$0,092 \cdot Z_{нагр}$	0,23 Ом
			Z_{CM1}	$0,23 \cdot Z_I$	1,34 Ом
		2 ступ.	Z_2	$0,48 \cdot Z_{нагр}$	7,01 Ом
			Z_{CM2}	$0,20 \cdot Z_2$	1,4 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P.СИГН}$	$1,07 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$	1,31 А
		ПО	$I_{P.ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$	1,35 А
		ТО	$I_{P.ТО}$	$2,245 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$	2,75 А
Защита ТВ	$I >> TB$	ТО	$I_{ТО}$	$20 \cdot I_{T.НОМ}^{(2)}$	31,0 А
	$I > TB$	МТЗ	$I_{MTЗ}$	$2,36 \cdot I_{T.НОМ}^{(2)}$	3,66 А

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие защит			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГТ	Отключение В-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование защит	Обозначение								
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	2 ступень t_2	+	+					
		1 ступень t_1	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО	+	+					
		t_1					+		
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	t_2	+	+					
		СО						+	
		ИО	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1					+	
			t_2	+	+	+			
			t_1					+	
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО	+	+					
		ТО	+	+					
Защита ТВ	$I \gg TV$	ТО	+	+					
	$I > TV$	МТЗ	+	+					

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Оценка экономических показателей

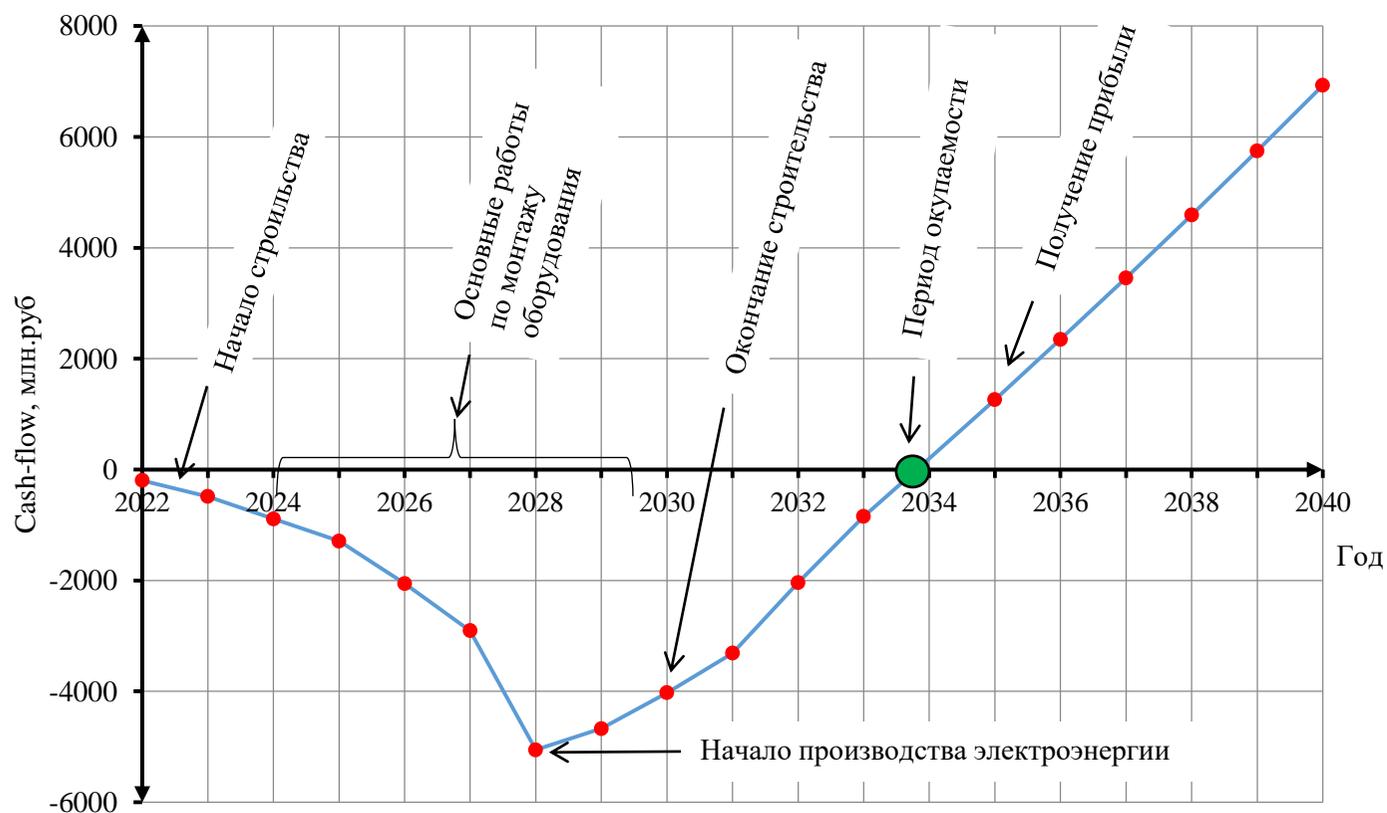


Рисунок Д.1 – Изменение денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

Министерство науки и высшего образования РФ
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
инициалы, фамилия

«16» июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 Электроэнергетика и электротехник

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СУЛЕМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СУЛЕМ.
ЦИФРОВЫЕ УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ. АЛГОРИТМЫ И УСТАВКИ

Руководитель 
подпись, дата

канд. тех. наук, доцент кафедры
ГГЭЭС Саяно-Шушенского
филиала СФУ

И.И.Литвинов
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата

В.С.Гринев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Сулемской ГЭС на реке Сулем. Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки »

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты


подпись, дата


инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование


подпись, дата

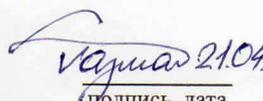

инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата


инициалы, фамилия

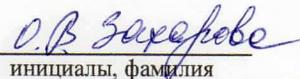
Релейная защита и автоматика


подпись, дата


инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла


подпись, дата

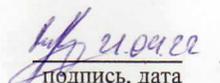

инициалы, фамилия

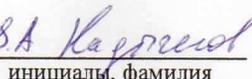
Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата

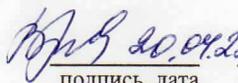

инициалы, фамилия

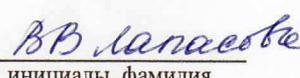
Охрана окружающей среды


подпись, дата

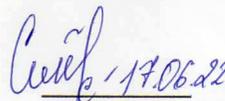

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата


инициалы, фамилия