

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
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись

«_____» _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехник

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАЛАДЖИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЛАБА. ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТА – ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Руководитель	_____	доцент кафедры ГГЭЭС Саяно–Шушенского филиала СФУ	<u>В.И.Татарников</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.Р.Мокаев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Каладжинской ГЭС на реке Лаба. Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия, нормы и требования».

Консультанты по
разделам:

Консультант Руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

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 КАЛАДЖИНСКОЙ 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.....	12
2.1 Регулирование стока воды	12
2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов	12
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	14
2.1.3 Выбор расчётного средневодного года.....	15
2.1.4 Выбор расчётного маловодного года.....	16
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 Каладжинской ГЭС	22
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	23
3.1.1 Построение режимного поля Каладжинской ГЭС по напору и расходу	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ..	24
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы	28
3.3 Выбор типа маслонапорной установки	30
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 распределительного 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.....	38
4.6	Расчёт токов короткого замыкания (КЗ).....	38
4.6.1	Исходные данные для расчетов.....	38
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin.....	41
4.6.3	Результаты расчёта токов КЗ.....	42
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов.....	42
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении.....	44
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	44
4.8.2	Выбор синхронизаторов и анализаторов.....	46
4.8.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	47
4.9	Выбор электротехнического оборудования на напряжении 220 кВ.....	49
4.9.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	49
4.9.2	Выбор синхронизаторов и анализаторов.....	51
4.9.3	Выбор трансформатора тока и напряжения.....	52
5	Релейная защита и автоматика.....	55
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	55
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор.....	55
5.3	Расчёт номинальных токов.....	57
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	59
5.4.1	Расчёт уставок МТЗ и ТО выпрямительного трансформатора.....	59
5.4.1	Продольная дифференциальная защита.....	62
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO)).....	66
5.4.4	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	69
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	70
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	75
5.4.6	Дистанционная защита генератора (Z1<), (Z2<).....	78
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	82
5.6	Таблица уставок и матрица отключений.....	84
6	Компоновка сооружения и гидроузла.....	85
6.1	Назначение класса ГТС.....	85
6.2	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	85
6.2.1	Определение отметки гребня плотины.....	85
6.3	Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$	90
6.2.3	Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы).....	91

6.2.4	Определение ширины водосливного фронта	92
6.2.5	Определение напора на водосливе	93
6.3	Расчёт сопряжения потока в НБ	96
6.4	Конструирование плотины.....	101
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	101
6.4.2	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	102
6.4.3	Разрезка бетонных плотин швами.....	104
6.4.4	Быки.....	105
6.4.5	Галереи и дренаж в теле бетонных плотин	105
6.4.6	Устой	106
6.4.7	Гребень плотины	106
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	106
6.5.1	Вес сооружения	106
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	107
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	108
6.5.4	Сила фильтрационного давления	109
6.5.5	Давление грунта	109
6.5.6	Волновое воздействие	111
6.6	Оценка прочности плотины	111
6.6.1	Критерии прочности плотины	115
6.6.2	Обоснование устойчивости плотины.....	116
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Каладжинского ГУ.....	117
7.1	Общие сведения о районе строительства	117
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	118
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	119
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	121
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	122
8	Противопожарная безопасность и охрана труда.....	123
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	123
8.2	Пожарная безопасность	125
8.3	Охрана труда.....	128
9	Технико– экономическое обоснование	132
9.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	132
9.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	132
9.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	132
9.1.3	Налоговые расходы.....	135
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	136
9.3	Оценка инвестиционного проекта.....	136
9.3.1	Методология, исходные данные.....	136

9.3.2	Коммерческая эффективность	137
9.3.3	Бюджетная эффективность	138
9.4	Анализ чувствительности.....	138
10	Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия, нормы и требования.....	142
10.1	Краткая характеристика системы автоматического управления гидроагрегатом	142
10.2	Гидромеханические защиты гидроагрегата	143
10.3	Перечень датчиков, участвующих в гидромеханических защитах	145
10.4	Алгоритм работы системы автоматического управления гидроагрегатом при действии гидромеханических защит	145
10.5	Нормы и требования, предъявляемые к гидромеханическим защитам гидроагрегата	148
10.6	Критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы.....	150
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	152
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных.....	155
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно – энергетические расчёты	157
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование	169
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Таблица уставок и матрицы отключений защит	172
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д Оценка экономических показателей.....	174
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е Карта уставок ГМЗ	175

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КАЛАДЖИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Лаба;
2. Наименование ГЭС.....Каладжинская;
3. Местонахождение ГЭС.....Краснодарский край;
4. Тип проектируемой установки..... ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....74 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 1,0%..... 165 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%.....469 м³/с;
 - г) минимальный..... 11 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... суточный;
 - б) Отметка НПУ..... 448,00 м;
 - в) Отметка ФПУ..... 449,00 м;
 - г) Отметка УМО..... 447,54 м;
 - д) объем водохранилища полный..... 0,00260 м³;
 - е) объем водохранилища полезный..... 0,00089 м³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 87,20 м;
 - б) расчётный..... 85,10 м;
 - в) минимальный..... 84,60 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная..... 120 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии..... 408 млн. кВт·ч;
9. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая грунтовая плотина.....252 м / 12 м;
 - б) левобережная глухая бетонная плотина.....43 м / 12 м;
 - в) станционная часть.....42 м / 12 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролётов..... 4x5 м;
 - б) общая длина..... 42 м;
 - в) максимальная высота.....12 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..... 3;
 - в) грунт основания..... мраморный известняк;
 - г) тип спиральной камеры..... металлическая;
 - д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;
12. Основное оборудование:

- а) тип турбин.....РО115–В–236;
 - б) тип генератора.....ВГС525/150–20;
 - в) номинальная активная мощность генератора..... 40 МВт;
 - г) частота вращения..... 300,00 об/мин;
 - д) тип трансформаторов.....ТДЦ–63000/220–У1;
13. Техничко–экономические показатели:
- а) срок окупаемости..... 121 месяцев;
 - б) себестоимость электроэнергии..... 0,35 руб/кВт·ч;
 - в) удельные капиталовложения..... 81493 руб/кВт;

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время во многих регионах нашей страны наблюдается дефицит электрической энергии, вызванный развитием экономики. Для решения этой проблемы необходимо строительство генерирующих компаний.

Сокращение запасов органического топлива и стремительно возрастающие проблемы экологии определяют все больше интерес во всем мире к использованию природных возобновляемых энергоресурсов. Среди них весьма существенное место по запасам и масштабам занимает энергия потока воды. Российская Федерация обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и привлекательная для инвестиций отрасль народного хозяйства.

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 Лабинском районе умеренно– континентальный, без резких перепадов температур. Средняя годовая температура воздуха колеблется от 8,2 до 10,5⁰. Средняя температура самого теплого месяца (июль) 17,8 – 22,3⁰, самого холодного (январь) 1,8 – 2,6⁰. Осадки летних месяцев обильные, особенно в июне– июле, когда их количество достигает 80– 100 мм. В районе в течение года преобладают восточные и северо–восточные ее направления, а по сезонам: летом северо–восточные, зимой юго–западные. В Лабинском районе теплый период составляет в среднем 260–300 дней. Продолжительность безморозного периода в районе 180–193 дня.

1.2 Гидрологические данные

Лаба является самым крупным притоком реки Кубани. Началом ее считается слияние рек Большой и Малой Лабы. Длина собственно реки Лабы 214 км. Истоки реки Большой Лабы – ледники вершины горы Абыцха. Малая Лаба зарождается у снежных вершин Аишхо и ледника Псеашхо. Общая площадь ледников, питающих эти реки, около 15 кв. км.

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

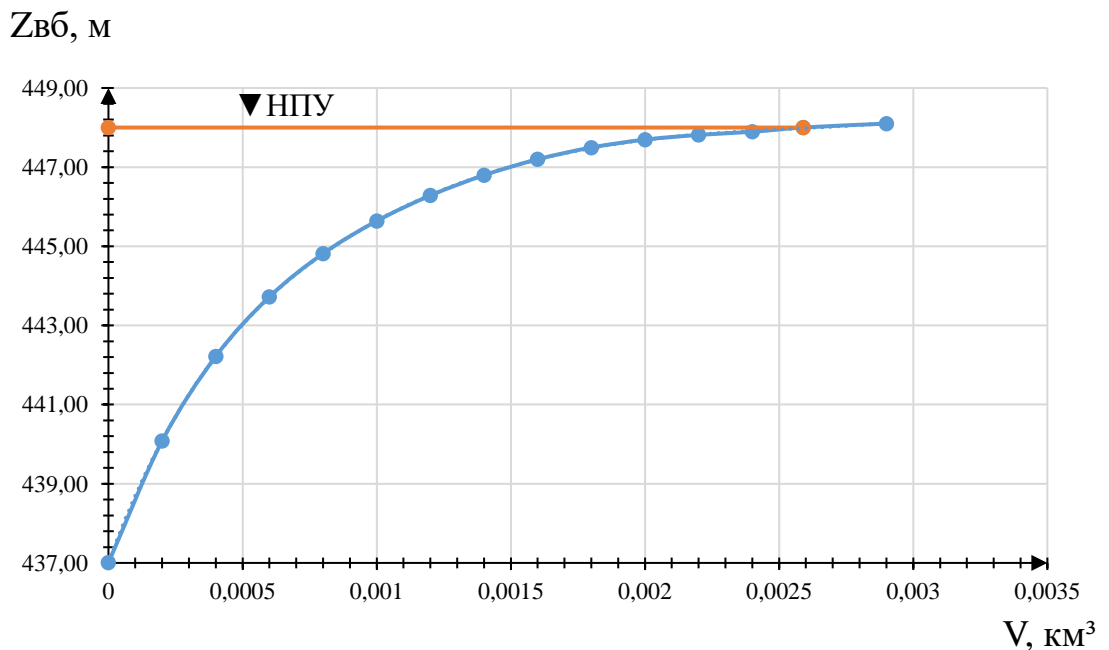


Рисунок 1.1 – График $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр})$

Кривая зависимости отметок нижнего бьефа от расходов водохранилища $Z_{НБ} = f(Q)$ представлена на рисунке 1.2.

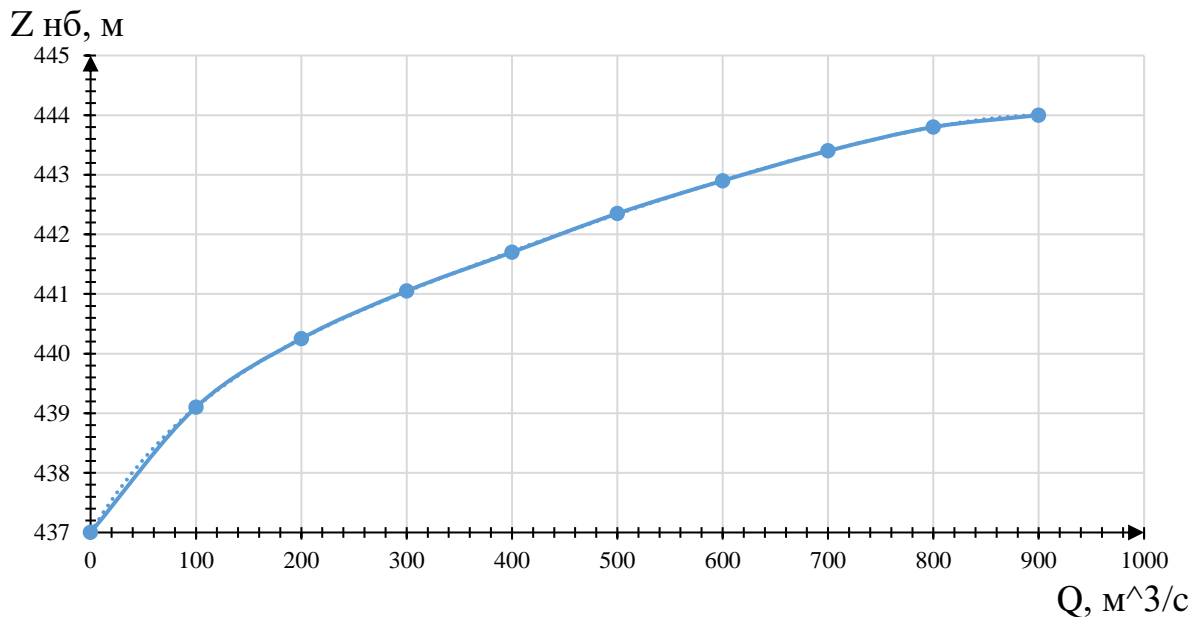


Рисунок 1.2 – График $Z_{НБ} = f(Q)$

Ряд гидрологических наблюдений длиной в 45 лет за р. Лаба представлен в приложении А, таблице А 1. Каждый год гидрологического ряда представлен в виде средних расходов за каждый месяц.

1.3 Инженерно– геологические изыскания

Створ расположен в средне– гористой местности с прочными скальными основаниями.

Характерно зональное расположение горных пород разного возраста и состава. Так в его осевой части выходят на поверхность докембрийские и нижнепалеозойские кристаллические породы. Их последовательно окаймляют юрские, меловые и палеогеновые толщи известняков, песчаников и глинистых сланцев. На периферии Западного Кавказа, в предгорной части развиты самые молодые рыхлые, четвертичные отложения. На северном склоне в бассейнах рек Большая и Малая Лаба отмечаются выходы палеозойских пород, представленных порфиритами, кварцитами, глинистыми сланцами, песчаниками, мраморовидными известняками, конгломератами и различными вулканическими породами.

1.4 Сейсмическая обстановка

Расположение гидроузла достигает 8– ми бальной зоны сейсмоактивности, и поэтому расположение данного гидроузла является сейсмоопасным.

Соответственно, тип и конструкция ГЭС напрямую зависят от данных показателей.

1.5 Энерго– экономическая характеристика региона

В районе строительства гидроузла есть множество промышленных предприятия: ОАО «НК Приазовнефть»(170 км от створа), ООО «РН– Краснодарнефтегаз»(172км от створа), Туапсинский НПЗ(138 км от створа) (Нефтеперерабатывающий завод), Афипский НПЗ(171 км от створа),Славянский НПЗ(200 км от створа) и т.д. Также есть большие города такие как Краснодар, Лабинск (35км от створа) население:60000 человек, Майкоп (66 км от створа)население:147970 человек, Армавир (76 км от створа) население:190000 человек и т.д. куда можно поставлять вырабатываемую энергию.

Каладжинский гидроузел входит в энергосистему Юга.

Общие данные по энергосистеме:

- РДУ: Кубанское
- ОДУ: Юга
- Часовой пояс: UTC+3 (Московское время)

Данные энергосистемы с сайта Системного оператора:

- Мощность РДУ: $N_{РДУ} = 2393$ МВт
- Мощность ОДУ: $N_{ОДУ} = 24860$ МВт

Координаты: 44° северной широты (крайний юг)

Коэффициенты: $\beta_{сут}^л = 0,87$; $\beta_{сут}^з = 0,84$, $\alpha_л = 0,63$.

$P_c^{max} = N_{ГЭС} \cdot 10 = 67 \cdot 10 = 670$ МВт– максимальная нагрузка

Т.к. мощность проектируемой ГЭС меньше 0,1 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 представленный в приложении Б выбираем средние максимальные расходы. Затем вычисляем модульные коэффициенты К:

$$K = \frac{Q}{Q_{ср}}, \quad (2.1)$$

Рассчитываем коэффициент вариации C_v и коэффициент асимметрии C_s :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{14,42}{45}} = 0,57. \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{6,32}{45 \cdot 0,566^3} = 0,78. \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,566^2}}{\sqrt{2 \cdot (45-1)}} \cdot 100\% = 14,93\%. \quad (2.4)$$

Данная ошибка незначительная для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

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

$$\delta_{CS} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{45} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,566^2+5 \cdot 0,566^4}}}{0,775} \cdot 100\% = 87,33\%.$$

Относительная средняя квадратическая ошибка определения коэффициента асимметрии δ_{CS} .

В нашем случае предельное значение δ_{CS} :

$$\delta_{CS} = 67,25 - \frac{(67,25-60) \cdot 17}{20} = 61,09\%.$$

Допустимое значение меньше полученного, следовательно, принимаем $C_s = 2C_\theta$.

$$C_s = 2 \cdot 0,566 = 1,132.$$

Вычислим среднюю квадратическую ошибку коэффициента асимметрии для полученного коэффициента асимметрии:

$$\delta_{CS} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{45} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,566^2+5 \cdot 0,566^4}}}{1,132} \cdot 100\% = 59,79\%,$$

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 или ф	M _s	K _s	Q, м ³ /с
0,5	3,760	2,068	3,068	469
3	2,293	1,261	2,261	395

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.

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

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

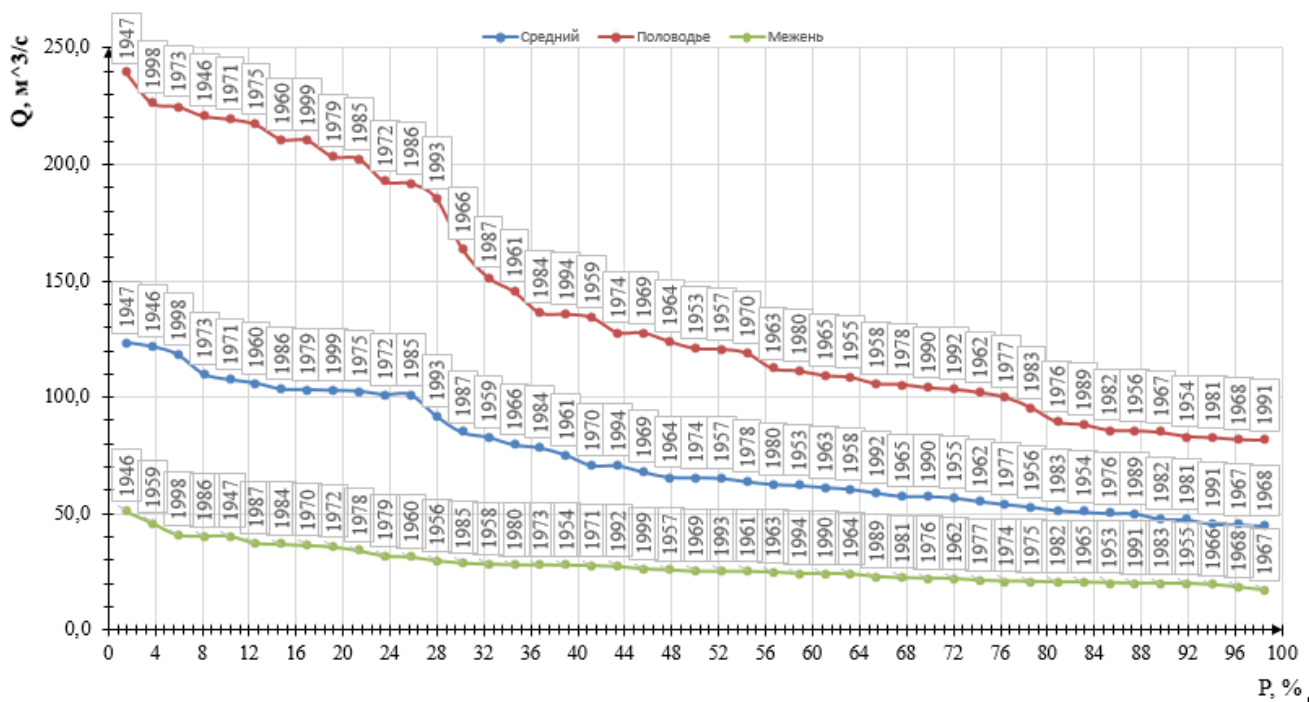


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчётного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности соответствует 1974 год.

Базовое значение по половодью для 50% обеспеченности равно 129,7 м³/сек.

Базовое значение по межени для 50% обеспеченности равно 21,0 м³/сек
Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{m50\%баз}}{Q_{m1974}} = \frac{25,2}{21,0} = 1,2. \quad (2.7)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{n50\%баз}}{Q_{n1974}} = \frac{121,0}{129,7} = 0,93. \quad (2.8)$$

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 1974 (P=50%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.год.
1974	18	22	18	17	122	193	169	82	73	29	25	19	66
с привед.	22	22	22	26	113	180	153	88	82	39	24	22	66

2.1.4 Выбор расчётного маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности соответствует 1982 год. Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 85,9 м³/сек. Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно 20,6 м³/сек

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{n90\%баз.}}{Q_{n1982}} = \frac{84,96}{85,9} = 0,99. \quad (2.9)$$

$$K_{M} = \frac{Q_{M90\%баз.}}{Q_{M1982}} = \frac{20,0}{20,6} = 0,9. \quad (2.10)$$

Так как оба коэффициента понижающие, то 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 1982 (P = 90%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1982	15	18	18	18	76	111	87	77	79	39	19	18	48

Уточнив окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного лет, необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года таблица 2.4. В данном случае два расхода в маловодном году больше средневодного, поэтому требуется дополнительная корректировка расходов средневодного года при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход маловодного года больше, чем средневодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону).

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	Q _{ср.год.}
1974 (50%)	22	22	22	21	113	180	157	88	77	34	29	26	66
1982 (90%)	17	16	17	19	76	111	87	79	77	38	19	18	48
Q _{50%–Q90%}	5	6	5	2	37	69	70	9	0	–4	10	8	18
1974 (50%)	22	22	22	26	113	180	153	88	82	39	24	22	66

Далее в расчетах будем использовать только значения средневодного года, для увеличения установленной мощности в связи с незначительной разницей расходов в межень между маловодным и средневодным годом, а также

не определяющей величиной самой вытесняющей мощности проектируемой в данной энергосистеме берем для проектирования средневодный год.

По скорректированным данным таблицы 2.4 строится расчетный гидрограф рисунок 2.2.

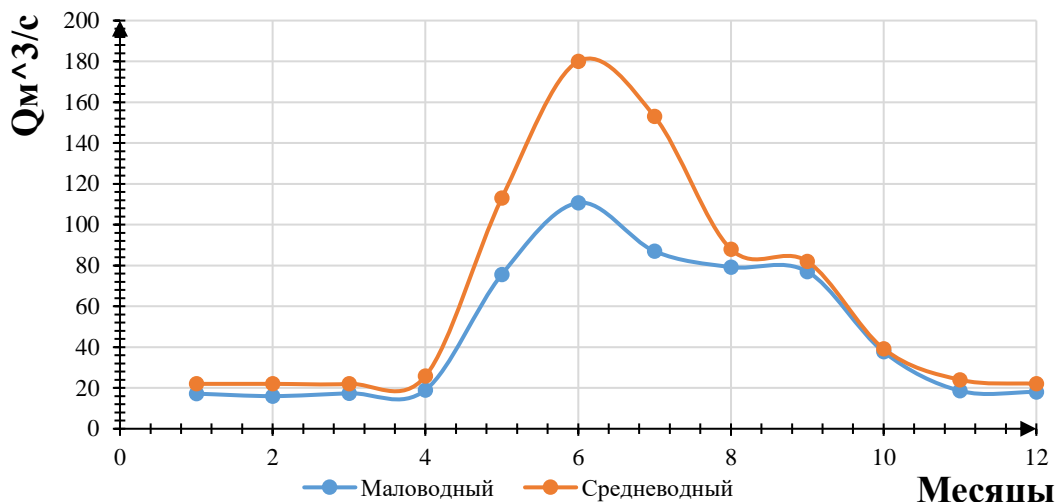


Рисунок 2.2 – Гидрографы средневодного и маловодного годов

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 (1974 г.) вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца по следующей формуле:

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

где k_N – коэффициент мощности;

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

$H_{ГЭС}$ – напор ГЭС;

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

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

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

$Q_{исп}$ – 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:

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

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 382 м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи рисунок 2.2;
 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
$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	22	22	22	26	113	180	153	88	82	39	24	22
$Q_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	1	2	2	1	1	0	0	0
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{сумм.пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	2	2	3	3	2	2	1	1	1
$Q_{\text{пол.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	21	21	21	24	111	177	152	86	80	38	23	21
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	359,5	359,5	359,5	359,6	361,2	361,9	361,7	360,8	360,7	359,9	359,5	359,5
$H, \text{м}$	88,5	88,5	88,5	88,4	86,8	86,1	86,3	87,2	87,3	88,1	88,5	88,5
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	16	16	16	19	83	132	112	65	60	29	18	16
Режим работы ГЭС по санитарному попуску												
$Q_{\text{сан.п-к}}, \text{м}^3/\text{с}$	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	359,2	359,2	359,2	359,2	359,2	359,2	359,2	359,2	359,2	359,2	359,2	359,2
$H, \text{м}$	88,8	88,8	88,8	88,8	88,8	88,8	88,8	88,8	88,8	88,8	88,8	88,8
$N_{\text{сан.п-к}}, \text{МВт}$	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

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 таблица 2.6

Таблица 2.6 – Расчет мощности существующих ГЭС

1/5N _{ср} сущ.ГЭС, МВт	63	60	57	47	44	42	42	44	47	57	60	63
N ср. сут., МВт	16	16	16	18	84	109	109	65	61	29	18	16
ГЭС, МВт	477	455	416	375	270	222	222	288	332	403	453	477

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

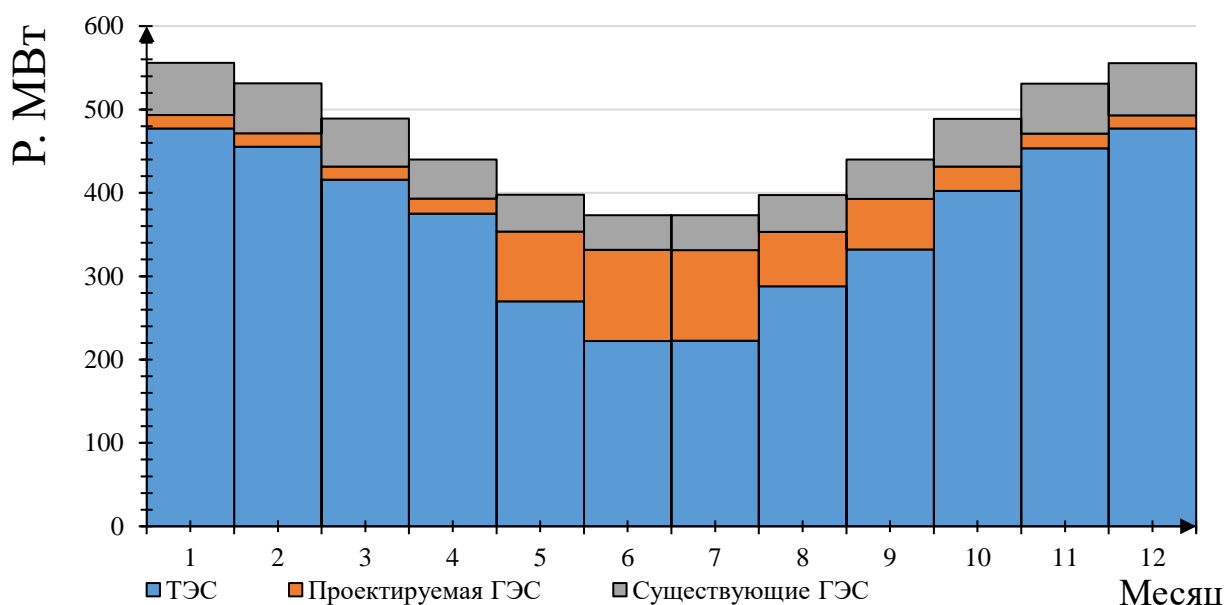


Рисунок 2.3 – Баланс энергий

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 Каладжинской ГЭС приведены в приложении Б таблица Б.2– Б.8. Окончательный вариант ВЭР проектируемой ГЭС представлен в приложении Б таблица Б.9.

Результаты расчетов ВЭР по условию среднеговодного года:

- гарантированная мощность января, декабря $N_{гар} = 69$ МВт;
- уровень мёртвого объёма УМО = 447,34 м;
- полезный объём $V_{полезн} = 0,00089 \cdot 10^9$ м³.

Определяем коэффициент зарегулированности стока, равный:

$$\beta = \frac{V_{полезн.}}{W_{НПУ}} = \frac{0,00089 \cdot 10^9}{2,33 \cdot 10^9} = 0,0004. \quad (2.15)$$

На рисунке 2.4 представлен график сработки– наполнения водохранилища.

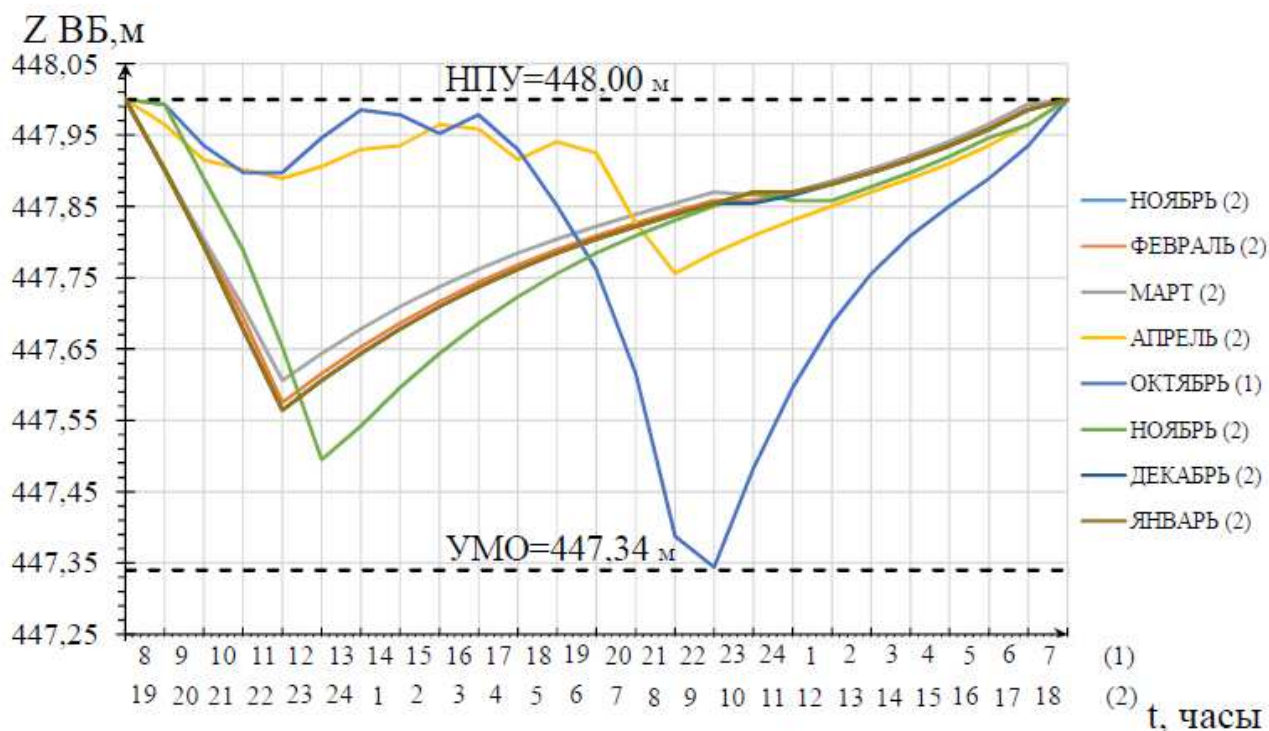


Рисунок 2.4 – график сработки– наполнения

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

$$N_{\text{нагр}} \approx 4\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,04 \cdot 670 = 27 \text{ МВт.} \quad (2.16)$$

Нагрузочный резерв распределяется между существующими в энергосистеме ГЭС согласно их мощностям. Таким образом нагрузочный резерв для проектируемой ГЭС составляет 11 МВт.

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

$$N_{\text{авар.}} \approx 10\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,10 \cdot 670 = 67 \text{ МВт.} \quad (2.17)$$

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. Разместить ремонтный резерв ТЭС можно в летние месяцы, в провал нагрузки энергосистемы.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{ЯНВ}}}{6} = \frac{69}{6} = 12 \text{ МВт.} \quad (2.18)$$

Для существующих ТЭС и ГЭС, ремонтная площадь рассчитывается аналогично.

Ввиду того что в летние месяцы имеются большие холостые сбросы, была рассчитана и экономический обоснована 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 количество 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.10 приложение Б. График баланса мощностей представлен на рисунке 2.4.

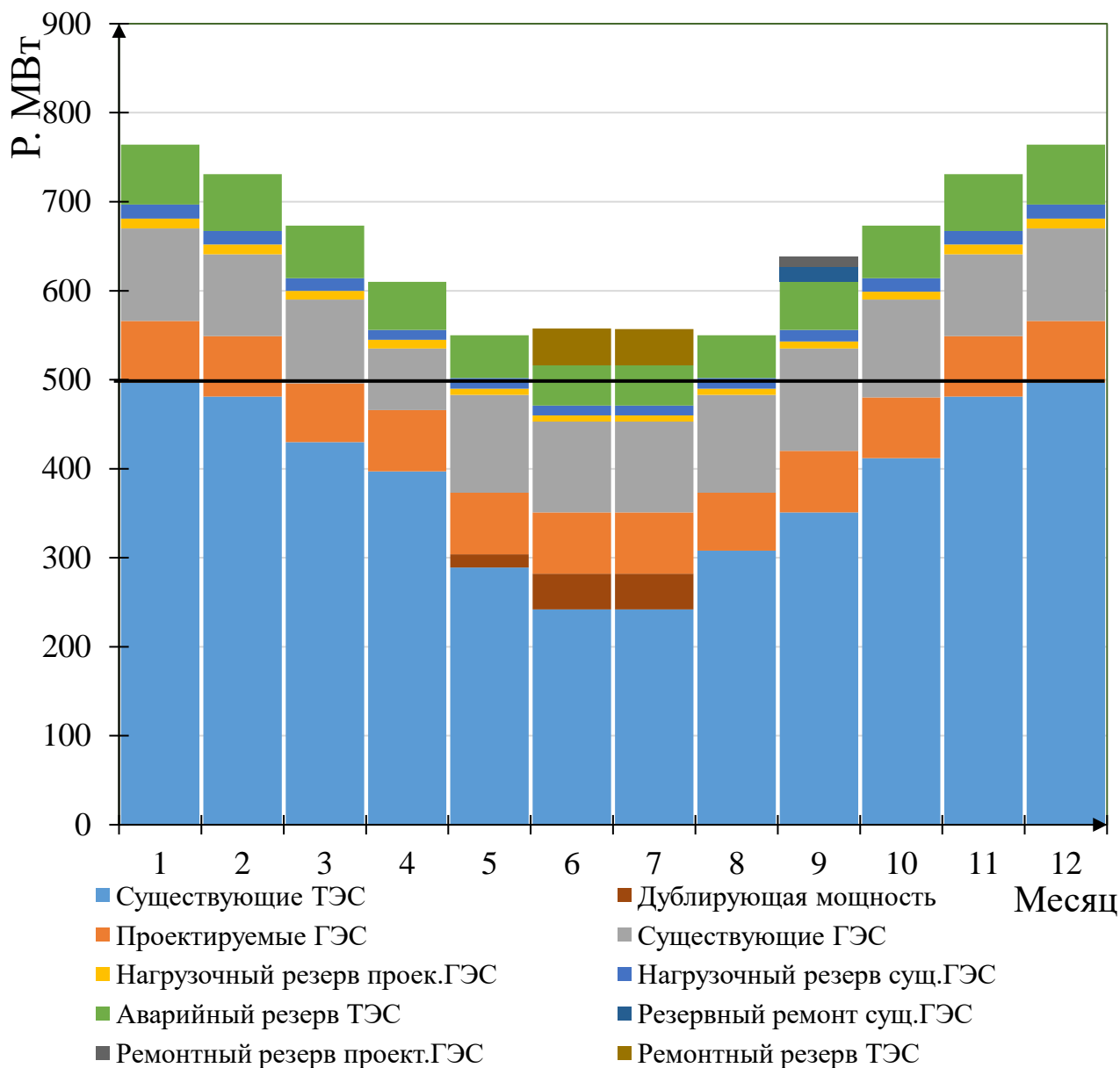


Рисунок 2.5 – Баланс мощностей

2.2.5 Определение установленной мощности Каладжинской 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:

$$N_{\text{уст.}} = N_{\text{раб}}^{\text{выт}} + N_{\text{рез}} + N_{\text{дубл}}, \quad (2.16)$$

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

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

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

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

где $N_{рем}$ – ремонтный резерв;
 $N_{авар}$ – аварийный резерв;
 $N_{нагр}$ – нагрузочный резерв.

$$N_{рез} = 0 + 0 + 11 = 11 \text{ МВт.}$$

$$N_{уст.} = 69 + 11 + 40 = 120 \text{ МВт.}$$

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля Каладжинской ГЭС по напору и расходу

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

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

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики, м			Линии ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб, м³/с	Zнб, м	Ннпу	Нумо	Нср=Ннпу	Н, м	Q, м³/с	Н, м	Q, м³/с
0	358,00	89,00	89,00	89,00	86,3	162	86,1	162
25	358,67	88,33	88,33	88,33	86,25	162	86,05	162
50	359,22	87,78	87,78	87,78	86,2	162	86	162
75	359,70	87,30	87,30	87,30	86,15	162	85,95	162
100	360,10	86,90	86,90	86,90	86,1	162	85,9	162
125	360,45	86,55	86,55	86,55	86,05	162	85,85	162
150	360,75	86,25	86,25	86,25	86	162	85,8	162
175	361,01	85,99	85,99	85,99	85,95	162	85,75	162
200	361,25	85,75	85,75	85,75	85,9	162	85,7	162
225	361,47	85,53	85,53	85,53	85,85	163	85,65	162
250	361,67	85,33	85,33	85,33	85,8	163	85,6	162
275	361,86	85,14	85,14	85,14	85,75	163	85,55	162
300	362,04	84,96	84,96	84,96	85,7	163	85,5	162
325	362,22	84,78	84,78	84,78	85,65	163	85,45	161
350	362,39	84,61	84,61	84,61	85,6	163	85,4	161

Из построенного режимного поля рисунок 3.1 определяем:

- максимальный напор $H_{\max} = 87,20$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по расходу санитарного попуска;
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 85,10$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{\min} = 84,58$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС;
- минимальный и максимальный расходы равны 11 и 165 м³/с соответственно.

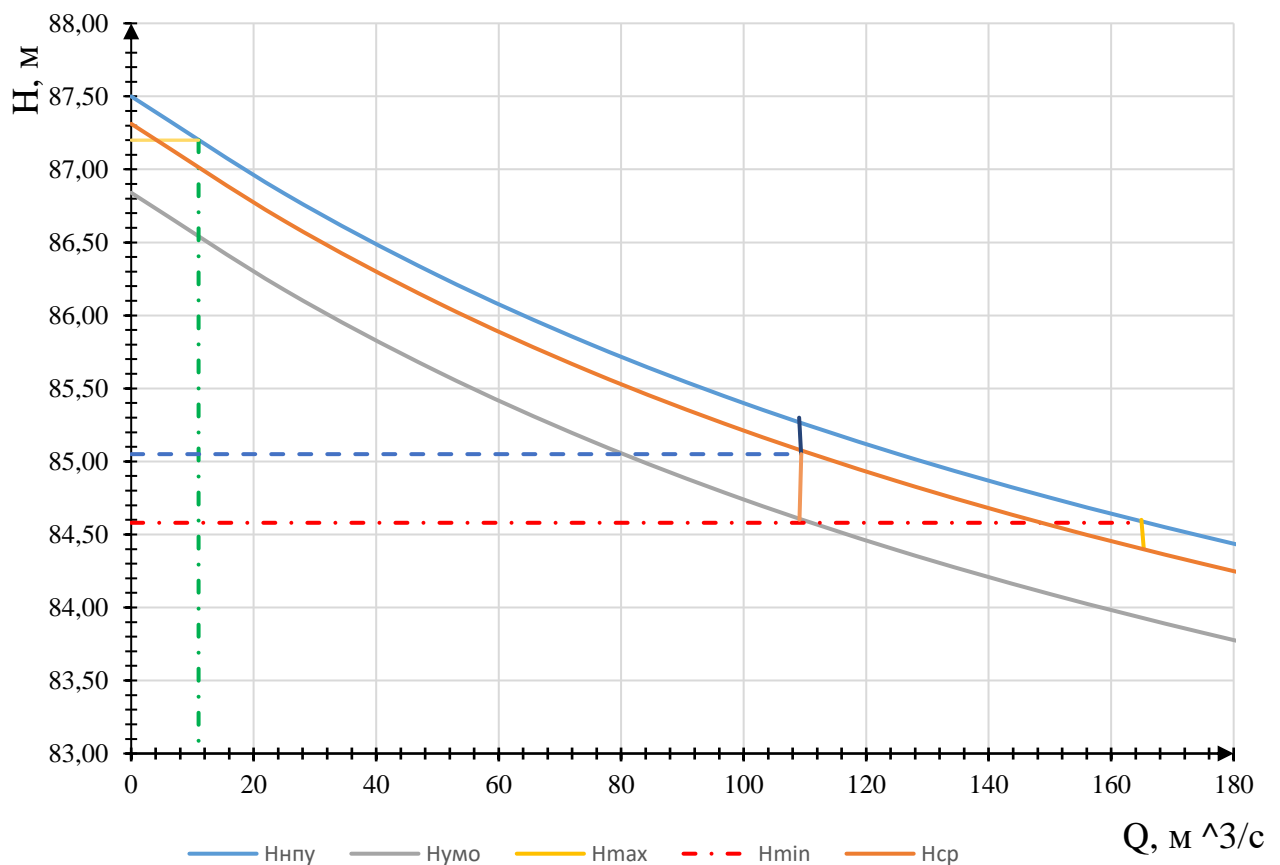


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

Диапазону напоров соответствуют турбины:

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

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

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{84,58}{115} = 0,74. \quad (3.1)$$

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 занесены в табл. 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин.

Параметр	ПЛД90– В45° 115	РО115– В
Наименование		
Максимальный напор гидротурбины	90	115
Диапазон регулирования	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	85	75
Оптимальный приведенный расход	820	900
Оптимальный КПД модели	0,921	0,927
Приведенный максимальный расход	1300	1080
Приведенный диаметр рабочего колеса (РК)	0,46	0,5156
Напор модельной турбины	4	4
Температура воды при испытании	16	2

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_r – КПД генератора.

– КПД натурной турбины

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

где η_m – КПД модельной турбины;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;

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

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

– количество агрегатов

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

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 120000$ 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

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

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

$$n' = \frac{n'_{1p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{1p} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

– приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

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

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

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

– произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

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

– произведение для ограничения по генератору

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

– приведенные расходы

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

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

На главной универсальной характеристике проводим линии $n'_{I \max}$, $n'_{I p}$, $n'_{I \min}$. 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 РО115– В и ПЛД90– В45° 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 РО115 – В – 236.

Турбина РО– В– 212 в дальнейшем не рассматривается т.к рабочая точка выходит за линию ограничения 95% мощности.

Исходя из полученных расчетов принимаем турбину РО155–В– 236 м с минимальным количеством агрегатов $Z = 3$, 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 РО115–В представлена в приложении В рисунок 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:

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

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

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

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

Высота отсасывания находится по формуле:

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

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

$k_\sigma = 1,1$ – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения 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 PO115– В– 236

$$\Delta Z_{x.пл.} = b_0/2 = 0,316 \cdot D_1/2 = 0,375 \cdot 2,36/2 = 0,37 \text{ м}$$

При H_{max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{359,31}{900} - 1,1 \cdot 0,135 \cdot 87,2 + 0,37 = -3,94 \text{ м}$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{359,35}{900} - 1,1 \cdot 0,146 \cdot 85,1 + 0,37 = -4,73 \text{ м.}$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{359,33}{900} - 1,1 \cdot 0,145 \cdot 84,58 + 0,37 = -4,54 \text{ м.}$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили по кривой связи нижнего бьефа рисунок 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.

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

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

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

Для турбины PO115– В– 236:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 359,33 + (-4,54) = 354,79 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 359,35 + (-4,73) = 354,62 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 359,31 + (-3,94) = 355,37 \text{ м.}$$

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

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{PK} = 354,62$.

Проанализировав полученные результаты, а также параметры ГЭС аналогов приходим к следующему выводу:

3.3 Выбор типа маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ). 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 должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов.

По номограмме [6, рисунок 10.9, с 144] определили тип маслонапорной установки для напора 115 м и $D1 = 2,36$ м: МНУ 1,6/1– 40– 2,5– 2, где:

1,6 – объем гидроаккумулятора

1 – количество гидроаккумуляторов

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²

2,5 – вместительность сливного бака в м³

2 – количество насосов.

3.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для радиально – осевой турбины принят: ЭГР – 100 – 11.

ЭГР – электрогидравлический регулятор;

100 – диаметр главного золотника;

11 – гидромеханическая колонка 11– 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.

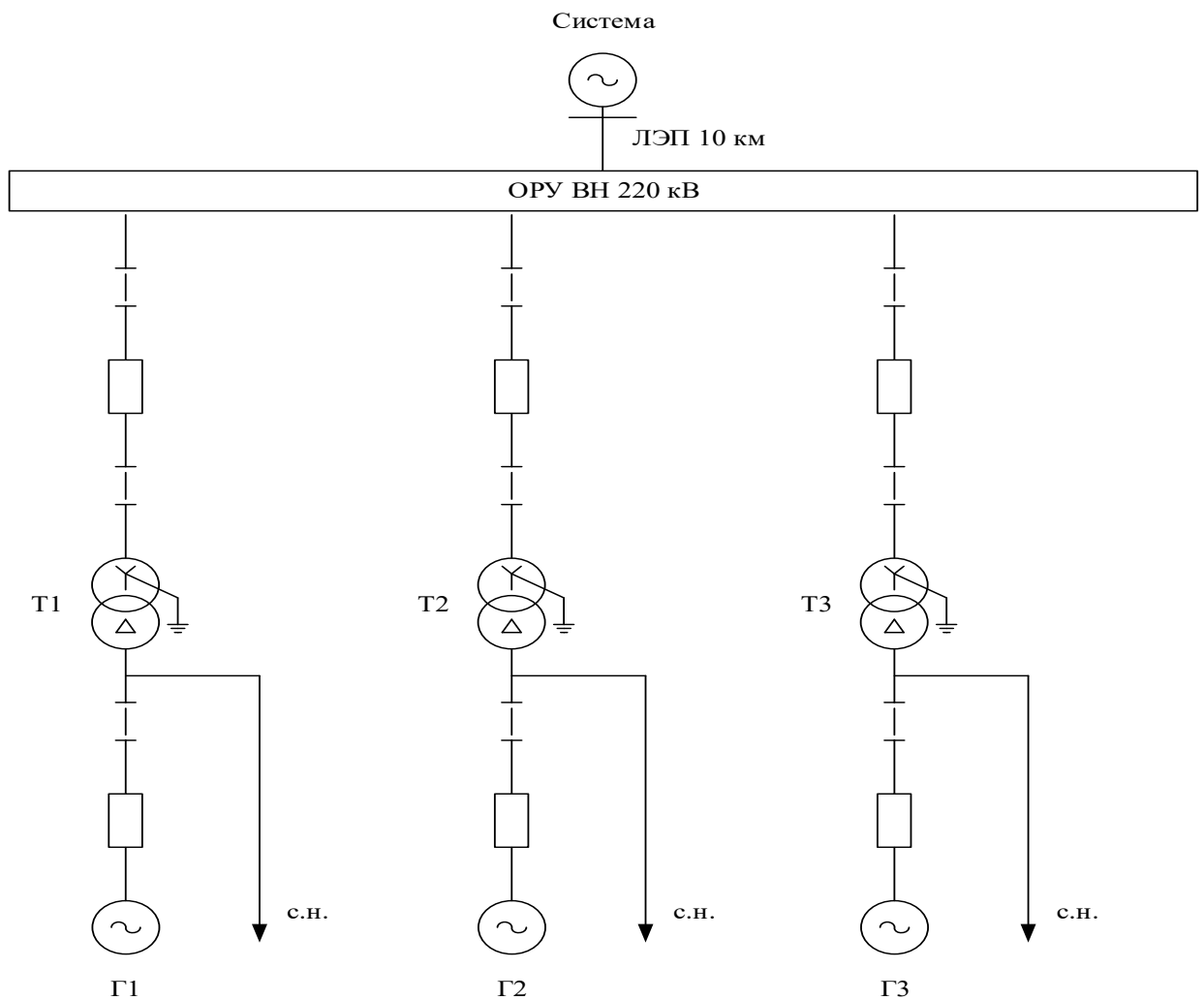


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

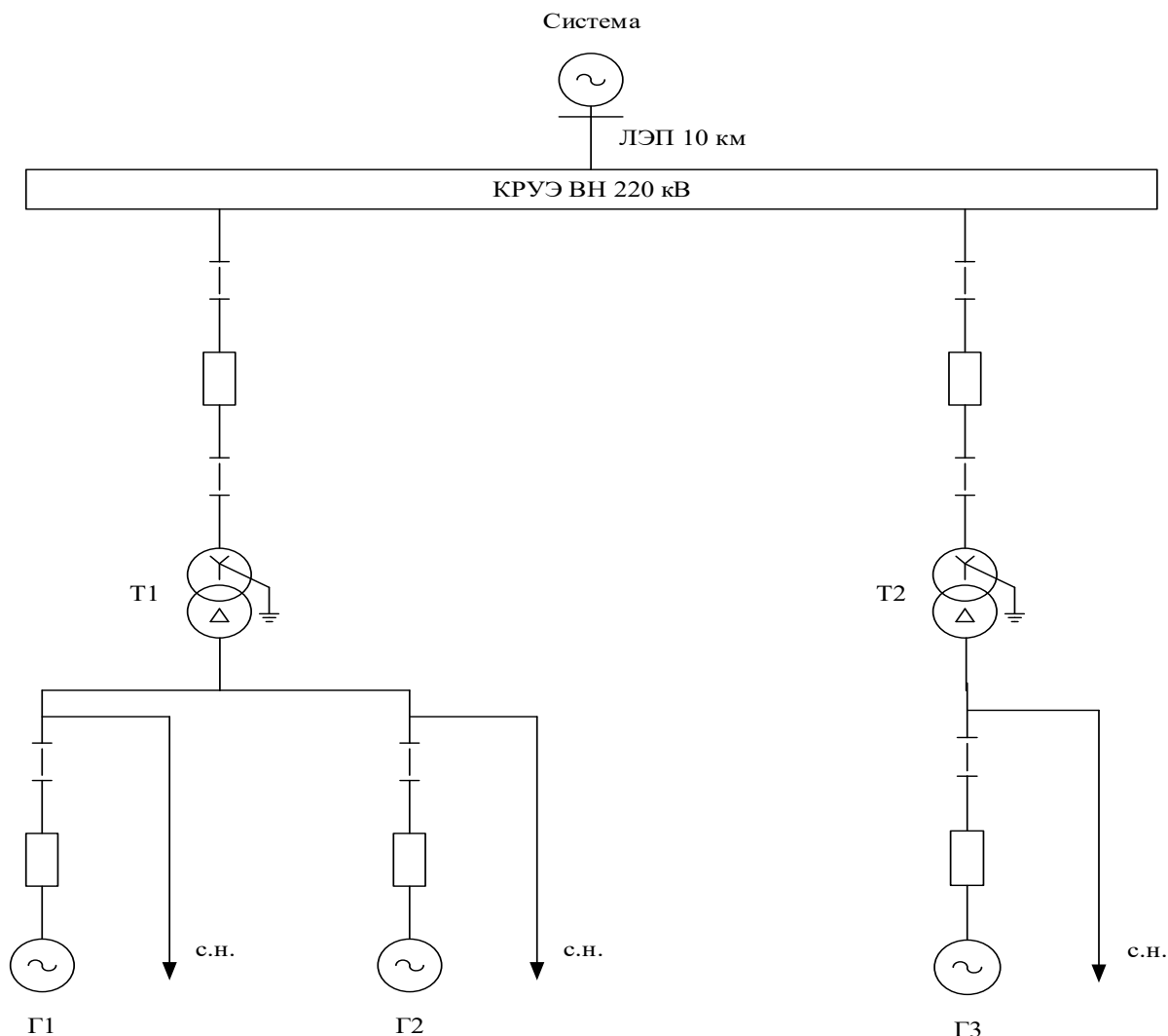


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

Для рассмотрения принимаются 2 схемы: с одиночными представлен на рисунке 4.1 и укрупненными на рисунке 4.2 блоками.

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

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Выбор гидрогенераторов (ГГ) осуществляется по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины представлена в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Паспортные данные ГГ ВГС– 525/150– 20

Наименование величины	Обозначение	Ед. измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	50,0
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	40,0
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	2,75
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	300,0
Сопротивление обмотки статора	X_d	–	100
Переходное сопротивление	X'_d	–	25
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	–	16
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.

$$S_{расч} = \frac{P_{Г} - P_{СН}}{\cos\varphi} = \frac{40 - 1,2}{0,8} = 48,50 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

$P_{уст} = 120$ МВ·А – установленная мощность станции;

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

По каталогу [19] выбирается силовой трансформатор двухобмоточный, принудительной циркуляцией воздуха и масла, предназначенные для работы в блоке с генератором ТДЦН– 63000/220– У1 СТО 15352615– 024– 2012 представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦН– 63000/220– У1

$S_{ном}, \text{ МВА}$	$U, \text{ кВ}$		$U_{кз}, \%$	$I_{хх}, \%$	$\Delta P_x, \text{ кВт}$	$\Delta P_k, \text{ кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{вн}, \text{ кВ}$	$U_{нн}, \text{ кВ}$					
63	230	10,5	10,5	0,4	62	260	98,78

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:

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

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:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,062 \cdot 8729 = 541,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,260}{1} \cdot \left(\frac{48,5}{63} \right)^2 \cdot 2405 = 370,59 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

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

$$И = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 541,2 + 1,65 \cdot 10^{-2} \cdot 370,59 = 12,61 \text{ тыс.руб./год}$$

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 3 блоков величина издержек (вариант 1):

$$И_1 = И \cdot 3 = 12,61 \cdot 4 = 37,83 \text{ тыс.руб./год.} \quad (4.7)$$

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.

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = 2 \cdot \frac{40 - 1,2}{0,8} = 97 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

По каталогу [19] выбирается силовой трансформатор с системой охлаждения вида «ДЦ», с регулированием под напряжением, предназначенные для работы в блоке с генератором ТДЦН– 100000/220– У1 СТО 15352615– 024– 2012 (см. табл 4.3).

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦН– 100000/220– У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$					
100	230	10,5	12,5	0,65	94	360	133,97

Время работы блока в течение года:

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,167 \cdot 8727 = 1640,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.9)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,360}{2} \cdot \left(\frac{97}{100} \right)^2 \cdot 2405 = 407,32 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1640,7 + 1,65 \cdot 10^{-2} \cdot 407,32 = 26,41 \text{ тыс. руб./год};$$

Для 2 блоков величина издержек (вариант 2):

$$И_2 = И \cdot 2 = 26,41 \cdot 2 = 52,82 \text{ тыс. руб./год}; \quad (4.11)$$

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.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{1,2}{0,8} = 1,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.12)$$

По каталогу ТРО [21], выбираем трансформатор ТС– 1600/10,5 УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТС– 1600/10,5 УЗ

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$				
1,6	10,5	6,3	2,5	42	160	2,5

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

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) = 3 \cdot \left(\frac{40 - 1,2}{0,80} \right) = 145,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.13)$$

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

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}}) / \cos \varphi_c} + 1 = \frac{145,5}{(1,2 \cdot 135) / 0,85} + 1 = 1,8. \quad (4.14)$$

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

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 2$. Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{145,5 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 191 \text{ А}. \quad (4.15)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 191 = 201 \text{ А}. \quad (4.16)$$

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 $\gamma = 1,1 \text{ А/мм}^2$

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{201}{1,1} = 183 \text{ мм}^2. \quad (4.17)$$

Согласно [22, табл. 3.15] выбираем провод АС– 240/32. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{223,95}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 382 \text{ А.} \quad (4.18)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$, следовательно, выбранный провод АС– 240/32 удовлетворяет условию нагрева.

Характеристики провода занесены в табл. 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры воздушной линии АС– 240/32

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

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико– экономического расчёта

Так как проектируемая станция имеет мощность 120 МВт, а также низкие температуры в зимний период, целесообразно применить ОРУ 220 кВ.

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

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

где $K_{\text{ОРУ}}$ – расчетная стоимость ОРУ ($12800 \cdot 6,06 = 77,6 \text{ млн.руб.}$)

n – количество трансформаторов

m – количество ТСН

t – количество ячеек ОРУ

$$\begin{aligned} t_1 &= \alpha + \beta + 1 = 2 + 3 + 1 = 6. \\ t_2 &= \alpha + \beta + 1 = 2 + 2 + 1 = 5. \end{aligned} \quad (4.20)$$

где α – количество вводных присоединений (зависит от числа блоков)

β – количество линий

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

$$K_1^{220} = 3 \cdot 98,78 + 6 \cdot 77,6 + 3 \cdot 2,5 = 769,2 \text{ млн. руб.}$$

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

$$K_2^{220} = 2 \cdot 133,97 + 5 \cdot 77,6 + 3 \cdot 2,5 = 663,3 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$З_i = E_H \cdot K_i + И_i, \quad (4.21)$$

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

$$З_1 = 0,15 \cdot 769200000 + 37830 = 115425030 \text{ руб./год.}$$

$$З_2 = 0,15 \cdot 663300000 + 52820 = 99544820 \text{ руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{115425030 - 99544820}{115425030} \cdot 100\% = 13,76 \%. \quad (4.22)$$

Поскольку разница капиталовложений между одиночным блоком (1) и укрупненным блоком (2) более 5 %, а именно 13,76 % – варианты являются экономически не равноценными, но для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем первый вариант (одиночный блок).

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ– 220 кВ:

- 3 одиночных блока;
- 2 ВЛЭП

Итоговое число присоединений равно 5. При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем схема № 220– 13Н вариант с двумя рабочими системами сборных шин.

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:

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

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора;
 $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

$$x_{\Gamma} = 0,16 \cdot \frac{10,5^2}{50} = 0,353 \text{ Ом.}$$

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

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

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

$$r_{\Gamma} = \frac{0,353}{314 \cdot 0,045} = 0,025 \text{ Ом.}$$

Сопротивления силового трансформатора:

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

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

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

$$x_{\text{T}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 92,37 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (4.26)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность трансформатора;

$\Delta P_{\text{к}}$ – потери КЗ в трансформаторе.

$$r_{\text{T}} = 0,26 \cdot \frac{230^2}{63^2} = 3,47 \text{ Ом.}$$

Сопротивления ВЛ 220 кВ:

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

где $x_{\text{о,уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;

l – длина ВЛ;

n – число параллельных линий.

$$x_{\text{ВЛ}} = 0,435 \cdot 70 = 30,45 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{ВЛ}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l, \quad (4.28)$$

где $r_{0,\text{уд}}$ – удельное активное сопротивление ВЛ.

$$r_{\text{ВЛ}} = 0,118 \cdot 70 = 8,26 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{61}^2}{S_{\text{к.з}}}, \quad (4.29)$$

где U_{61} – базисное напряжение системы;

$S_{\text{к.з}}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$x_c = \frac{230^2}{250} = 211,60 \text{ Ом.}$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{\text{а,с}} \cdot \omega}, \quad (4.30)$$

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

$$r_c = \frac{211,60}{0,035 \cdot 314} = 19,25 \text{ Ом.}$$

ЭДС генераторов:

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

где U_{62} – базисное напряжение генератора;

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

$$E_{\text{Г}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ.}$$

ЭДС системы:

$$E_{\text{с}} = E''_{*\text{с}} \cdot U_{61}, \quad (4.31)$$

где $E''_{*\text{с}}$ – значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.

$$E_{\text{с}} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (4.32)$$

$$K_1 = \frac{10,5}{230} = 0,048.$$

4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

Ниже представлены таблицы с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		11				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		11				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор 3		11				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Трансформатор 1		11				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Трансформатор 2		11				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Трансформатор 3		11				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	ОРУ		220				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		220				
	<input checked="" type="checkbox"/>											

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Генератор 1 - Трансформ...							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Генератор 2 - Трансформ...							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Генератор 3 - Трансформ...							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Трансформатор 1 - ОРУ	3,47	92,37					0,048
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Трансформатор 2 - ОРУ	3,47	92,37					0,048
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Трансформатор 3 - ОРУ	3,47	92,37					0,048
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Система	8,26	30,45					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

Узлы/Несим/ИД													
Ветви/Несим/ИД													
Генератор/Несим													
Состав/Несим													
S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E		
1		1	Генератор 1	1	0,025	0,353	0,025	0,353	0,025	0,353	11,870		
2		2	Генератор 2	2	0,025	0,353	0,025	0,353	0,025	0,353	11,870		
3		3	Генератор 3	3	0,025	0,353	0,025	0,353	0,025	0,353	11,870		
4		4	Система	8	19,250	211,160	19,250	211,160	19,250	211,160	220,000		

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

На рисунках 4.6 и 4.7 изображены результаты расчёта токов трёхфазного КЗ на выводах генераторов и ОРУ 220кВ соответственно.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	1					19,4232	-85,95

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	3ф	7					5,1371	-87,40

Рисунок 4.7– Результат расчёта трёхфазного КЗ на ОРУ 220 кВ

На рисунке 4.8 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на ОРУ 220 кВ.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1ф	7					2,5637	-87,40			2,5637	-87,40			2,5637	-87,40

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

Вид несимметрии	Тип ТКЗ	$I_{п.о.}$, кА	$K_{уд}$	i_y
1ф	ОРУ 220 кВ	7,68	1,72	18,68
3ф	ОРУ 220 кВ	5,14	1,72	12,5
3ф	Вывода генераторов 10,5 кВ	19,42	1,95	53,55

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

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент.

$I_{ОРУ}^{(1)} = 18,68$ кА $>$ $I_{ОРУ}^{(3)} = 12,5$ кА, следовательно, величина тока однофазного КЗ на ОРУ 220кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов

Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе электрических аппаратов необходимо обеспечить выполнение нескольких требований:

1. Длительное проведение рабочих токов без чрезмерного повышения температуры;
2. Противостояние кратковременным электродинамическим и тепловым действиям токов КЗ;
3. Выдерживание механических нагрузок, удовлетворение требованиям экономичности.

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ}, \quad (4.34)$$

где $I_{Г,НОМ} = \frac{P_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot U_{н,Г}}, \quad (4.35)$

$$I_{Г,НОМ} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 0,80 \cdot 10,5} = 2,75 \text{ кА.}$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 2,75 = 2,88 \text{ кА.}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}}, \quad (4.36)$$

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{50}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,132 \text{ кА.}$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (4.37)$$

$$I_{раб.мах} = \frac{145,5}{2\sqrt{3} \cdot 220} = 0,191 \text{ кА.}$$

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

$$I_{ру.лэп} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (4.38)$$

$$I_{ру.лэп} = \frac{145,5}{(2-1)\sqrt{3} \cdot 220} = 0,382 \text{ кА.}$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выбор выключателей должен удовлетворять некоторым требованиям, принимая их во внимания выбираем вакуумный выключатель от производителя СКБ РЗВА, г. Ровно – ВВЭ– 10– 31,5/3150У3 паспортные данные которого представлены в таблице 4.7.

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

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с	Номинальное содержание ап. состав., %
ВВЭ– 10– 31,5/3150У3	10,5	3150	31,5	80	31,5/3	31,5

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ сист}}, \quad (4.39)$$

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

2) По длительному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб max}}, \quad (4.40)$$

$$3150 \text{ А} \geq 2880 \text{ А.}$$

3) По симметричному току отключения:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}, \quad (4.41)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 19,4 \text{ кА.}$$

4) По отключению периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{откл.ном}} \geq i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.42)$$

$$i_{a\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 31,5 = 13,36 \text{ кА} \geq i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 19,4 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,045}} = 12,6 \text{ кА.}$$

5) По отключению полного тока к.з (только если не прошло условие 4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{a.\tau} \leq \sqrt{2} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (4.43)$$

Так как условие 4 выполняется, то условие 5 не проверяем.

6) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{скв}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.44)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 19,4 \text{ кА.}$$

7) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.45)$$

$$31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 19,4^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 30,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Все условия выполняются, значит, данный выключатель подходит.

Далее принимая во внимание несколько пунктов, выберем разъединитель РВР– 10/4000У1, паспортные данные приведены в таблице 4.8

Таблица 4.8 – Паспортные данные разъединителя – РВР– 10/4000У1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с
РВР– 10/4000У1	10,5	12	4000	180	71/4

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.46)$$

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

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (4.47)$$

$$4000 \text{ A} \geq 2880 \text{ A}.$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.48)$$

$$180 \text{ кА} \geq 19,4 \text{ кА}.$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.49)$$

$$71^2 \cdot 4 = 20164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 19,4^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 1,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, все условия выполнены для выбранных выключателя – ВВЭ–10– 31,5/3150У3 и разъединителя РВР– 10/4000У1.

4.8.2 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Выбранные анализатор сети и синхронизатор представлены в таблице 4.9

Таблица 4.9 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Счётчик	СЭТ– 4ТМ.03М	RS485	0,5	8
Анализатор сети	АПКЭ– 1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС– М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ– ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС– М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС– М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С).

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

4.8.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Трансформатор тока выберем ТШЛ– 10– 0,5– 3000/5, паспортные данные которого приведены в таблице 4.10, так же трансформатор тока должен удовлетворять некоторым условиям:

Таблица 4.10 – Паспортные данные трансформатора тока – ТШЛ– 10– 0,5– 3000/5

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Номинальная нагрузка с классом точности 0,5, Ом	Ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с
ТШЛ– 10– 0,5– 3000/5	10	12	3000	1,2	100	70/3

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.50)$$

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

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (4.51)$$

$$3000 \text{ А} \geq 2880 \text{ А}.$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.52)$$

$$100 \text{ кА} \geq 19,4 \text{ кА}.$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.53)$$

$$70^2 \cdot 3 = 14\,700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 19,4^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 30,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5) По нагрузке:

$$Z_{\text{НОМ}} \geq Z, \quad (4.54)$$

Для выполнения этого условия необходимо определиться с нагрузкой, действующей на трансформатор тока, нагрузкой является счётчик электрической энергии СЭТ– 4ТМ.03М, нагрузка которого составляет 0,6 Ом.

Таким образом:

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

Таким образом, трансформатор тока –ТШЛ– 10– 0,5– 3000/5 удовлетворяет всем условиям.

Выбор трансформатора напряжения так же должен удовлетворять некоторым требованиям, выберем трансформатор НТМИ– 10– 66УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11–Паспортные данные трансформатора напряжения НТМИ–10–66УЗ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальная мощность, В·А при классе точности 0,5	Максимальная мощность, В·А
НТМИ– 10– 66УЗ	10	12	120	1000

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.55)$$

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

2) По типам подключаемых приборов и реле

Подключаемые приборы классом точности 0,5 являются (таб. 4.9): анализатор, синхронизатор и счётчик электрической энергии.

3) По вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{НОМ}} \geq S_2, \quad (4.56)$$

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

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

Таким образом, трансформатор напряжения НТМИ–10–66УЗ удовлетворяет всем условиям.

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 внимания выбираем элегазовый выключатель от производителя НИИ НПО УЭТМ, г. Екатеринбург – ВЭК– 220– 40/2000У1, паспортные данные которого расписаны в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Паспортные данные выключателя ВЭК– 220– 40/2000У1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с	Номинальное содержание ап. состав., %
ВГУ– 220– 50/2000	220	2000	40	40	40/3	47

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сист}}, \quad (4.57)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ.}$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб макс}}, \quad (4.58)$$

$$2000 \text{ А} \geq 1910 \text{ А.}$$

3) По симметричному току отключения:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}, \quad (4.59)$$

$$40 \text{ кА} \geq 7,68 \text{ кА.}$$

4) По отключению периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} \geq i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.60)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 0,47 \cdot 40 = 26,59 \text{ кА} \geq i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,68 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,045}} = 5,0 \text{ кА.}$$

5) По отключению полного тока к.з (только если не прошло условие 4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{a.\tau} \leq \sqrt{2} \cdot (1 + \beta_{ном}) \cdot I_{откл.ном}, \quad (4.61)$$

Так как условие 4 выполняется, то условие 5 не проверяем.

6) На электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} = I_{скв} \geq I_{по}, \quad (4.62)$$

$$40 \text{ кА} \geq 7,68 \text{ кА.}$$

7) На термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{окл} + t_{рз}), \quad (4.63)$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 7,68^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 4,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Все условия выполняются, значит, данный выключатель подходит.

Далее принимая во внимание несколько пунктов, выберем разъединитель РДЗ– 220/2000У1, паспортные данные приведены в таблице 4.13

Таблица 4.13 – Паспортные данные разъединителя – РДЗ– 220/2000У1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с
РДЗ– 220/2000У1	220	232	2000	100	40/3

1) По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (4.64)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ.}$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (4.65)$$

$$2000 \text{ A} \geq 1990 \text{ A}.$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.66)$$

$$100 \text{ кА} \geq 7,68 \text{ кА}.$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.67)$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 7,68^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 4,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, все условия выполнены для выбранных выключателя ВЭК– 220– 40/2000У1 и разъединителя РДЗ– 220/2000У1

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
				$\Sigma = 18 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ– ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС– М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС– М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С).

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

Трансформатор тока выберем ТФЗМ– 220Б– IV– 0,5/10Р– У1, паспортные данные которого приведены в таблице 4.15, так же трансформатор тока должен удовлетворять некоторым условиям.

Таблица 4.15 – Паспортные данные трансформатора тока – ТФЗМ– 220 Б– IV У1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Номинальная нагрузка с классом точности 0,5, Ом	Ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости, кА/дол. время его действия, с
ТФЗМ– 220Б– У1	220	252	2000	1,2	90	34/3

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.68)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ.}$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (4.69)$$

$$2000 \text{ А} \geq 1990 \text{ А.}$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.70)$$

$$90 \text{ кА} \geq 7,68 \text{ кА.}$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.71)$$

$$34^2 \cdot 3 = 3468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_K = 7,68^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 4,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5) По нагрузке:

$$Z_{\text{НОМ}} \geq Z, \quad (4.72)$$

Для выполнения этого условия необходимо определиться с нагрузкой, действующей на трансформатор тока, нагрузкой является счётчик электрической энергии СЭТ–4ТМ.03М, нагрузка которого составляет 0,6 Ом.

Таким образом:

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

Таким образом, трансформатор тока –ТФЗМ– 220Б– IV– 0,5/10Р– У1 удовлетворяет всем условиям.

Выбор трансформатора напряжения так же должен удовлетворять некоторым требованиям, выберем трансформатор ЗНОГ–220– 79УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице 4.16

Таблица 4.16 – Паспортные данные трансформатора напряжения ЗНОГ– 220– 79УЗ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальная мощность, В·А при классе точности 0,5	Максимальная мощность, В·А
ЗНОГ– 220– 79УЗ	220	252	400	3200

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.73)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

2) По типам подключаемых приборов и реле

Подключаемые приборы классом точности 0,5 являются таб. 4.14 синхронизатор и счётчик электрической энергии.

3) По вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{НОМ}} \geq S_2, \quad (4.74)$$

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

$$400 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 18 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таким образом, трансформатор напряжения ЗНОГ– 220– 79УЗ удовлетворяет всем условиям.

Вторичная цепь ТН: счётчик, анализатор, синхронизатор;
ТТ: счётчик и РЗиА;

Для 220 кВ

Вторичная цепь ТН: счётчик, синхронизатор;
ТТ: счётчик и РЗиА;

5 Релейная защита и автоматика

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

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

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

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		ВГС 525/150– 20
Мощность номинальная	полная	50 МВА
	активная	40 МВт
Номинальное напряжение		10,5 кВ
Коэффициент мощности $\cos\phi$		0,80
Частота вращения		300 об/мин
Номинальный ток статора		2749 А
Индуктивное сопротивление, о.е	синхронное x_d	1
	переходное x_d'	0,25
	сверхпереходное x_d''	0,16
Система возбуждения	самовозбуждение	
Кратность форсировки	1,8	
Ток ротора	1030 А	
Напряжение ротора	165 В	

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора

Тип	ТДЦН– 63000/220– У1
мощность номинальная	63 МВА
номинальное напряжение	230/10,5 кВ
напряжение короткого замыкания	10,5 %

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТС– 1600/10,5 УЗ
мощность номинальная	1,6 МВА
номинальное напряжение	10,5/6,3 кВ
напряжение короткого замыкания	2,5 %

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 ВГС 525/150– 20:

1. Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
2. Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
3. Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
4. Защита от повышения напряжения;
5. Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
6. Защита от симметричных перегрузок статора;
7. Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
8. Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
9. Защита ротора от замыканий на землю;
10. Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
11. Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
12. Контроль исправности цепей напряжения КИН;
13. Контроль наличия тока генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦН– 63000/220– У1:

1. Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
2. Газовая защита;
3. Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
4. Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ– 220);
5. Резервная максимальная токовая защита;
6. Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформаторного блока;
7. Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформаторного блока;
8. Реле тока охлаждения трансформаторного блока.

Защиты трансформатора СН ГЭС:

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

Защиты выпрямительного трансформатора ТСЗП:

1. Максимальная токовая защита;
2. Токовая отсечка.

Защиты воздушных линий 200 кВ:

- Основные защиты:
 1. Дифференциально– фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
- Резервные защиты:
 2. 5– ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 3. Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 4. 4– х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 5. 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:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = I_{\text{Г}}^{(1)} = \frac{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \quad (5.1)$$

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{40,00/0,8}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,75 \text{ кА.}$$

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = I_{\text{Г}}^{(2)} = \frac{K_{\text{СХ}} I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (5.2)$$

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{1 \cdot 2749}{3000/5} = 4,58 \text{ А.}$$

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

$$1,1I_f = 1,1 \cdot 1030 = 1133 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Далее по значению длительно допустимого тока выбираем систему возбуждения. таблица 5.4

Таблица 5.4 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС– 200– 1200– 2,5 УХЛ4	1200/2160	200/450

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным определяем выпрямительный трансформатор таблица 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– 1000/10– ГТ– УЗ	839	10,5	475	–	1250

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

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

где $I_{\phi} = 1030 \cdot 1,8 = 1854 \text{ А}$;

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

$I_{\text{н ТЕ}}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1020 А.

$$k_{\text{пер}} = \frac{1854 \cdot 0,816}{1020} = 1,48.$$

По данным ГОСТ допустимая перегрузочная способность при 50% составляет 18 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Номинальный ток трансформатора:

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

$$I_{\text{н ТЕ}}^{(1)} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 46,13 \text{ А}.$$

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

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

$$I_{\text{баз.н ТЕ}}^{(2)} = \frac{46,13}{200/5} = 1,15 \text{ А}.$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{баз.вн TE p}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном p}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{тп}}}, \quad (5.7)$$

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;

$I_{\text{ном p}}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1030 А;

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

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

$$I_{\text{баз.вн TE p}}^{(2)} = \frac{1030 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 0,95 \text{ А.}$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Расчёт уставок МТЗ и ТО выпрямительного трансформатора

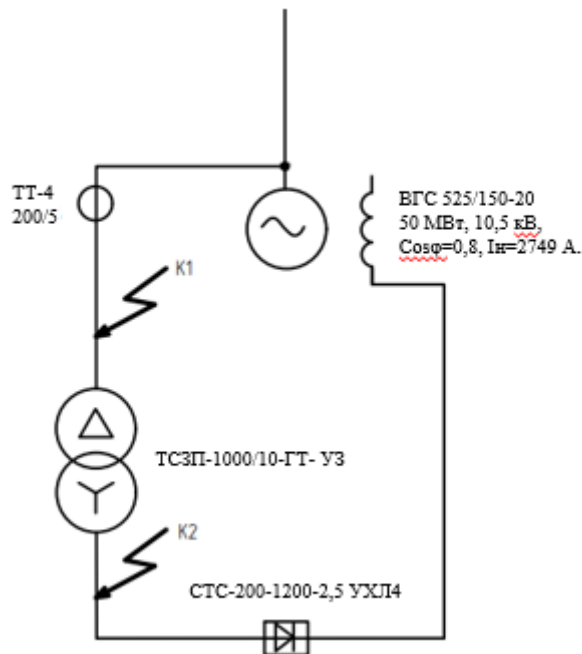


Рисунок 5.1– Схема для расчета защит выпрямительного трансформатора

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):

$$I''^{(3)}_{(K1)} = \frac{E_{r''}}{x_{d''}} \cdot I_{Г\text{ ном}}, \quad (5.8)$$

$$I''^{(3)}_{(K1)} = \frac{1.00}{0,16} \cdot 2749 = 17183 \text{ A.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I''^{(2)}_{(K1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''^{(3)}_{(K1)}, \quad (5.9)$$

$$I''^{(2)}_{(K1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17183 = 1481 \text{ A.}$$

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

$$I''^{(3)}_{(K2)} = \frac{I_{Н\text{ TE}}^{(1)}}{u_{K\%}} \cdot 100\%, \quad (5.10)$$

$$I''^{(3)}_{(K2)} = \frac{46.13}{5} \cdot 100\% = 923 \text{ A.}$$

$$I''^{(2)}_{(K2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''^{(3)}_{(K2)}, \quad (5.11)$$

$$I''^{(2)}_{(K2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 923 = 799 \text{ A.}$$

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:

$$I_{\text{MTЗ}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{ф}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ТВ ном}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{тп}}}, \quad (5.12)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, 1,2;

$k_{\text{ф}}$ – коэффициент форсировки, 1,8;

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

$I_{\text{ТВ ном}}$ – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбuditеля (паспортное значение), 1200 А;

$k_{\text{в}}$ – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

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

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

$$I_{\text{MTЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1,8 \cdot 0,816 \cdot 1200}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 4,15 \text{ А.}$$

Далее приводим его в относительные единицы:

$$I_{\text{MTЗ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{MTЗ}}}{I_{\text{н ТЕ}}^{(2)}}, \quad (5.13)$$

$$I_{\text{MTЗ}}^{(2)} = \frac{4,15}{1,15} = 4,0 \text{ о. е.}$$

Таким образом принимаем уставку срабатывания МТЗ 4,0 о.е.

Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч МТЗ}} = \frac{I''^{(2)}_{(к2)}}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{MTЗ}}^{(2)}}, \quad (5.14)$$

$$k_{\text{ч МТЗ}} = \frac{799}{\frac{200}{5} \cdot 4,15} = 4,8 \geq 1,5.$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет 0,4 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.

Определяем значение тока уставки ТО:

$$I_{ТО} = \frac{k_{\mu} \cdot I^{(3)}_{(К2)}}{k_{ТТ}}, \quad (5.15)$$

$$I_{ТО} = \frac{1,4 \cdot 923}{200/5} = 32,29 \text{ А.}$$

Определяется значение тока намагничивания:

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot I_{НТЭ}^{(1)}}{k_{ТТ}}, \quad (5.16)$$

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot 46,13}{200/5} = 5,77 \text{ А.}$$

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

Далее приводим его в относительные единицы:

$$I_{ТО}^{(2)} = \frac{I_{ТО}}{I_{НТЭ}^{(2)}}, \quad (5.17)$$

$$I_{ТО}^{(2)} = \frac{32,29}{1,15} = 28 \text{ о. е.}$$

Таким образом принимаем уставку срабатывания ТО 28 о.е.

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{ч ТО} = \frac{I^{(2)}_{(К1)}}{k_{ТТ} \cdot I_{ТО}}, \quad (5.18)$$

$$k_{ч ТО} = \frac{14881}{200/5 \cdot 32,29} = 11,52 \geq 2.$$

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

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

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

Выбор тока срабатывания зависит от номинального тока, но при этом защита не должна реагировать на внешнее КЗ (точка К1), поэтому уставка выбирается исходя из большего значения.

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 2479 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 3000/5 \text{ А}$.

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

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N, \quad (5.19)$$

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

$$I_{НБ(Н)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{НГ} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2749 = 137,5 \text{ А}.$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{ср.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)}, \quad (5.20)$$

где $K_N = 2$ – коэффициент надежности.

$$I_{ср.0} \geq 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N = 0,1 \cdot 2749 = 275 \text{ А}.$$

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

$$I_{ср.0} \geq I''^{(3)}_{(к2)} \cdot K_N, \quad (5.21)$$

$$I_{ср.0} \geq 923 \cdot 1,1 = 1015 .$$

Принимаем уставку: $I_{ср.0} = 1015 \text{ А}$.

Во вторичных величинах: $I_{ср.0(2)} = \frac{I_{ср.0}}{k_T} = \frac{1015}{\frac{3000}{5}} = 1,7 \text{ А}$.

Переведем в относительные единицы:

$$I_{ср.0 \text{ о.е.}} = \frac{I_{ср.0}}{I_{баз}}, \quad (5.22)$$

$$I_{CP.0 \text{ о.е.}} = \frac{1015}{2749} = 0,37 \text{ о.е.}$$

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:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{max}, \quad (5.23)$$

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:

$$I_{МАКС} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_H, \quad (5.24)$$

$$I_{МАКС} = \frac{1,13}{0,16} \cdot 2749 = 19417 \text{ А.}$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 19417 = 1941,7 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.25)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

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

$$I_T = \sqrt{I_{МАКС} \cdot (I_{МАКС} - I_{НБ(КЗ)}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.26)$$

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

$$I_T = \sqrt{19417 \cdot (19417 - 1941,7) \cdot \cos 15} = 15683 \text{ А.}$$

Тогда:

$$K_T > \frac{1941,7 \cdot 2}{15683} = 0,25, \quad (5.27)$$

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T}, \quad (5.28)$$

$$I_{HT} = \frac{0,37}{0,5} = 0,74 \text{ о. е.}$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T}, \quad (5.29)$$

$$B \geq \frac{0,37}{0,5} = 0,74.$$

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

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

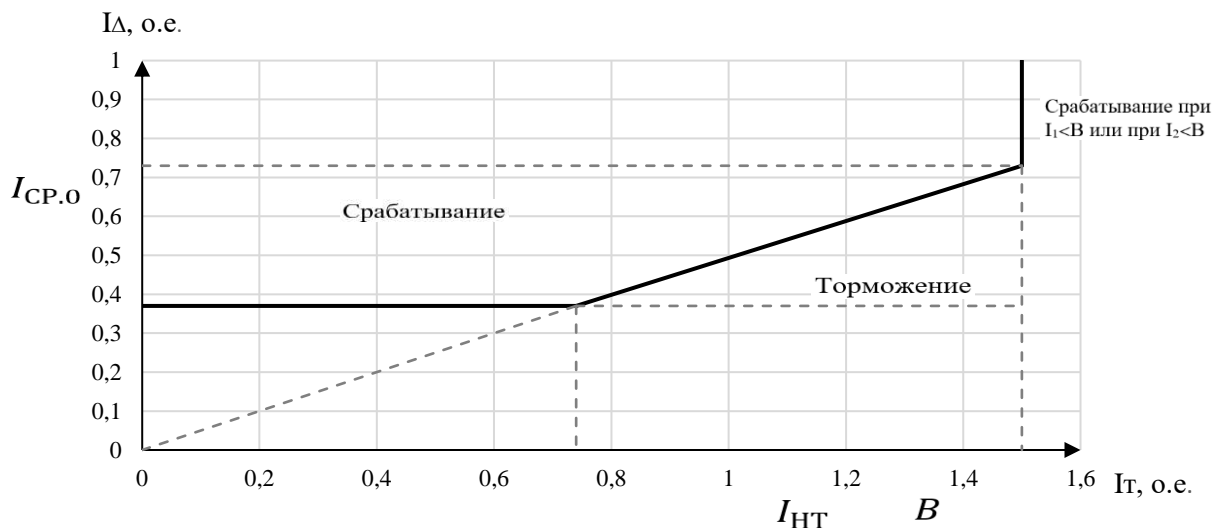


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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: $I_{ОТС} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 4,58 = 27,5$ 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».

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

Рассчитаем органы срабатывания защиты:

1) Исходя из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты, обусловленного электростатической индукцией силового трансформатор блока (U_0 Эл.ст.) при КЗ

на землю на стороне ВН, выбираем напряжение срабатывания органа основной гармоники.

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

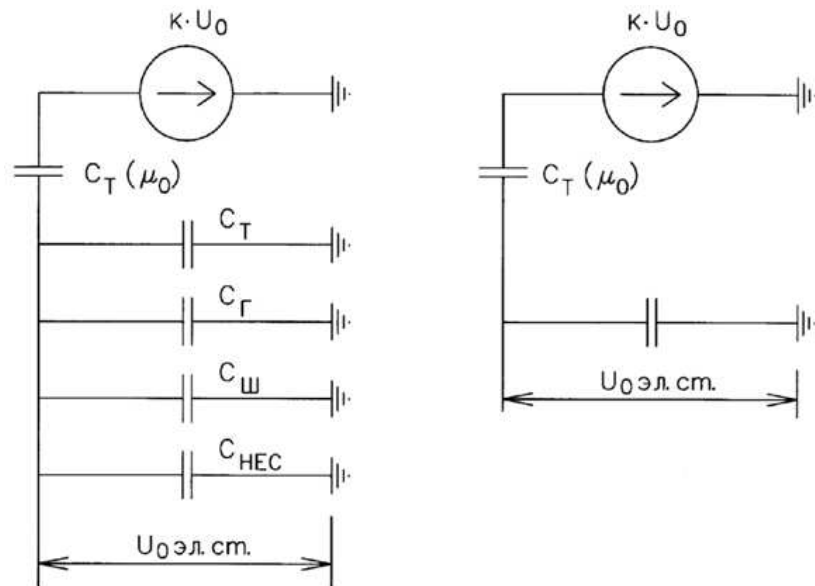


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения $U_{O \text{ эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ}, \quad (5.30)$$

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 10,5 кВ. Принимаем равной 0,25 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:

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.31)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость 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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{НОМВН} / \sqrt{3}, \quad (5.32)$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 281 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma, \quad (5.33)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 1,265 = 6,65 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}}{n_{ТН}}, \quad (5.34)$$

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

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 281 = 7,3 \text{ В.}$$

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 8 В с выдержкой времени 6,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей

гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно– ремонтных затворов.

2) 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 :

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,2+2} = 0,313 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

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:

$$U_{CP2} = \frac{1,5 \cdot U_H}{n_{TH}}, \quad (5.36)$$

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

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}}, \quad (5.37)$$

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

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:

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}, \quad (5.38)$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{2749 \cdot 1}{3000/5} = 4,58 \text{ А.}$$

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\text{н}}}, \quad (5.39)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_{\text{н}}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.40)$$

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). Согласно указаний завода–изготовителя МП–защит НПП ЭКРА ток срабатывания сигнального органа должен быть не выше длительно допустимого тока обратной последовательности для защищаемого генератора. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14%.

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = (0,05 - 0,07)$;
 $I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{н}}$.

$$I_{2\text{СИГН}} = I_{2\text{дл.доп.}} = 0,07 \cdot 4,58 = 0,32 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

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

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) 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 :

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.41)$$

$$t_{\text{доп}} = \frac{30,00}{0,14^2} = 1530,61.$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,14}{1,2} = 0,117. \quad (5.42)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,117 \cdot I_{\text{Н}} = 0,117 \cdot 4,58 = 0,53. \quad (5.43)$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = \frac{0,117 \cdot I_{\text{Н}}}{I_{\text{баз}}} = 0,117 \text{ о. е.}$$

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

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2}, \quad (5.44)$$

$$t_{\text{max}} = \frac{30}{0,117^2} \approx 2191 \text{ с.}$$

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:

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.45)$$

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

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

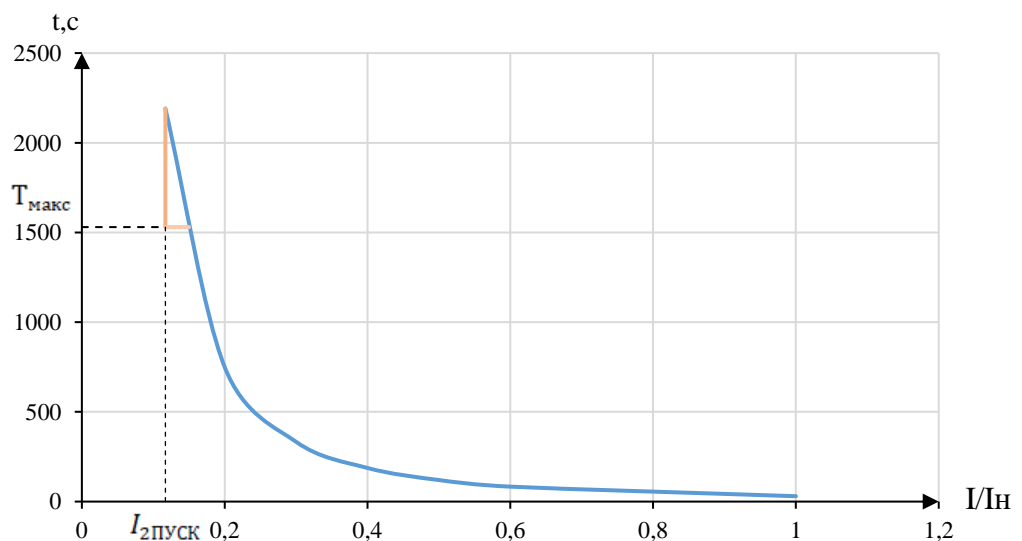


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 1530 \text{ с}$.

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 ($t_{\text{охл}} = 66 \text{ с}$).

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{OTC}}$) 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.

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}; \quad (5.46)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз}} = 50 \text{ МВА.}$$

$$U_{\text{баз1}} = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{баз1}} = 230 \text{ кВ.}$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз1}}}, \quad (5.47)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2749 \text{ А.}$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз2}}}, \quad (5.48)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 125,5 \text{ A.}$$

$$X^*_{\text{ген.баз.}} = X''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (5.49)$$

$$X^*_{\text{ген.баз.}} = 0,16 \cdot \frac{10,5^2}{50} \cdot \frac{50}{10,5^2} = 0,16 \text{ о. е.}$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (5.50)$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{50}{230^2} = 0,08 \text{ о. е.}$$

$$X^*_{\text{2.баз.}} = X_2 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (5.51)$$

$$X^*_{\text{2.баз.}} = 0,18 \cdot \frac{230^2}{50} \cdot \frac{50}{230^2} = 0,18 \text{ о. е.}$$

$$I^{*(3)}_{\text{кз.}} = \frac{E^*}{X^*_{\text{ген.баз.}} + X^*_{\text{тр-ра.баз.}}}, \quad (5.52)$$

$$I^{*(3)}_{\text{кз.}} = \frac{1}{0,16+0,08} = 4,17 \text{ о. е.}$$

$$I^{*(2)}_{\text{2.кз.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{*(3)}_{\text{кз.}}, \quad (5.53)$$

$$I^{*(2)}_{\text{2.кз.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,17 = 3,61 \text{ о. е.}$$

$$I^{*(2)}_{\text{2.кз.о.п}} = \frac{3,61}{\sqrt{3}} = 2,08 \text{ о. е.}$$

Переведем в именованные единицы:

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = I^{*(2)}_{\text{2.кз.}} \cdot I_{\text{баз1}}, \quad (5.54)$$

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = 2,08 \cdot 2749 = 5727 \text{ A.}$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I^{(2)}_{\text{2МИН}} = \frac{I^{*(2)\text{нн}}_2}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.55)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{5727}{3000/5} = 9,54 \text{ А.}$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{9,54}{1,2} = 7,95 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{с.з.}}^* = \frac{I_{2 \text{ с.з.}}}{I_{\text{баз}}}, \quad (5.56)$$

$$I_{2\text{с.з.}}^* = \frac{7,95}{4,58} = 1,73 \text{ о. е.}$$

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

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:

$$I_{\text{нг баз}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}, \quad (5.57)$$

$$I_{\text{нг баз}}^{(2)} = \frac{2749 \cdot 1}{3000/5} = 4,58 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{нг}}^{(2)}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{нг}}^{(2)} = 1,07 \cdot 4,58 = 4,9 \text{ А.} \quad (5.58)$$

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:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{н}} = 1,1 \cdot 4,58 = 5,05. \quad (5.59)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 4.2.

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.

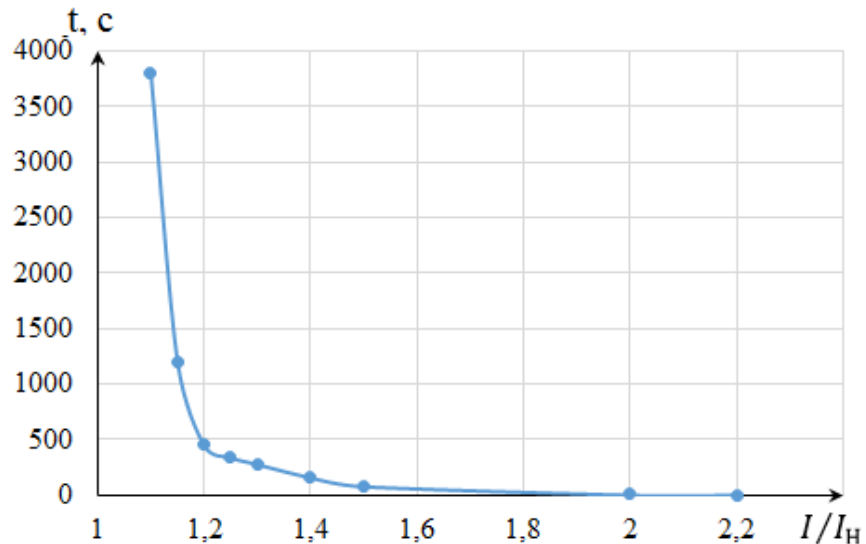


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.60)$$

$$I_{10TC} = 1,224 \cdot 4,58 = 5,61.$$

В относительных единицах:

$$I_{10TC} = \frac{1,224 I_{НГ}^{(2)}}{I_{НГ \text{ баз}}^{(2)}} = 1,224 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{кз.}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{ген.баз.}^* + X_{тр-ра.баз.}^*}, \quad (5.61)$$

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

$$X_{ген.баз.}^* = 0,16 \cdot \frac{10,5^2}{50} \cdot \frac{50}{10,5^2} = 0,16 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{кз.}}^{*(3)} = \frac{1}{0,16+0,08} = 4,11 \text{ о. е.}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.}}^{*(3)}}{I_{10\text{TC}} \text{ о. е.}}, \quad (5.62)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,11}{1,224} = 3,36 > 1,2.$$

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

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.63)$$

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

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 Каладжинская ГЭС– ПС Майкоп:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_{\text{T}} + \frac{0,8}{K_{\text{T}}} \cdot Z'_{1\text{Л}}, \quad (5.64)$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 230^2}{63} = 88,2 \text{ Ом.}$$

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(0,118 \cdot 70)^2 + (0,435 \cdot 70)^2} = 31,55 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 88,2 + \frac{0,8}{2} \cdot 31,55 = 83,15 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{50,00}{63} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{50,00}{230^2} \cdot 31,55 = 0,079 \text{ о.е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6, \quad (5.65)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{50,00} = 2,21.$

$$Z_1 = 0,079 \cdot 2,21 = 0,173 \text{ Ом.}$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H}, \quad (5.66)$$

$$Z_{1СЗ} = 0,173 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 0,99 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,99 \text{ Ом.}$

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.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}}, \quad (5.67)$$

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

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2749} = 2,2 \text{ Ом},$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}}, \quad (5.68)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = 2,2 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 12,6 \text{ Ом}.$$

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

$$I_{\Phi} = 1,8 \text{ о. е.} \quad (5.69)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{1,8} = 0,53 \text{ о. е.} \quad (5.70)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,8} = 0,47. \quad (5.71)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{2\text{СЗ}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,31}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.72)$$

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_{2 \text{ о. е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{50,00} = 0,77 \text{ Ом.} \quad (5.73)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2C3} = \frac{Z_{2C3} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,77 \cdot 3000 / 5}{10500 / 100} = 4,41 \text{ Ом.} \quad (5.74)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 4,41 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,2 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,88 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

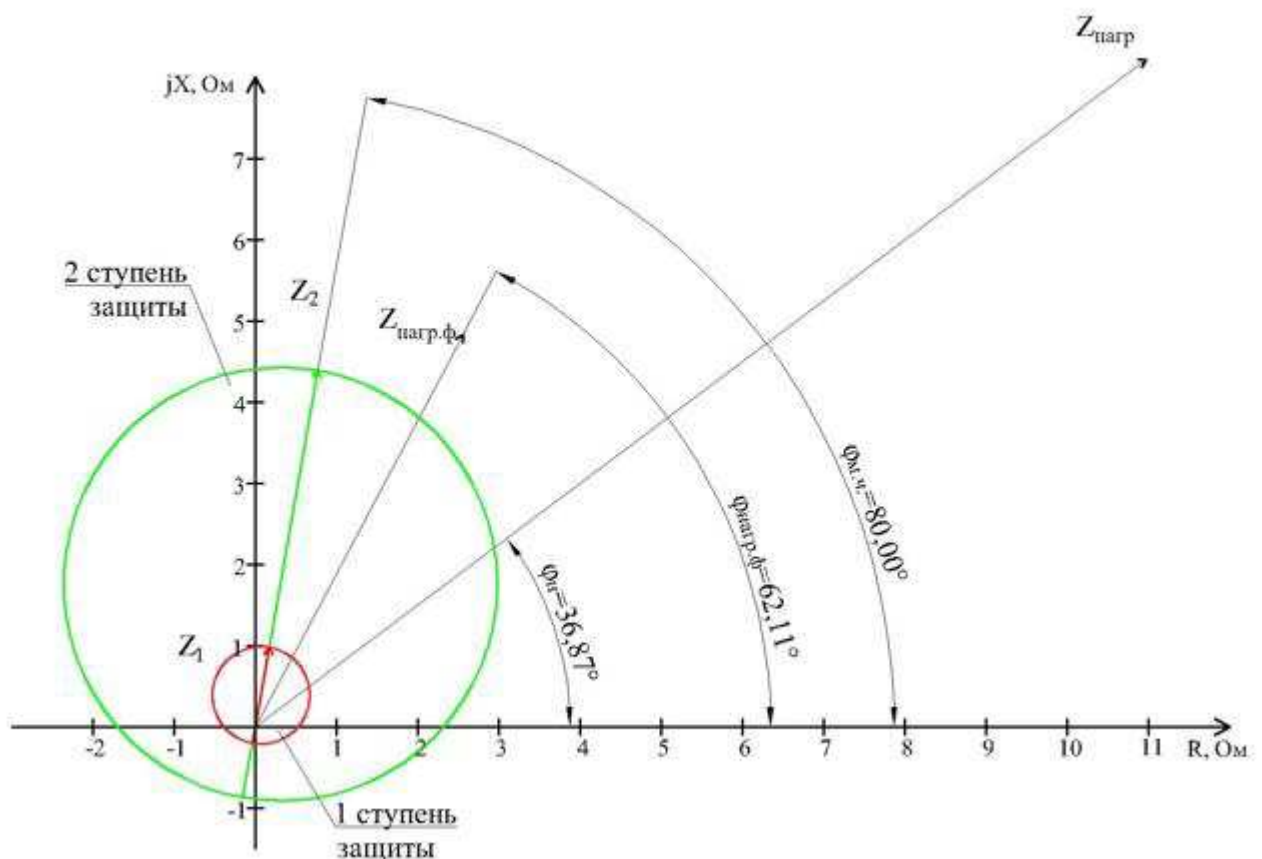


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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:

$$I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ Р}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}}, \quad (5.75)$$

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, 1030 А;

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

$k_{\text{ТП}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,655.

$$I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)} = \frac{1030 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5 \cdot 0,475}} = 0,95 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{Р СИГН.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ Р}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}, \quad (5.76)$$

$$I_{\text{Р СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot 0,95}{0,98} = 1,01 \text{ А.}$$

В относительны единицах:

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

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

$$I_{\text{Р ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}, \quad (5.77)$$

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot 0,95}{0,98} = 1,05 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ ПУСК. о.е.}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{вн ТЕР}}^{(2)}}{I_{\text{баз.вн ТЕР}}^{(2)}} = 1,1 \text{ о.е.}$$

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_N	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

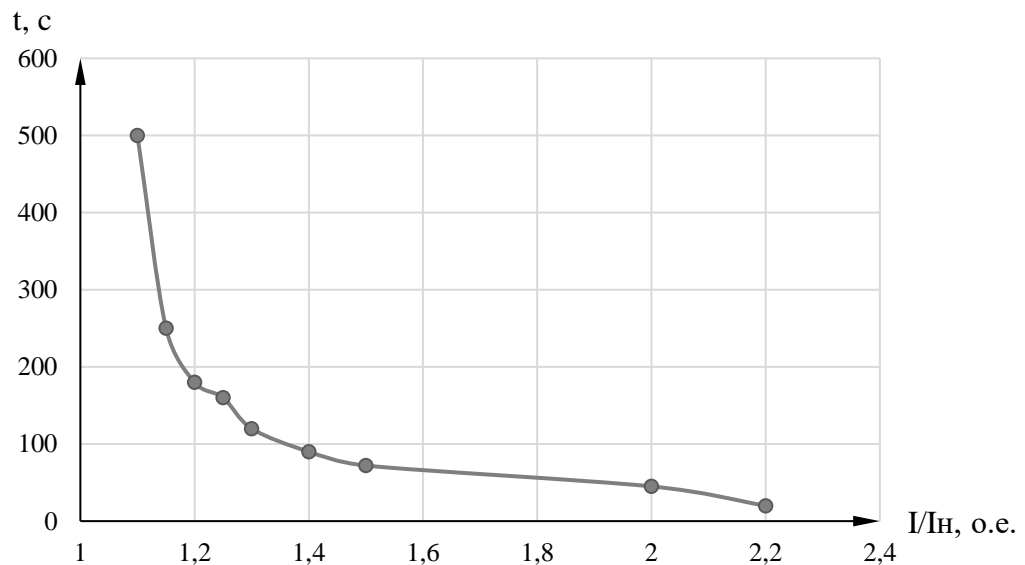


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ отс.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{вн ТЕР}}^{(2)}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{вн ТЕР}}^{(2)}, \quad (5.78)$$

$$I_{P \text{ отс}} = \frac{2,2 \cdot 0,95}{0,98} = 2,13 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

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

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений

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

6 Компоновка сооружения и гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

Выбор класса гидротехнического сооружения производится на основе 117–ФЗ «Закон о безопасности гидротехнических сооружений», ст.7. Все критерии сведём в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор класса гидротехнического сооружения

Критерий	Параметр	Класс
Гидротехническое сооружение в зависимости от высоты и типа грунта	Бетонная плотина, высотой 10 м (предварительно).	IV
Назначение и условие эксплуатации	Мощность ГЭС – 120 МВт.	III
Последствия возможных гидродинамических аварий	Число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнического сооружения – 1900 человек.	III
	Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения – 465.	III

Таким образом, выбираем самый высокий класс – III. Во избежание возможных последствий гидродинамических аварий, предусмотрим противопаводковые устройства.

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:

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

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:

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

где d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

k_w – коэффициент, принимаемый по СП 38.13330.2012

$$d = \frac{V_{\text{НПУ}} - V_{\text{дна}}}{2}, \quad (6.3)$$

$$d = \frac{448 - 437}{2} = 5,5 \text{ м.}$$

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

где $V_w = 10 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

$L = 2500 \text{ м}$ – длина разгона волны, м;

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

$$k_w = 3(1 + 0,3 \cdot 10) \cdot 10^{-7} = 1,2 \cdot 10^{-6}.$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 2500}{9,81 \cdot 5} \cdot 1 = 0,0061 \text{ м.}$$

Определяет высоту волны 1% обеспеченности для основного случая.

1. Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ где t – период развития волн на водохранилище, принимаем $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2500}{10^2} = 245,3.$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21189,6.$$

Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

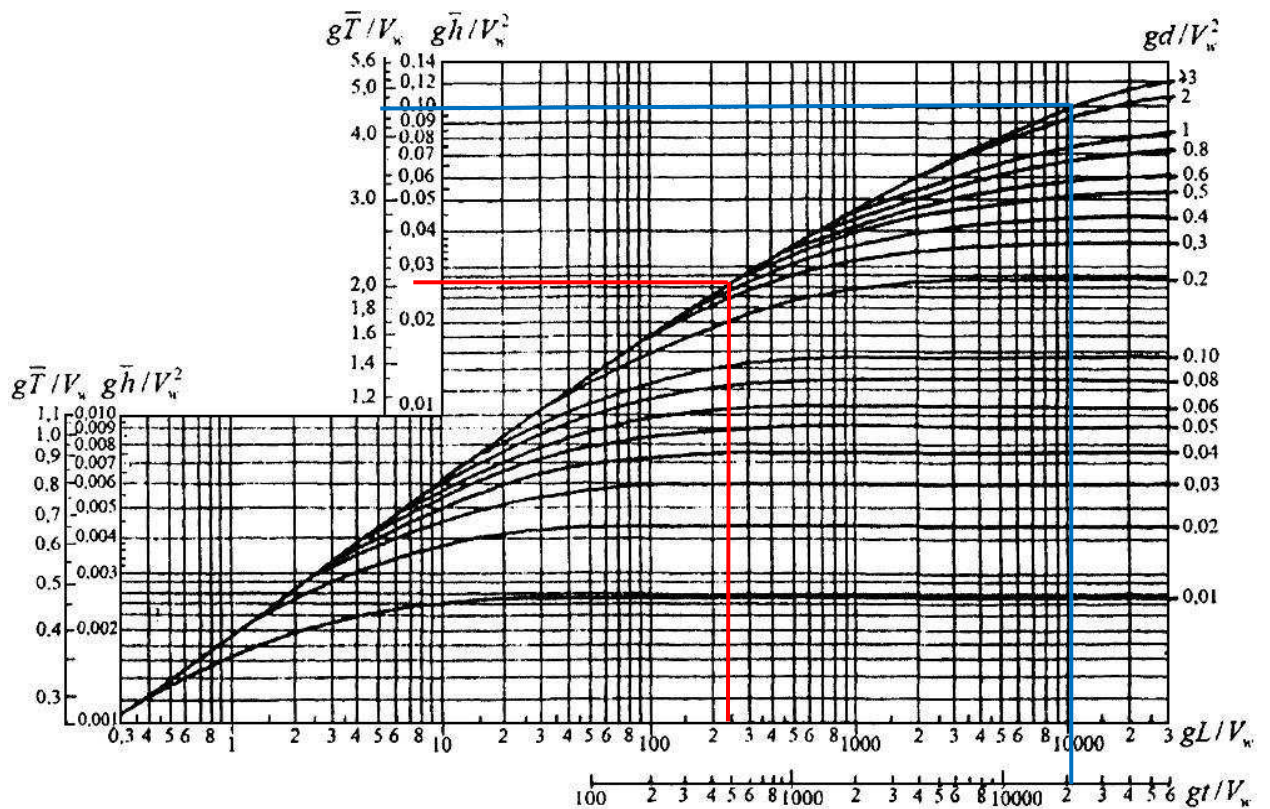


Рисунок 6.1 – График вычисления безразмерных коэффициентов

Сведём в таблицу 6.2 все значения.

Таблица 6.2 – Безразмерные комплексы

	$\frac{g\bar{T}}{V_w}$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$
$\frac{gL}{V_w^2} = 245,3$	2,1	0,027
$\frac{gt}{V_w} = 21189,6$	4,6	0,10

Вычисляют средний период и среднюю высоту волны, выбирая меньшие значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,027$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,1$.

$$\bar{h} = 0,027 \cdot \frac{V_w^2}{g},$$

$$\bar{h} = 0,027 \cdot \frac{10^2}{9,81} = 0,28 \text{ м.} \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = 2,1 \cdot \frac{V_w}{g}, \quad (6.6)$$

$$\bar{T} = 2,1 \cdot \frac{10}{9,81} = 2,14 \text{ м.}$$

Вычисляем среднюю длину волны:

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

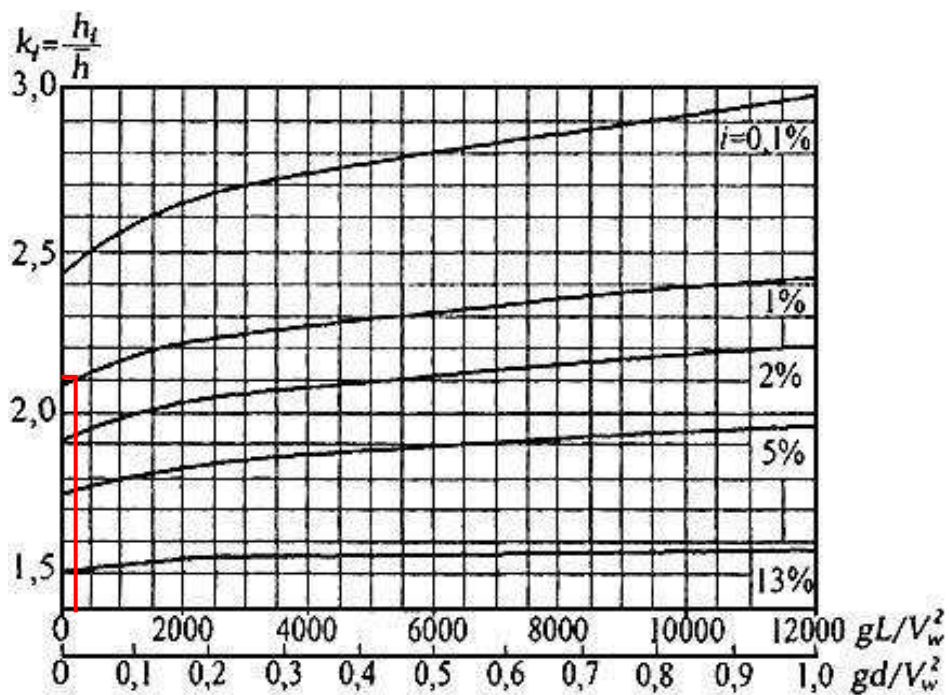
$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 2,141}{2\pi} = 7,16 \text{ м.}$$

Проверяем условие $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$; $5 > 0,5 \cdot 7,16$. Условие выполнено.

Определяют высоту волны 1% обеспеченности:

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

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



$$h_{1\%} = 0,28 \cdot 2,12 = 0,59 \text{ м.}$$

Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяем по формуле:

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

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса.

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

$$V_w = 10 \frac{\text{м}}{\text{с}} \rightarrow k_{sp} = 1,1.$$

k_{run} – коэффициент, принимаемый по рис. 4 в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ на глубокой волне.

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{7,16}{0,59} = 12,79.$$

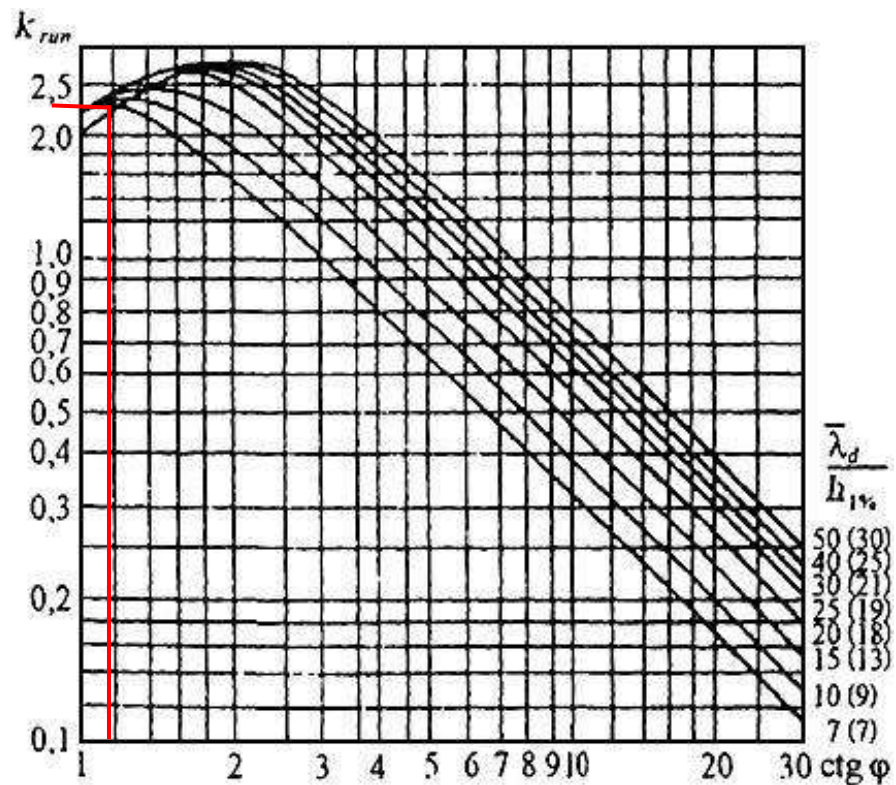


Рисунок 6.3 – функции $k_{run} = f(\lambda_d/h_{1\%}; \text{ctg}\phi)$

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

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,3 \cdot 0,59 = 1,34.$$

Превышение гребня грунтовой плотины над НПУ равно:

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

$$h_s = 0,0061 + 1,34 + 0,4 = 1,75 \text{ м.}$$

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

$$\nabla\text{ГБП} = 448,00 + 1,75 = 449,75 \text{ м.}$$

Принимаем отметку гребня плотины 450,00 м.

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

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

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

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

$$H_{\text{осн}} = 448,00 - 362,68 = 85,32 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов}} = 448,50 - 363,15 = 85,35 \text{ м.}$$

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:

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{40000}{9,81 \cdot (85,32 - 1) \cdot 0,933} = 51,83 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{40000}{9,81 \cdot (85,35 - 1) \cdot 0,933} = 51,81 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

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

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

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 51,83 \cdot 2 = 103,66 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

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

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 51,81 \cdot 2 = 103,62 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

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

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.

$$Q_c = \frac{(0,00089 + 0,00373) \cdot 10^9}{86400} = 53,47 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 395 - 103,66 - 53,47 = 237,87 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 469 - 103,62 - 53,47 = 311,91 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

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:

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пола галереи}} + h_{\text{галереи}} + 1, \quad (6.21)$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = 437 + 3 + 1 = 441,00 \text{ м.}$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска H :

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

$$H = \frac{448 + 447,34}{2} - 441 = 6,67 \text{ м.}$$

Определяем расход через отверстие:

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

где μ – коэффициент расхода 0,8;

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

$$Q = 0,8 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{2g \cdot 6,67} = 28,75 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

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

$$n = \frac{Q_{\text{с}}}{Q}, \quad (6.24)$$

$$n = \frac{53,47}{28,75} = 2.$$

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 $V_h = 6 \frac{\text{м}}{\text{с}}$.

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

$$h_{\text{НБ}} = 441,68 - 437,00 = 4,68 \text{ м.}$$

$$q_p = 6 \cdot 4,68 = 37,44 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определяем удельный расход на водосливе:

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 37,44 = 46,80 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Ширина водосливного фронта:

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

$$B = \frac{237,87}{46,8} = 5,08 \text{ м.}$$

Принимаем пролётов $n = 4$, шириной $b = 5$ м; Тогда $B = 20$ 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 $m = 0,49$)

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{237,87}{0,49 \cdot 5 \cdot 4 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 3,11 \text{ м.}$$

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

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

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет, определяется по 6.30

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

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.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (4-1)0,45}{4} \right] \frac{3,11}{5} = 0,94.$$

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{237,87}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 5 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 3,25 \text{ м.}$$

Определение напора на водосливе:

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

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

где δ_B – толщина быка $\delta_B = 3$ м.

$$V_0 = \frac{237,87}{(448 - 437) \cdot (20 + (4-1) \cdot 3)} = 0,75 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$$H = 3,25 - \frac{1,1 \cdot 0,75^2}{2g} = 3,22 \text{ м.}$$

Назначаем $H_{\text{ст}} = 3$ м.

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

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

$$\nabla_{\text{ГВ}} = 448,00 - 3 = 445,00 \text{ м.}$$

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:

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

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{311,91}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 3,72 \text{ м.}$$

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

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (4-1)0,45}{4} \right] \frac{3,72}{5} = 0,92.$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{311,91}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 3,93 \text{ м.}$$

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

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

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

$$V = \frac{311,91}{(448,5 - 437)(20 + (4-1) \cdot 3)} = 0,94 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$H_{\text{пов}} = 3,93 - \frac{1,1 \cdot 0,94^2}{2g} = 3,88 \text{ м};$$

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

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

$$\nabla\text{ФПУ}_p = 445 + 3,88 = 448,88 \text{ м.}$$

Таким образом $\nabla\text{ФПУ} = 449,00 \text{ м.}$

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяем координаты оголовка безвакуумного водослива.

Табличные координаты x и y умножаем на $H_{\text{ст}}$ и строим кривую А–В.

Таблица 6.3 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива

x	y	x	y	x	y
0	0,378	4,2	1,692	8,4	7,386
0,3	0,108	4,5	1,983	8,7	7,92
0,6	0,021	4,8	2,292	9	8,592
0,9	0	5,1	2,619	9,3	9,039
1,2	0,018	5,4	2,961	9,6	9,621
1,5	0,081	5,7	3,324	9,9	10,215
1,8	0,18	6	3,705	10,2	10,827
2,1	0,3	6,3	4,107	10,5	11,454
2,4	0,438	6,6	4,524	10,8	12,093
2,7	0,594	6,9	4,959	11,1	12,747
3	0,768	7,2	5,385	11,4	13,413
3,3	0,963	7,5	5,88	11,7	14,094
3,6	1,182	7,8	6,366	12	14,814
3,9	1,425	8,1	6,867		

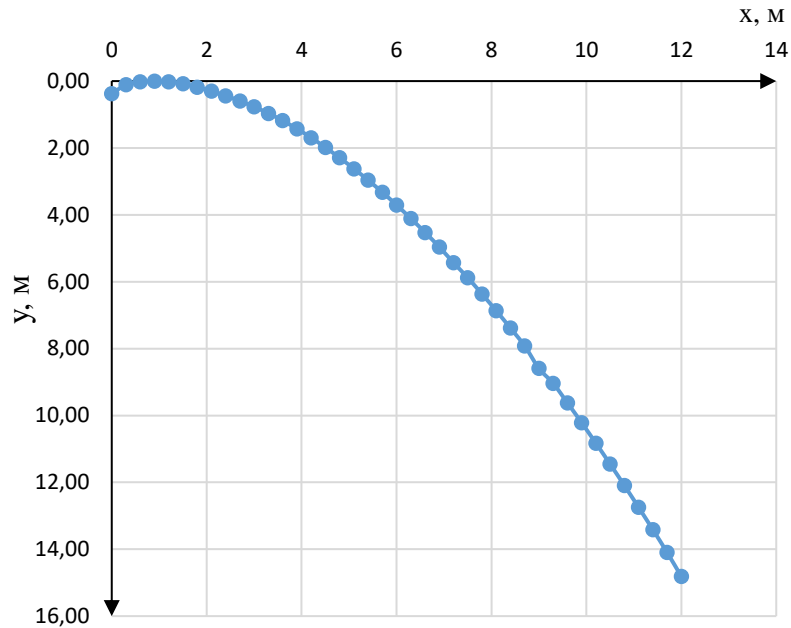


Рисунок 6.4 – Оголовок водосливной плотины

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

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

$$\nabla_{ГБ} = 445 + 1,6 \cdot 3 = 449,80 \text{ м.}$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливаем 450,00 м.

6.3 Расчёт сопряжения потока в НБ

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

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

$$T_0 = 448,00 - 437,00 = 11.$$

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.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 237,87^2}{(20+3 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 1,97 \text{ м.}$$

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

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}, \quad (6.43)$$

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{11}{1,96} = 5,61.$$

В проекте можно принять, что плотины высотой менее 15 м имеют малую длину сливной грани: $\varphi = 1,00$.

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ε_{T_0} определяем ε_c и ε''_c .

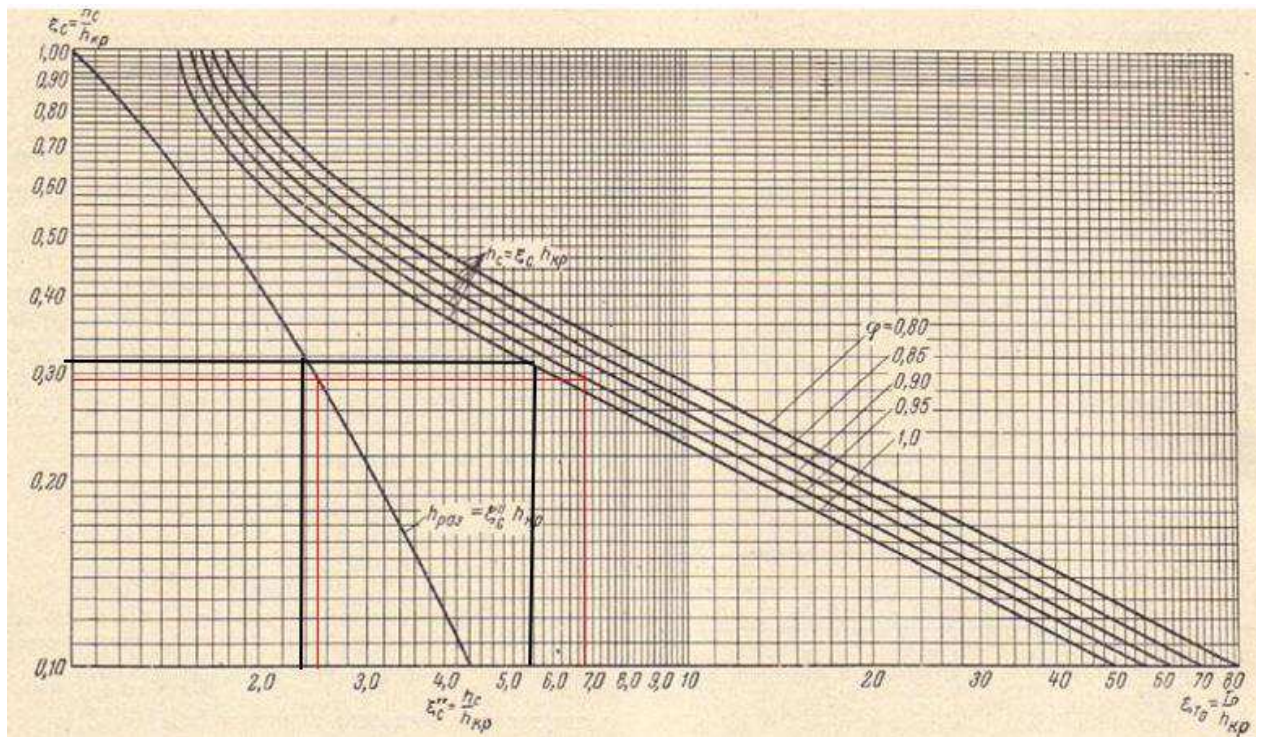


Рисунок 6.5 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

По графику определяем:

$$\varepsilon_c = 0,32.$$

$$\varepsilon''_c = 2,39.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

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

$$h'_c = 0,32 \cdot 1,97 = 0,63 \text{ м.}$$

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

$$h''_c = 2,39 \cdot 1,97 = 4,69 \text{ м.}$$

$$h''_c = 4,69 \text{ м} > h_{НБ} = 4,57 \text{ м} - \text{в НБ затопленный прыжок.}$$

Отогнанный прыжок за плотинной не допускается.

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:

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

$$v_c = \frac{237,87}{(20 + (4 - 1) \cdot 3) \cdot 0,56} = 14,65 \text{ м/с.}$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot 13,07 \cdot \sqrt{0,63} = 1,74 \text{ м.}$$

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)

$$l_{пр} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 4,69 - 0,63) = 20,70 \text{ м.}$$

$$l_b = 0,8 \cdot 20,70 = 17,00 \text{ м.}$$

Так как, рассматриваемая плотина высотой менее 40 м находится на скальном основании, то применяется гашение энергии потока за счет водобойной стенки.

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 (можно принять 1,1)

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

q – удельный расход на водобое.

$$q = \frac{Q_p}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)}, \quad (6.53)$$

$$q = \frac{237,87}{(20+(4-1) \cdot 3)} = 8,20.$$

$$H_{ст} = \left(\frac{8,20}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 8,20^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 4,69)^2} = 2,9 \text{ м.}$$

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 4,69 - 2,9 = 2,3 \text{ м.}$$

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

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

Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой

$$T_0 = 2,3 + 2,9 = 5,2 \text{ м.}$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{5,20}{1,97} = 2,64;$$

В проекте можно принять, что плотины высотой менее 15 м имеют малую длину сливной грани: $\varphi = 1,00$.

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем ε_c и ε''_c .

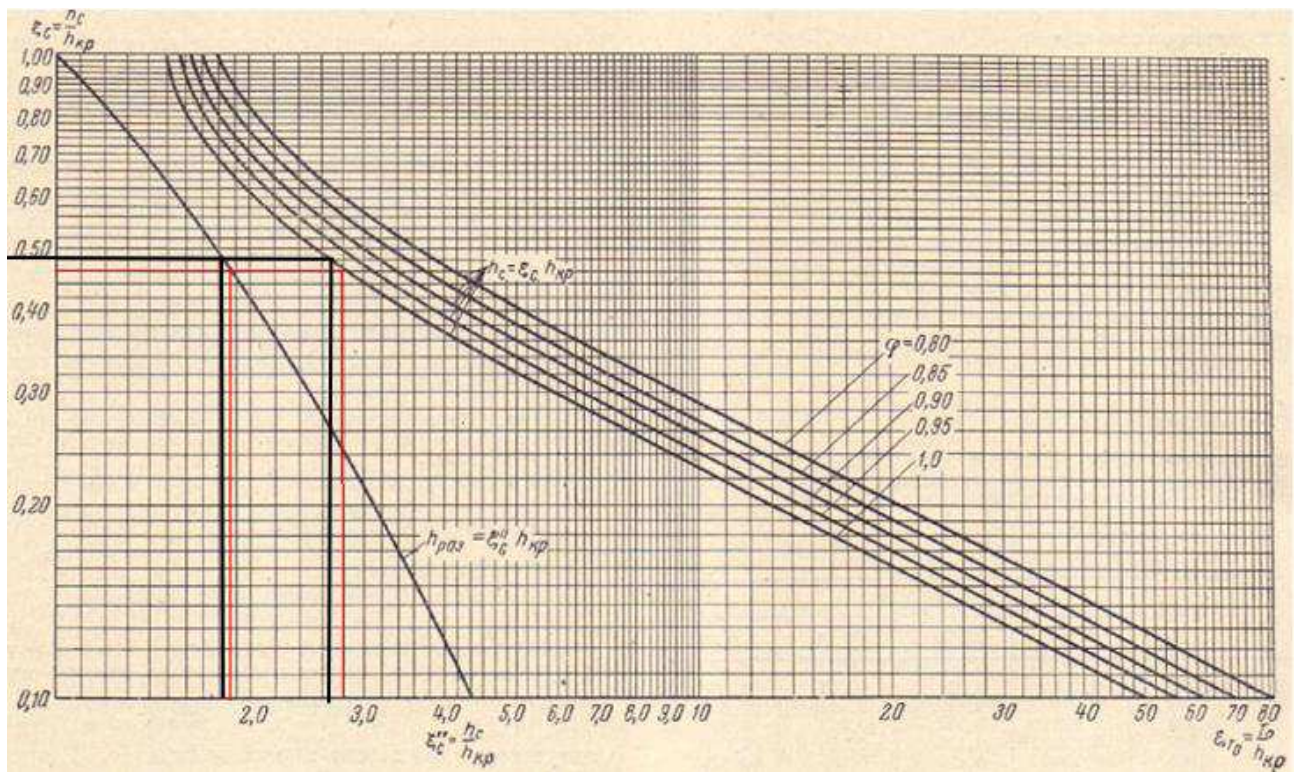


Рисунок 6.6 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

По графику определяем:

$$\varepsilon_c = 0,5.$$

$$\varepsilon''_c = 1,75.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = 0,5 \cdot 1,97 = 0,99 \text{ м.}$$

$$h''_c = 1,75 \cdot 1,97 = 3,45 \text{ м.}$$

$$h''_c = 3,45 \text{ м} < h_{НБ} = 4,57 \text{ м.}$$

Прыжок за водобойной стенкой затопленный.

За стенкой устраиваем рисберму – участок, предназначенную для успокоения рассеяния потока. Выполняем в виде крепления из бетонных или железобетонных плит размером 8 м, расположенных в шахматном порядке. По течению крепление облегчается за счет уменьшения толщины плит.

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

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_1 = \frac{2}{3} \cdot \delta_B, \quad (6.55)$$

$$\delta_1 = \frac{2}{3} \cdot 1,74 = 1,16 \text{ м.}$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$\delta_2 = \frac{2}{3} \cdot \delta_1, \quad (6.56)$$

$$\delta_2 = \frac{2}{3} \cdot 1,16 = 0,77 \text{ м.}$$

Толщина третьей плиты рисбермы:

$$\delta_3 = \frac{2}{3} \cdot \delta_2, \quad (6.57)$$

$$\delta_3 = \frac{2}{3} \cdot 0,77 = 0,51 \text{ м.}$$

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Рассчитаем высоту плотины:

$$h = \nabla \text{ НПУ} - \nabla \text{ под}; \quad (6.58)$$

где $\nabla \text{ под} = \nabla \text{ ДНА} - (2 \div 3)$ – Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ;

$$h = 448,00 - (437,00 - 1,55) = 12,55 \text{ м;}$$

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль

такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным $0,67 \div 0,7$, а при оценке устойчивости плотины величину заложения можно скорректировать.

Поэтому рассчитаем подошву:

$$0,67h = 8,41 \text{ м};$$

$$0,7h = 8,79 \text{ м};$$

Примем из диапазона полученных ширины подошвы плотины, равную 8,79 м, но входе дальнейших расчётов было принято увеличить ширину подошвы плотины до 11 м для возможности проектирования дороги на гребне.

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:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.59)$$

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

$$l_1 = 0,09 \cdot 11 = 0,99 \text{ м}.$$

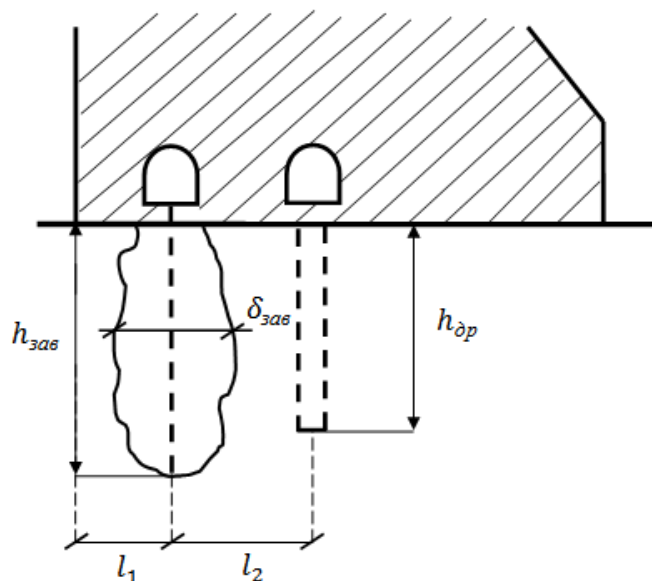


Рисунок 6.7 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа
Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} , \quad (6.60)$$

где H_{max} – максимальный напор,

$$H_{max} = \nabla НПУ - \nabla НБ_{min} , \quad (6.61)$$

где $\nabla НБ_{min}$ – минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

$$H_{max} = 448,00 - 437,31 = 10,69 \text{ м.}$$

$$h_{зав} = 0,6 \cdot 10,69 = 6,41 \text{ м.}$$

Принимаем высоту цементационной завесы равной 6,50 м.
Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n , \quad (6.62)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

$J_{кр} = 15$ – 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 $\nabla НПУ$, нижнего бьефа – $\nabla УНБ_{min}$.

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем.завесой в основании (III класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,3.$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,05.$$

где H_{as} – напор на цем. завесе;

H_{dr} – напор на дренаже.

Зная величину H_d , вычисляем из соотношений H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_d, \quad (6.64)$$

$$H_{as} = 0,3 \cdot 10,69 = 3,21 \text{ м.}$$

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_d, \quad (6.65)$$

$$H_{dr} = 0,05 \cdot 10,69 = 0,53 \text{ м.}$$

Тогда:

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.66)$$

$$\Delta H = 10,69 - 3,21 = 7,48 \text{ м.}$$

И толщина цементационной завесы равна:

$$\delta_{зав} = \frac{7,48}{15} \cdot 1,15 = 0,57 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав}, \quad (6.67)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 6,50 = 3,25 \text{ м.}$$

6.4.3 Разрезка бетонных плотин швами

Плотина разрезается по длине швами на отдельные секции. В нашем случае на скальном основании устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций для обеспечения монолитности бетона секций плотины. Такие швы называют температурно-усадочными.

Ширину раскрытия температурных швов, образуемых путем покраски поверхности блока битумом назначаем 5 см. на расстоянии 3 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины – 0,3 см. При этом учитывается, что при самой высокой температуре среды шов замкнется, а при самой низкой максимально раскроется.

Применяем плоские по форме швы, при которых секции плотины работают и деформируются независимо одна от другой, что создает статическую определенность работы плотины и обеспечивает беспрепятственный отвод воды, которая, несмотря на специальные меры, могла просочиться в шов.

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

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}}, \quad (6.68)$$

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

$$B_{\text{бс}} = 5 + 3 = 8 \text{ м.}$$

6.4.4 Быки

Быки служат опорами затворов, на них размещают подъемные механизмы затворов и строения, прикрывающие эти механизмы, они должны выполнять роль ребер жесткости. Именно быки сопротивляются главным растягивающим напряжениям, которые появляются в них от действия на сооружение нагрузок в направлении вдоль потока. Форма и толщина быков зависят от ряда факторов: технологических требований размещения пазов затворов, подкрановых путей, расположения выходов из галерей тела плотины и др. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Толщина быка составляет – 3 м.

6.4.5 Галереи и дренаж в теле бетонных плотин

В связи с малым поперечным сечением плотины предусмотрена одна галерея, по причине ограничения площади, для осмотра состояния внутренних частей бетонной плотины, для наблюдения за ходом фильтрации и появлением трещин, для расположения различной измерительной аппаратуры.

Размер галерей, следует принимать минимальной, но при этом обеспечивающими транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования. В данном случае принимаем галерею дренажной скважины на отметке $\nabla 437,00$ м, и размерами 3×3 м;

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:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_{\text{др}} \cdot \gamma_n}{J_{\text{ср.м}}}, \quad (6.69)$$

где $a_{\text{др}}$ — расстояние от напорной грани до оси дренажа,

$H_{\text{др}}$ — 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 ($J_{cr.m} = 25$)

$$H_{др} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}, \quad (6.70)$$

$$H_{др} = 448,00 - 437,00 = 11 \text{ м.}$$

$$a_{др} \geq \frac{11 \cdot 1,15}{25} = 0,51.$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 2,40 м из-за конструктивных особенностей.

6.4.6 Устои

На плотине Каладжинской ГЭС предусмотрены устои для защиты берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе (раздельный устой).

6.4.7 Гребень плотины

Гребень плотины используют для служебного прохода, проезда или других целей. Ширина гребня выбирается с учетом условий производства работ. Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина путей козлового крана – 4,3 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 2 м. Пешеходная дорожка шириной 0,8 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается вместе с шириной всех бордюров равной 11 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

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

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

6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{пл} = 61,80 \text{ м}^2$, $S_б = 97,00 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.71)$$

где b – ширина пролета;
 $\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес бетона;
 $\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

$$G_{\text{пл}} = \frac{61,80 \cdot 5 \cdot 9,81 \cdot 2400}{5+3} = 909,39 \text{ кН/м.}$$

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.72)$$

$$G_{\text{б}} = \frac{97,00 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{5+3} = 856,41 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес плоского затвора (кН), можно определить по формуле:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g, \quad (6.73)$$

где f – площадь затвора, определяется как:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b, \quad (6.74)$$

$$f = (449,00 - 445,00 + 0,5) \cdot 5 = 22,5 \text{ м}^2.$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 22,5^{1,5} \cdot 9,81 = 57,58 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.75)$$

$$q_3 = \frac{57,58}{5+3} = 7,20 \text{ кН.}$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяем по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
 Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot h_1^2 \cdot g}{2}, \quad (6.76)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}}$,

$$h_1 = 448,00 - 435,45 = 12,55 \text{ м.}$$

$$T_B = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 12,45^2}{2} = 772,55 \text{ кН.}$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot h_2^2 \cdot g}{2}, \quad (6.77)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}$,

$$h_2 = 437,31 - 435,45 = 2,86 \text{ м.}$$

$$T_H = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,86^2}{2} = 16,97 \text{ кН.}$$

Давление пригруза воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.78)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь поперечного сечения тела давления от УНБ до низовой грани, в нашем случае равная $0,12 \text{ м}^2$.

$$W_H = 0,12 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1,18 \text{ кН.}$$

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1, \quad (6.79)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}$,

$$h_1 = 437,31 - 435,45 = 1,86 \text{ м.}$$

$$p_{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,86 = 18,25 \text{ кН.}$$

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.80)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчётного случая, в нашем случае равная 20,46 м².

$$W_{\text{взв}} = 20,46 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 218,96 \text{ кН.}$$

6.5.4 Сила фильтрационного давления

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.81)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления, равная 32,26 м².

$$W_{\text{ф}} = 32,26 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 316,47 \text{ кН.}$$

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (6.82)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, равный 10 кН/м³;

$h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, $h_{\text{н}} = 1$ м;

$\varphi_{\text{н}}$ – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_{\text{н}} = 21$.

$$p_{\text{н}} = 10 \cdot 1 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 4,68 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2}, \quad (6.83)$$

$$E_{\text{н}} = \frac{4,68 \cdot 1}{2} = 2,34 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.84)$$

$$p'_{\text{гр}} = 10 \cdot 1 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{27}{2} \right) - 2 \cdot 50 \cdot tg \left(45 - \frac{27}{2} \right) = -57,52 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

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

$$p''_{гр} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.85)$$

где $h_{гр} = 0,19$ м, – толщина слоя грунта от низа водобойной плиты до подошвы плотины;

$\gamma_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_B, \quad (6.86)$$

где n – пористость сухого грунта, $n = 0,2$;

c – сцепление грунта, равное 40 кПа.

$$\gamma_{гр}^{взв} = 26 - (1 - 0,2) \cdot 10 = 18 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}.$$

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (10 \cdot 1 + 18 \cdot 0,19) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{27}{2} \right) - 2 \cdot 50 \cdot tg \left(45 - \frac{27}{2} \right) = \\ &= -37,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned}$$

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

$$E_a = \frac{1}{2} \cdot h_{гр} \cdot (p'_{гр} + p''_{гр}), \quad (6.87)$$

$$E_a = \frac{1}{2} \cdot 0,19 \cdot (-52,57 - 37,4) = -9,02 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

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

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа, а так же так как грунт обладает сцеплением, то интенсивность пассивного давления увеличивается на величину $- 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right)$, то можем записать:

$$p'_{пн} = \gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.88)$$

$$p'_{пн} = 24 \cdot 1,55 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{27}{2} \right) + 2 \cdot 50 \cdot tg \left(45 + \frac{27}{2} \right) = 184,44 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$p''_{пн} = (\gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл} + \gamma_{зп}^{взв} \cdot h_{зп}) \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.89)$$

$$p''_{\text{пн}} = (24 \cdot 1,55 + 18 \cdot 0,19) \cdot tg^2 \left(45 + \frac{27}{2} \right) + 2 \cdot 50 \cdot tg \left(45 + \frac{27}{2} \right) =$$

$$= 274,39 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$E_{\text{пас}} = \frac{p'_{\text{пн}} \cdot p''_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{zp}, \quad (6.90)$$

$$E_{\text{пас}} = \frac{184,44 \cdot 274,39}{2} \cdot 0,19 = 43,59 \text{ кН}.$$

6.5.6 Волновое воздействие

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.91)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,59$ м;
 $\bar{\lambda}_{\text{д}}$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_{\text{д}} = 7,16$ м.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_{\text{д}}}, \quad (6.92)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot 0,59^2}{7,16} = 0,153 \text{ м}.$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,59 \cdot \left(\frac{7,16}{\pi} + \frac{0,153}{2} \right) = 6,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}, \quad (6.93)$$

$$y_c = \frac{7,16}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,59 = 0,92 \text{ м}.$$

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.

В курсовом проекте достаточно выполнить расчеты по первой группе предельных состояний для оценки общей прочности и устойчивости бетонной плотины, а также общей фильтрационной прочности основания и грунтовой плотины. При расчетах надлежит соблюдать условие, обеспечивающее недопущение наступления предельных состояний:

$$\gamma_{lc}F \leq \frac{R}{\gamma_n}, \quad (6.94)$$

где γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации – 1,00;

F – расчетное значение обобщенного силового воздействия, по которому производится оценка предельного состояния;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, значение которого зависит от класса сооружения.

Оценку прочности бетонной плотины следует проводить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). При проектировании плотин высотой до 60 м, а также на начальных стадиях проектирования плотин высотой более 60 м допускается выполнять расчет прочности методами сопротивления материалов при учете противодействия только по контакту бетона с основанием без учета температурных воздействий. Для оценки общей прочности плотины в ней определяют напряжения, которые затем сравнивают с критериями прочности.

Для удобства расчетов можно составить таблицу 6.4, в которую внести все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надежности по нагрузке γ_f .

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	Нагрузки, кН	γ_f	Направление силы	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВБ}$	772,55	1	→	772,55	4,01	3097,92
$T_{НБ}$	16,97	1	←	16,97	0,67	11,37
W_n	1,18	1	↓	1,18	3,40	4,00
G_6	856,41	0,95	↓	813,59	1,33	1082,08
$G_{пл}$	909,39	0,95	↓	863,92	1,33	1149,01
$W_{вз}$	200,71	1	↑	200,71	0,00	0,00
W_ϕ	287,24	1	↑	287,24	2,25	646,28
E_n	2,34	1,2	→	2,81	1,88	5,29
$E_{пас}$	43,59	0,8	←	34,87	0,58	20,05

Окончание таблицы 6.4

$W_{\text{волн}}$	6,82	1	→	6,82	11,80	80,44
q_3	7,20	0,9	↓	6,48	4,35	28,19

$$\sum N = W_{\text{н}} + G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} + q_3 - W_{\text{вз}} - W_{\text{ф}}, \quad (6.95)$$

$$\sum N = 1,18 + 863,92 + 813,59 + 6,48 - 200,71 - 284,24 = 1197,22 \text{ кН.}$$

Сумма моментов вычисляется с учетом знаков:

$$\sum M = T_{\text{ВВ}} - T_{\text{НБ}} + W_{\text{н}} - G_{\text{б}} - G_{\text{пл}} + W_{\text{ф}} + E_{\text{н}} - E_{\text{пас}} - q_3 + W_{\text{в}}, \quad (6.96)$$

$$\sum M = 3097,92 - 11,37 + 4,00 - 1082,08 - 1149,01 - 646,28 + 5,29 - 20,05 + 28,19 + 80,44 = 1543,24 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины) выполняем по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B} + \frac{6\sum M}{B^2}, \quad (6.97)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B = 11 \text{ м}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{1197,22}{11} + \frac{6 \cdot 1543,24}{11^2} = -32,31 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.98)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Под}}, \quad (6.99)$$

$$H_d^u = 448,00 - 435,45 = 12,55 \text{ м.}$$

$m_u = \text{ctg} \alpha$ – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -32,31 \cdot 0 - 9,81 \cdot 12,55 \cdot (1 - 0) = -123,12 \text{ кПа.}$$

Касательное напряжение по вертикальным и горизонтальным площадкам:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.100)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 12,55 - 32,31) \cdot 0 = 0 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.101)$$

$$\sigma_1^u = -32,31 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 12,55 \cdot 0^2 = -32,31 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.102)$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 12,55 = -123,12 \text{ кПа.}$$

Для низовой грани.

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \Sigma M}{B^2}, \quad (6.103)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{1197,22}{11} - \frac{6 \cdot 1543,24}{11^2} = -164,07 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.104)$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$H_d^t = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под}, \quad (6.105)$$

$$H_d^t = 437,31 - 435,45 = 1,86 \text{ м.}$$

$m_t = 0,87$ – котангенс угла между низовой гранью и горизонталью.

$$\sigma_x^t = -164,07 \cdot 0,87^2 - 9,81 \cdot 1,86 \cdot (1 - 0,87^2) = -128,62 \text{ кПа.}$$

Касательное напряжение по вертикальным и горизонтальным площадкам:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.106)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 1,86 - 164,07) \cdot 0,87 = 126,87 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.107)$$

$$\sigma_3^t = -164,07 \cdot (1 + 0,87^2) + 9,81 \cdot 1,86 \cdot 0,87 = -275,04 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t, \quad (6.108)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 1,86 = -18,25 \text{ кПа.}$$

Таблица 6.5 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Верховая грань	-32,31	-123,12	0,00	-32,31	-123,12
Низовая грань	-164,07	-128,62	126,87	-18,25	-275,04

6.6.1 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.109)$$

где R_b расчетное сопротивление бетона сжатию;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый при расчетах по предельным состояниям первой группы для класса сооружений: III – 1,15;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, принимаемый равным при расчетах по первой группе предельных состояний для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации – 1,00;

γ_c – коэффициент условий работы, для скальных оснований 0,95.

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

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В30 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 393 \text{ кН/м}^2$.

$$1,1 \cdot 1 \cdot |-275,04| = 318,46 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 0,95 \cdot 393 = 373 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

- 2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.111)$$

$$-32,31 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.112)$$

$$32,31 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 12,55 = 30,88 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6.2 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

Плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.113)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения=1,15;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок=1;

γ_c – коэффициент условий работы=0,95;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу)

$$R = (W_H + G_{пл} + G_б + q_з - W_\phi - W_{взв}) \cdot tg\varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot B, \quad (6.114)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается 0,7;

$tg\varphi$ – физико– механические характеристики грунтов.

$$R = (1,18 + 863,92 + 813,59 + 6,48 - 287,24 - 200,71) \cdot tg27^\circ + 34,87 \cdot 0,7 + 50 \cdot 11 = 1184,99 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H, \quad (6.115)$$

$$F = 772,55 - 16,97 + 6,82 + 2,81 = 765,21 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\frac{1184,99 \cdot 0,95}{765,21 \cdot 1} = 1,47 \geq 1,15.$$

Условие выполняется.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Каладжинского ГУ

7.1 Общие сведения о районе строительства

Лаба́ – является левым притоком реки Кубань. Относится к бассейну Азовского моря и Кубани.

Протекает по территории Карачаево– Черкесии (Большая и Малая Лаба), Краснодарскому краю, и по республике Адыгея (устье реки Лаба). Верховье реки образуется соединением рек: Большая Лаба и Малая Лаба (территория Карачаево– Черкесии), эти две реки начинаются от ледников на северной стороне склона Главного хребта Большого Кавказа. Возле хутора Красный Гай в Мостовском районе Краснодарского края Большая и малая Лаба соединяются образуя многоводную реку Лаба. Далее на северо– запад протекает погранично: с левого берега Кошехабльский, Шовгеновский, Красногвардейский районы республики Адыгея, справа Лабинский, Курганинский, Усть– Лабинский районы Краснодарского края. Около аула Хатукай Красногвардейского района Адыгеи впадает в реку Кубань.

Длина реки совместно с Большой Лабой 347 км. Протяженность самой Лабы составляет 214 км. Ширина реки 35– 200 м. Площадь бассейна ориентировочно 12 500 км². Средний уклон воды в русле реки около города Лабинск 5 м/км, возле устья — 0,5 м/км. Средний расход воды вблизи устья 95,7 м³/сек. Скорость течения от 0,7 до 1,2 м/с. Глубина от 1,2 до 2 м.

В реке Большая Лаба обитает много рыбы: карась, плотва, форель, голавль и жерех.

В верховье, Лаба и её притоки – это бурные воды, горного типа. В нижнем течении река спокойная. Питание реки смешанное: ледниковое, снеговое и дождевое. В бассейне реки Лабы насчитывается около 48 ледников. В питании реки Лаба большую роль имеют и подземные воды. Местами в долине реки выклиниваются мощные источники.

Для Лабы характерно весенне– летнее повышение уровня воды, обусловленное таянием ледников, высокогорных снегов и летними дождями. Минимальный уровень воды на реке обычно в августе– сентябре.

В верховье реки находятся густые елово– пихтовые леса. В лесах также встречается: ясень, дуб, вяз, верба, тополь, ива. В подлеске можно встретить: терновник, боярышник, бузина и др. кустарники. Среди небольших растений преобладает степная растительность: пырей, мята, бобовые, тимофеевка, мятлик и другие травы. Широкая пойма расчленена рукавами и старицами, образовавшими множество невысоких островов, поросших лесом и кустарником, местами с заболоченной местностью. В долинах, земли распаханы под поля.

Климат в месте строительства ГУ умеренно– континентальный, без резких перепадов температур. Средняя годовая температура воздуха колеблется от 8,2 до 10,5°С. Средняя температура самого теплого месяца (июль) 17,8 – 22,3°С ,

самого холодного (январь) 1,8 – 2,6°C. Осадки летних месяцев обильные, особенно в июне– июле, когда их количество достигает 80– 100 мм.

Створ расположен в средне– гористой местности с прочными скальными основаниями.

В районе строительства ГУ развито сельское хозяйство, сельскохозяйственные угодья района занимают – 148,8 тыс. гектар, в том числе пашня – 105,2 тыс. гектар.

Воздействие Каладжинской 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 Каладжинского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Казыра в нижнем бьефе Каладжинского 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 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;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

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

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

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

4) Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

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.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные
 - 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
 - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
 - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
 - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
 - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
 - 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
 - 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
 - 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.
- 2 Санитарно– технические
 - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально– оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 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 (75000 м³);

q – удельный норматив образования, % (q =1,8%);

ρ – плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{75000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 1350 \text{ т}.$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82– 202– 96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 10 %.

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

где N – количество арматуры, т (3000 т);

q – удельный норматив образования, % (q = 1,0%);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ (ρ = 2,0 т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{3000 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 60 \text{ т}.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 1350 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 60 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Каладжинского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель–генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что ГЭС находится в Лабинском районе, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200– 03 «Санитарно– защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований

по необходимости установления санитарно– защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110– 02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Лаба от сбросов Каладжинской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения, в пределах промплощадок объектов Каладжинской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110– 02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно– эпидемиологического надзора;

8 Противопожарная безопасность и охрана труда

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Каладжинская ГЭС, согласно проекту, относится к 3 классу безопасности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатации является обеспечение безопасности и созданию условия для бесперебойной работы основного технологического оборудования ГЭС. Сведения о гидротехнических сооружениях Каладжинской 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 (последняя редакция) 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 Каладжинского гидроузла необходимо выполнять следующие требования для обеспечения их безопасности, в соответствии с 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 Каладжинская ГЭС снабжена системой пожаротушения и пожарной сигнализации, которая выявляет, оповещает и локализует пожар автотрансформаторов, 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 СТО РусГидро 01.01.78– 2012, 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 помещения; станционное маслохозяйство; подпультные, подщитовые помещения. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от электрических защит защищаемого объекта.

Согласно ГОСТ 5616– 89 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 Каладжинской 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.

Трансформаторы на ГЭС 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 – заблокированных 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 Каладжиской 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.

В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 22.09.2020 №796 «Об утверждении Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации» на Каладжинской 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.

Порядок проведения работы с персоналом должен быть разработан на основании требований Правил, предусматривать проведение обязательных форм работы с персоналом и учитывать обязательные мероприятия по подготовке персонала организации, предусмотренные иными нормативными актами, включая:

- аттестацию в области промышленной безопасности, аттестацию по вопросам безопасности гидротехнических сооружений и (или) аттестацию по вопросам безопасности в сфере электроэнергетики;
- аттестацию работников, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно– диспетчерским управлением в электроэнергетике;
- обучение по охране труда в соответствии с Порядком обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций;
- пожарно– технический минимум;
- инструктажи по охране труда и противопожарные инструктажи для персонала, относящегося к категориям работников, указанным выше;
- противопожарные тренировки для персонала
- дополнительное профессиональное образование, включая повышение квалификации и профессиональную переподготовку;
- стажировку (включая обучение безопасным методам и приемам выполнения работ) для работников, поступающих на работу с вредными и (или) опасными условиями труда.

Весь персонал, участвующий в ремонте гидрогенераторов, обязан иметь при себе удостоверение о сдаче экзаменов на знание правил охраны труда. На производителей работ, мастеров, старших мастеров и руководителей участков возлагается:

- оперативный контроль над применением работающими безопасных методов работы;
- проведение повседневного производственного инструктажа на рабочем месте;
- надзор за исправным состоянием оборудования, инструмента, ограждения и предохранительных устройств;
- надзор за использованном рабочими выданных им индивидуальных средств защиты;
- надзор за использованием инструкций по технике безопасности.

Для обеспечения безопасного проведения работ должны быть выполнены:

- выдача наряда (распоряжения) на работу;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места;
- подготовка рабочего места;
- выдача разрешения на допуск к работе;
- допуск на рабочее место;
- надзор за работающими при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе;
- оформление окончания работы.

Ремонтные работы на роторе гидрогенератора, направляющем аппарате и других вращающихся частях агрегата должны проводиться при опущенных ремонтных затворах, открытых задвижках опорожнения и осушенной проточной части гидротурбины. При этом должны быть приняты меры безопасности, исключающие возможность «трогания» гидроагрегата:

- обесточены механизмы привода затворов;
- снято давление с котла маслonaпорной установки (МНУ);
- установлен на стопор направляющий аппарат (при ремонте направляющего аппарата гидротурбины установка его на стопор не производится);
- заклинены лопасти рабочего колеса турбины;
- установлен ротор на упоры тормозных домкратов.

Ремонт генератора начинается с оформления наряда. При выводе генератора в ремонт производится допуск бригады к работе согласно наряду. Наряд закрывается через 15 дней работы. Ежедневно после окончания работ производитель обязан сдать наряд оперативному персоналу.

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. Произвести заземление обода ротора. 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 Каладжинской 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.

Оформление, ведение, использование и хранение документов по организации и проведению работы с персоналом в организации должно осуществляться в бумажном и (или) электронном виде с соблюдением требований к ведению и хранению документации, необходимой для осуществления оперативно– диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно– технологического управления, утверждаемых Минэнерго России в соответствии с подпунктом "в" пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации".

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.

Перед началом строительства ГЭС необходимо оценить экономическую целесообразность проекта. Первоначально определим объем реализации электроэнергии и мощности.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	3200	3200	3200	3200	3200
Выработка электроэнергии	МВт*ч	32000	32000	32000	32000	32000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	320	320	320	320	320
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	31680	31680	31680	31680	31680
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1617,74	1675,19	1732,77	1789,43	1839,73
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	51,25	53,07	54,89	56,69	58,28
НДС к выручке	млн.руб	7,82	8,10	8,37	8,65	8,89

Данные, полученные в результате расчётов представлена 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 среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	93,28
Прочие	493,6	59,23
Итого по ГЭС		152,51

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	16,25
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	1,14
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,33
Итого		17,71

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	88,44	96,40	69,47	106,97	111,14
Расходы на страхование, млн.руб.	19,56	23,91	35,30	72,18	73,16
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	152,51	152,51	152,51	152,51	152,51
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,18	1,47	3,28	6,65	6,84
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71
Налог на воду, млн.руб.	4,56	4,98	4,98	4,98	4,98
Итого, млн.руб.	283,96	296,97	283,24	361,00	366,34

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

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы рисунок 9.1.

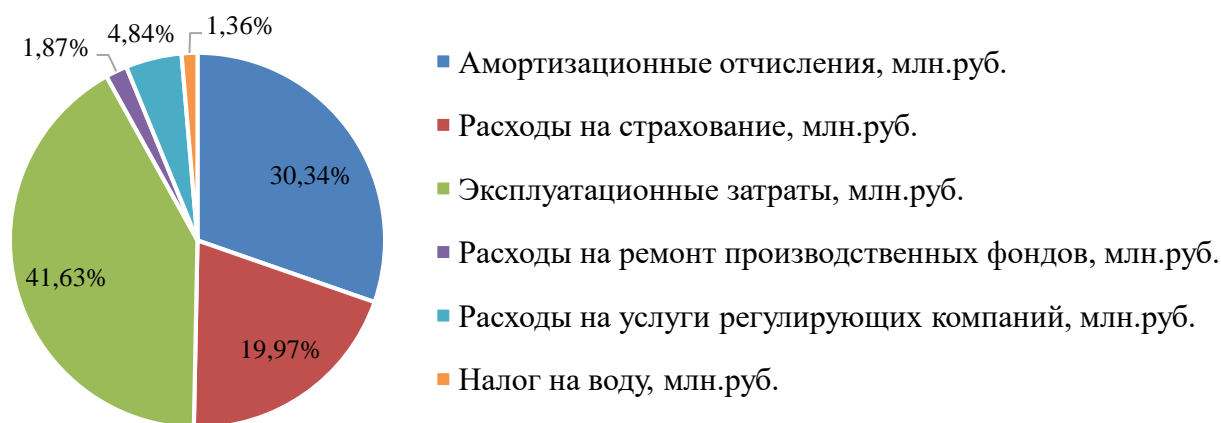


Рисунок 9.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 9.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 1.5 вывод. Эксплуатационные затраты занимают лидирующую позицию (41,63 %), так как производство капиталоемкое, следом идут амортизационные отчисления (30,30 %) и расходы на страхование (19,97 %).

9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Налог на прибыль, млн.руб.	264,69	276,46	283,60	291,04	298,64
НДС, млн.руб.	78,37	339,64	346,29	353,22	360,26
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	15,73	10,38	10,38	10,38	10,38
Налог на имущество, млн.руб.	157,95	155,51	153,06	150,62	148,18
Итого, млн.руб.	516,75	781,99	793,34	805,25	516,75

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

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

После ввода первых агрегатов и выхода на установленную мощность наблюдается рост выручки и чистой прибыли. Это объясняется как ростом объема производства, так и увеличением цены сбыта электроэнергии, которая принята согласно сценарным условиям ПАО «РусГидро».

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.

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:
а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на

основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24– 16– 1/20– 113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес– планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24– 16– 1/20– 113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017– 2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Каладжинской ГЭС составляет 30лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Расчеты производятся по состоянию на 1 квартал 2022 года без учета геополитических изменений после 24 февраля 2022 года.

3) 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 «Каладжинской ГЭС на реке Лаба»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости – РВ, мес	121
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1538,9
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,30
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	14,3
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,35
Удельные капиталовложения, руб/Квт	81493,5

Показатель чистого приведенного дохода является положительным, что говорит об эффективности проекта. Также индекс прибыльности показывает, что вложенные средства смогут окупиться и увеличиться на 30 %. Период окупаемости 121 месяца (11,5 лет), что является немалым сроком, однако, это можно объяснить продолжительным сроком строительства и монтажа ГЭС. 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 величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.руб	17,4	16,7	119,5	272,3	429,1
В региональный бюджет, млн.руб	0,4	3,9	40,7	49,6	58,8
Итого налоговых поступлений, млн.руб	17,8	20,7	160,2	321,9	487,9

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

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:

- а) Цена сбыта представлена на рис. 9.2;
- б) Ставка дисконтирования представлена на рис. 9.3;
- в) Ставка налогов представлена на рис. 9.4).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

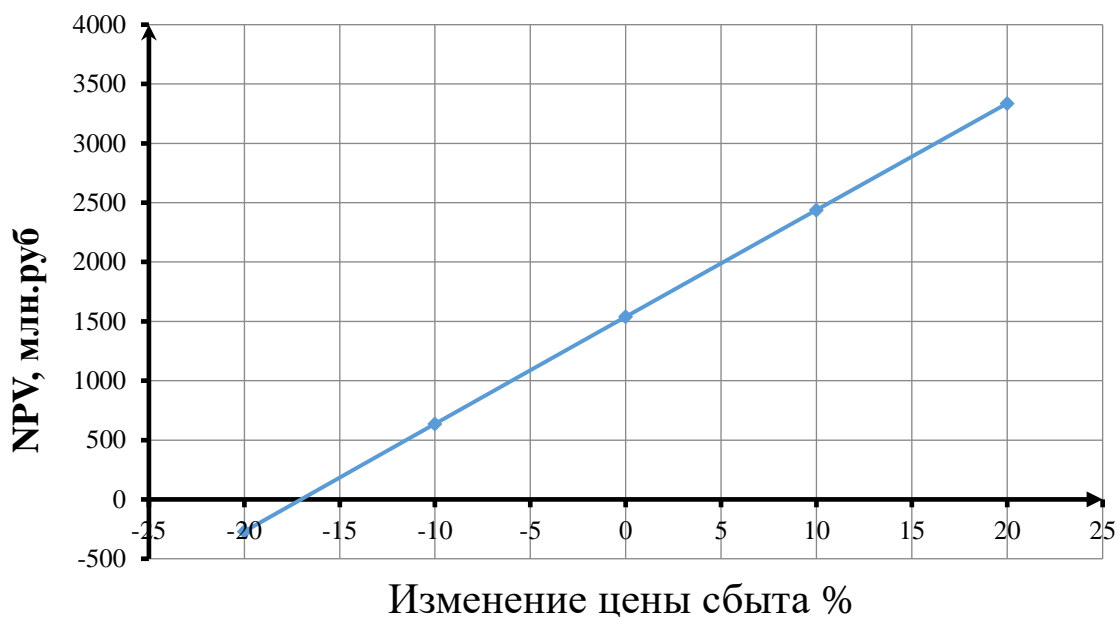


Рисунок 9.2 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

График показывает, что увеличение цены сбыта влечёт за собой увеличение (NPV).

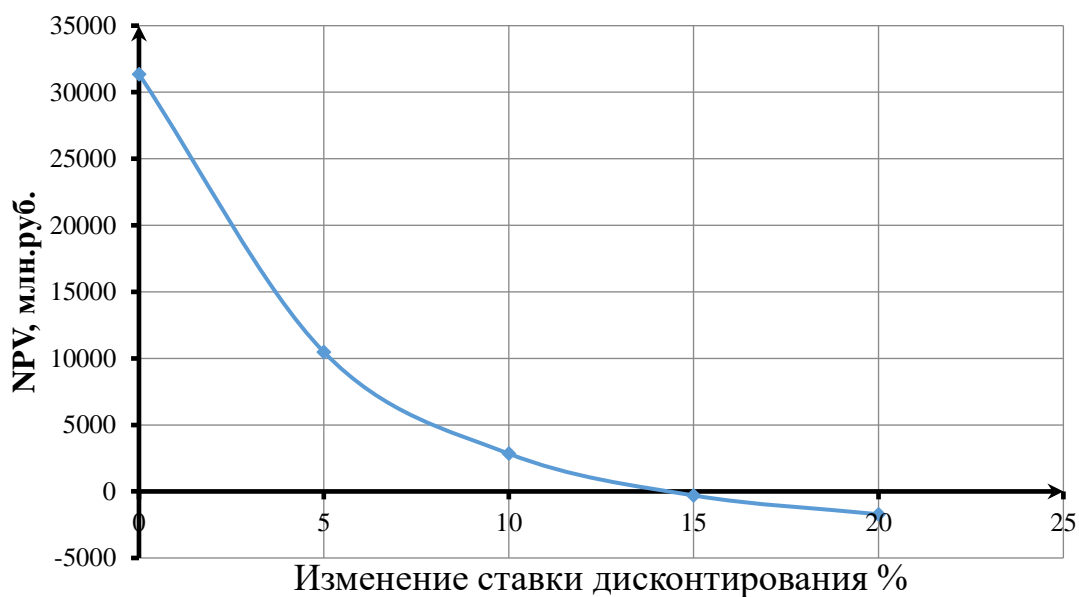


Рисунок 9.3 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

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

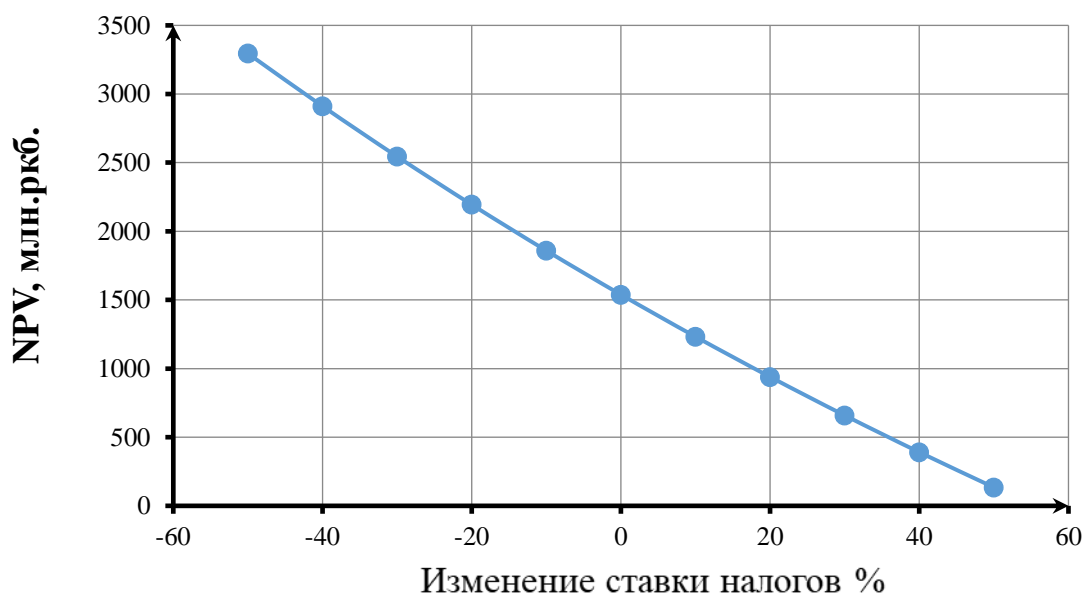


Рисунок 9.4 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки налогов

График показывает, что увеличение ставки налогов влечёт за собой уменьшение величины NPV.

Гидромеханические защиты предназначены для предотвращения механических повреждений гидроагрегата вследствие нарушения нормальной работы отдельных его узлов. Защиты действуют либо на сигнал (в случае недопустимых отклонений от заданных параметров), либо на останов гидроагрегата (при возникновении опасных повреждений, ведущих к необратимым последствиям).

При эксплуатации гидроагрегата должен производиться непрерывный контроль за состоянием его гидромеханической части и формирование команд на его автоматическую остановку при возникновении режимов и неисправностей.

Гидроагрегат и его вспомогательное оборудование должны быть полностью автоматизированы. Система автоматического управления гидроагрегатом предназначена для реализации функций управления работой основного и вспомогательного оборудования, технологических защит, мониторинга и контроля.

Защита и сигнализация обеспечивают своевременное выявление неисправностей в работе оборудования ГЭС, оповещение оперативного персонала об этом и отключение (или полный останов) гидроагрегата.

На ГЭС имеются две системы сигнализации: аварийная и предупредительная. Аварийная сигнализация включается при срабатывании гидромеханических защит, действующих на отключение и останов гидроагрегата. Предупредительная сигнализация действует в случаях срабатывания всех видов гидромеханических защит, не действующих на останов турбины.

Важно своевременно обнаружить неисправности в работе оборудования и принять меры к предотвращению развития аварии. Вследствие этого необходимо следить за тем, чтобы устройства автоматического управления и контроля всегда были включены в работу.

10 Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия, нормы и требования

10.1 Краткая характеристика системы автоматического управления гидроагрегатом

Система автоматического управления гидроагрегатом предназначена для реализации функций управления работой основного и вспомогательного оборудования, технологических защит, мониторинга и контроля. Система автоматического управления и регулирования гидроагрегата обеспечивает автоматический и ручной пуск и останов гидроагрегата, в том числе автоматический аварийный останов, защиту гидроагрегата при неисправности его гидромеханической части, выдачу аварийных и предупредительных сигналов о ненормальных режимах работы гидроагрегата. САУ выполнена на базе программно– технического комплекса автоматического управления гидроагрегатом.

САУ ГА состоит из:

- Электрогидравлического регулятора скорости/мощности;
- Маслонапорной установки;
- Системы автоматики гидротурбины;
- Системы аварийного закрытия НА (предназначена для аварийного закрытия НА и защиты агрегата от разгона при неисправности регулятора гидротурбины);
- Виброконтроль.

САУ ГА обеспечивает:

- контроль готовности находящегося в резерве гидроагрегата к автоматическому пуску;
- автоматический нормальный пуск или перевод гидроагрегата в генераторный режим с включением в сеть методом точной автоматической синхронизации;
- ручной пуск агрегата и включение в сеть методом точной ручной синхронизации;
- пуск и перевод гидроагрегата в режим ХХТ;
- пуск и перевод гидроагрегата в режим ХХГ;
- автоматическую нормальную остановку гидроагрегата;
- аварийную остановку гидроагрегата;
- перевод агрегата из одного режима в другой;
- управление пожаротушением генератора;
- контроль за основными параметрами гидротурбины;
- управление дисковым затвором;
- защиту гидроагрегата при неисправности его гидромеханической части;
- сбор информации с дискретных и аналоговых датчиков неэлектрических параметров, установленных в различных системах гидроагрегата;

– передачу информации о состоянии САУ ГА в ВУ АСУТП и в резервную систему сигнализации для отображения объективной информации о состоянии систем гидроагрегата;

– выдачу аварийных и предупредительных сигналов о ненормальных режимах работы гидроагрегата и его вспомогательных механизмов в систему сигнализации;

– автоматический пуск гидроагрегата в генераторный режим при снижении частоты в энергосистеме до 49,4 Гц от АЧВР;

– выдачу аварийных и предупредительных сигналов о состоянии самой САУ ГА в систему сигнализации (самодиагностика).

Программно– технические комплексы, входящие в состав САУ ГА:

- ПТК МПРЧВ;
- ПТК ТАиУВО;
- ПТК МНУ;
- ПТК ИС;
- ПТК ТК;
- ПТК ВК;
- ПТК АРЗ.

10.2 Гидромеханические защиты гидроагрегата

В ПТК ТАиУВО и ПТК МПРЧВ реализованы гидромеханические защиты с действием на останов ГА, включение золотника аварийного закрытия направляющего аппарата (система аварийного закрытия направляющего аппарата), сброс АРЗ, включение выходных реле электрических защит генератора.

Гидромеханические защиты делятся на:

1) ГМЗ «СТОП 2» должна срабатывать при:

1. Нажата кнопка «Аварийный останов»;
2. Аварийный останов от электрических защит;
3. Аварийно– низкое давление в гидроаккумуляторе МНУ;
4. Аварийно– низкий уровень масла в гидроаккумуляторе МНУ;
5. Аварийно– высокая температура сегментов ВГП;
6. Аварийно– высокая температура сегментов НГП;
7. Аварийно– высокая температура сегментов ПП;
8. Аварийно– низкий расход воды на уплотнении вала;
9. Аварийно– низкое давление воды на уплотнение вала;
10. Аварийно– высокая температура узлов ГА;
11. Аварийно– низкий уровень масла в ВГП и НГП;
12. Аварийно– низкий расход воды к ВГП и НГП;
13. Аварийно– низкий уровень масла в ПП;
14. Аварийно– низкий расход воды в ПП;
15. Аварийно– высокий уровень масла ПШТ;
16. Аварийно– низкий уровень масла ПШТ;

17. Аварийно– низкий расход воды к ПШТ;
18. Срез пальцев лопаток направляющего аппарата;
19. Аварийно– высокий уровень воды на крышке турбины;
20. Абсолютная вибрация;
21. Относительная вибрация;
22. Незавершенный СТОП 1.

Аварийный останов гидроагрегата (СТОП2) гидроагрегата возможен из следующих режимов:

- Проверка готовности;
- Пуск ХХ турбины;
- ХХ турбины;
- Пуск ХХ генератора;
- ХХ генератора;
- Пуск генератора;
- Режим генератор;
- Нормальный останов (СТОП1).

2) ГМЗ «СТОП 3» должна срабатывать при:

1. аварийный останов кнопкой со ШКМПУ– 1 "Аварийный останов с ДЗ";
2. срабатывание защиты 155 % оборотов от номин., при открытом НА;
3. аварийный останов от МПРЧВ или неисправность регулятора;
4. МПО перешло в СТОП;
5. ЗАЗ сработал;
6. нажата кнопка ЗАЗ на ГМК;
7. сработали ГМЗ;
8. зависание дискового затвора;
9. незавершенный СТОП2.

Аварийный останов гидроагрегата (СТОП3) гидроагрегата возможен из следующих режимов:

- Проверка готовности;
- Пуск ХХ турбины;
- ХХ турбины;
- Пуск ХХ генератора;
- ХХ генератора;
- Пуск генератора;
- Режим генератор;
- Нормальный останов (СТОП1);
- Аварийный останов (СТОП2).

Уставки гидромеханических защит определяются производителем основного оборудования в процессе эксплуатационных испытаний ГА. В

приложении Е приведены уставки гидромеханических защит гидроагрегатов Аушигерской ГЭС.

10.3 Перечень датчиков, участвующих в гидромеханических защитах

Гидрогенератор снабжен системами торможения, пожаротушения, устройствами теплового контроля обмотки и сердечника статора, сегментов подпятника и подшипника, масла и воздуха, контроля уровня масла, подогрева воздуха, отбора паров масла.

Повышение температуры сегментов ПП, ПШГ и ПШТ при неизменном режиме работы агрегата свидетельствует о возникших неисправностях. Плавное повышение температуры происходит из-за снижения уровня масла в ванне, попадания воды в масло или уменьшения расхода охлаждающей воды. Причинами снижения уровня масла могут быть: утечки масла через корпус ванны, через неплотности вентиля слива масла из ванн. Работа с пониженными уровнями приводит к ухудшению условий смазки, перегреву и повышению температуры сегментов и масла подпятника и подшипника выше допустимого. Охлаждение масла производится водой, которая подводится из системы ТВС ГА, отработанная вода отводится в НБ. Датчики участвующие в ГМЗ приведены в приложении Е.

10.4 Алгоритм работы системы автоматического управления гидроагрегатом при действии гидромеханических защит

При действии гидромеханических защит в зависимости от степени аварии действуют команды «СТОП 1», «СТОП 2», «СТОП 3».

1) Нормальный останов гидроагрегата (СТОП1) выполняется при нажатии на кнопку "Останов генератора" на ШКМПУ– 1 или с панели ЦПУ. Нормальный останов гидроагрегата возможен из следующих режимов:

- Проверка готовности;
- Пуск ХХ турбины;
- ХХ турбины;
- Пуск ХХ генератора;
- ХХ генератора;
- Пуск генератора;
- Режим генератор.

После запуска нормального останова гидроагрегата (СТОП1) происходит выполнение следующих основных шагов:

1. Выдача команд на разгрузку по активной и реактивной мощности в регулятор частоты вращения и систему возбуждения.

2. Производится проверка разгрузки гидроагрегата по условию закрытия НА меньше 14% и $P < 1$ МВт в течение 2 мин. Если ГА– 1 не разгрузился в течение 2 мин., то выдается предупредительная сигнализация и производится отбой режима останова в режим генератор.

3. Производится выдача команды на отключение выключателя ГА. Если выключатель ГА не отключился в течение 2 с, то выдается предупредительная сигнализация и производится отбой режима останова в режим генератор.

4. Производится выдача команды на развозбуждение ГА. Если ГА не развозбудился в течение 15 с, то выдается предупредительная сигнализация и производится отбой режима останова в режим «ХХ генератора».

5. Производится проверка закрытия НА. Если в течение 20 с НА не закрылся менее 2 %, то выдается предупредительная сигнализация и производится отбой режима останова в режим аварийного останова (СТОП2).

6. Выдаются команды на закрытие ДЗ и МПО.

Производится проверка на переход МПО в положение "СТОП" и проверяется целостность срезных пальцев НА для выбора уставки включения механического торможения.

8 Производится проверка условий для включения торможения: обороты гидроагрегата менее 20 % ном. оборотов (если есть срез пальцев НА) или обороты менее 13 % ном. оборотов (если пальцы целы). Если в течение 7 мин. обороты выше, то выдается предупредительная сигнализация и производится отбой режима останова в режим аварийного останова (СТОП2).

9 Производится выдача команда включения соленоида золотника торможения и проверка наличия давления воздуха в системе торможения более 1 бар в течение 10 с. Если в течение 10 с давление ниже, то выдается предупредительная сигнализация.

10 Производится проверка отсутствия оборотов ГА. Если обороты отсутствуют, выдается команда на останов ТВС. При наличии оборотов в течение 9 мин, выдается предупредительная сигнализация и производится отбой режима останова в режим аварийного останова (СТОП2).

При успешном прохождении всех вышеперечисленных шагов ГА– 1 через 20 с, переходит в режим проверки готовности к пуску.

Задвижку ТВС необходимо закрыть только после завершения останова, контролируя опускание тормозных колодок.

2) При аварийной остановке агрегата от (СТОП2) происходит выполнение следующих основных шагов:

1. Выдача команд на разгрузку по активной и реактивной мощности в регулятор частоты вращения и систему возбуждения, и команда по закрытию клапана МПО.

2. Производится проверка разгрузки гидроагрегата по условию закрытия НА меньше 14% и $P < 1$ МВт в течение 1 мин. Если ГА– 1 не разгрузился в течение 1 мин., то выдается команда на закрытие клапана аварийного закрытия.

3. Производится выдача команды на отключение выключателя ГА. Если выключатель ГА– 1 не отключился в течение 2 с, то выдается команда на аварийное отключение выключателя в систему электрических защит генератора.

4. Производится выдача команды на развозбуждение генератора. Если генератор не развозбудился в течение 15 с, то выдается команда на аварийное

отключение выключателя в систему электрических защит генератора.

5. Выдается команда на закрытие Д/З.

6. Производится проверка условий для включения торможения: Обороты гидроагрегата менее 20 % номин. оборотов, закрытое положение НА, отключенное положение выключателя генератора. Если за время более 7 мин. эти условия не выполняются, то выдается предупредительная сигнализация и производится отбой режима останова СТОП2 в режим аварийного останова (СТОП3) со срабатыванием клапана аварийного закрытия.

7. Производится выдача команда включения соленоида золотника торможения и проверка наличия давления воздуха в системе торможения.

8. Производится проверка отсутствия оборотов ГА– 1. Если обороты отсутствуют, выдается команда на останов ТВС. При наличии оборотов более 9 мин. выдается предупредительная сигнализация и производится отбой режима останова СТОП2 в режим аварийного останова (СТОП3) со срабатыванием клапана аварийного закрытия.

Причины аварийных остановов отображены на панели оператора на ШкМПУ– 1 на экране "САУ ГА" при нажатии на кнопку "Причины останова. Для каждого вида аварийного останова запоминание вызвавшей его причины осуществляется выделением её красным цветом. Действующие в данный момент причины отмечаются красными кружками слева от соответствующей надписи.

3) При аварийной остановке агрегата от ГМЗ при оборотах больше 115% ($n > 115\%$) в ПТК АРЧМ формируется команда «СТОП 3» и передается в ПТК ТАиУВО. Запоминается аварийное состояние гидроагрегата.

После запуска аварийного останова гидроагрегата (СТОП3) происходит выполнение следующих основных шагов:

1. Выдача команд на разгрузку по активной и реактивной мощности в регулятор частоты вращения и систему возбуждения, на закрытие клапана МПО, закрытие КАЗ, закрытие ДЗ с воздействием на аварийный клапан ДЗ.

2. Производится выдача команды на отключение выключателя ГА– 1. Если выключатель ГА– 1 не отключился в течение 2 с, то выдается команда на аварийное отключение выключателя в систему электрических защит генератора.

3. Производится выдача команды на развозбуждение ГА– 1. Если ГА– 1 не развозбудился в течение 15 с, то выдается команда на аварийное отключение выключателя в систему электрических защит генератора.

4. Производится проверка условий для включения торможения: обороты гидроагрегата менее 20 % ном. оборотов, закрытое положение НА, отключенное положение выключателя генератора. Если за время более 7 мин. эти условия не выполняются, то выдается предупредительная сигнализация и производится отбой режима останова СТОП3.

5. Производится выдача команда включения соленоида золотника торможения и проверка наличия давления воздуха в системе торможения.

6. Производится проверка отсутствия оборотов ГА– 1. Если обороты отсутствуют, выдается команда на останов ТВС. При наличии оборотов более 9

мин. выдается предупредительная сигнализация и производится отбой режима останова СТОП3.

При успешном прохождении всех вышеперечисленных шагов ГА– 1 ожидает деблокировки защит, которая выполняется оперативным персоналом при нажатии на кнопку "Сброс сигнализации" на ШкМПУ– 1.

Необходимо убедиться в отсутствии причин, вызвавших аварийный останов. Иначе после нажатия на кнопку "Сброс сигнализации" может повторно запуститься последовательность останова.

Если причин для останова нет, то после нажатия этой кнопки ГА– 1 переходит в режим проверки готовности к пуску.

На рисунке 1, представлены причины останова на панели оператора на ШкМПУ.

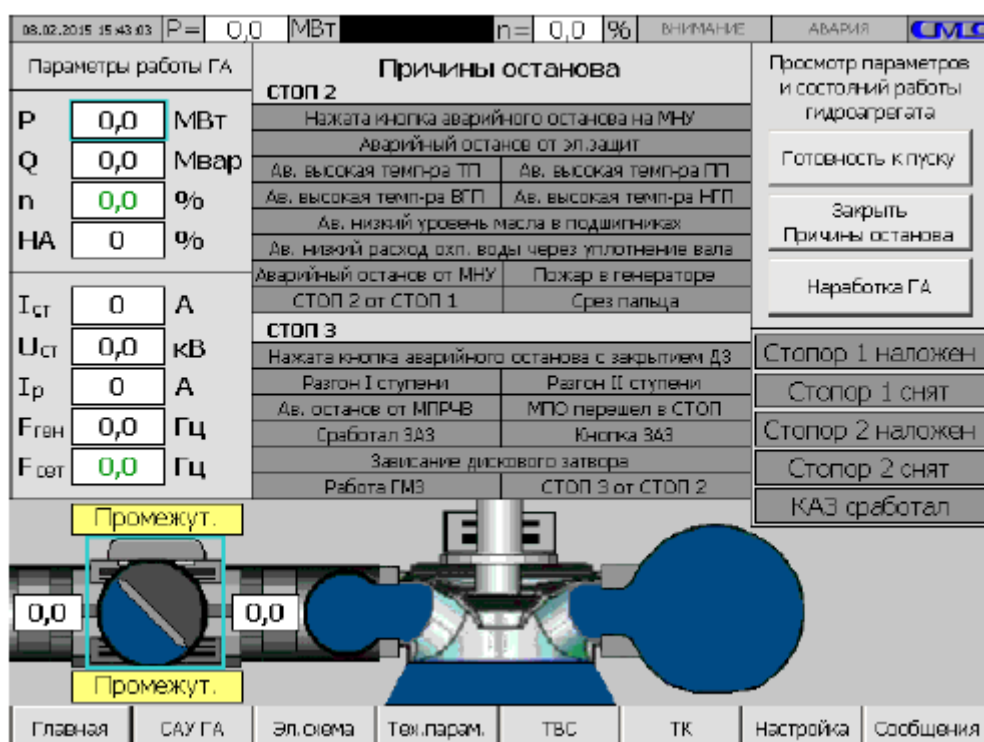


Рисунок 10.1 – Причины останова на панели оператора на ШкМПУ

10.5 Нормы и требования, предъявляемые к гидромеханическим защитам гидроагрегата

Перед пуском защищаемого оборудования после его ремонта, а также после проведения ремонта в цепях технологических защит проверяется исправность и готовность защит к включению путем опробования на сигнал каждой защиты и действия защит на все исполнительные устройства.

Условия, разрешающие пуск агрегата, его нормальный и аварийный останов и внеплановое изменение нагрузки, должны быть изложены в местных инструкциях, утвержденных техническим руководителем гидроэлектростанции и находящихся на рабочих местах оперативного персонала.

Для каждого гидроагрегата должно быть определено и периодически в установленные местными инструкциями сроки проконтролировано минимальное время следующих процессов:

- закрытия направляющего аппарата гидротурбины до зоны демпфирования при сбросе нагрузки;
- открытия направляющего аппарата гидротурбины при наборе нагрузки с максимальной скоростью;
- закрытия направляющего аппарата при срабатывании золотника аварийного закрытия;
- закрытия и открытия предтурбинных затворов, а также аварийно–ремонтных затворов на водоприемнике;
- закрытия холостого выпуска гидротурбины.

Не допускается длительная работа гидроагрегата при повышенных уровнях вибрации: размах горизонтальной вибрации (двойная амплитуда) корпуса турбинного подшипника, а также размах горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовин генератора, если на них расположены направляющие подшипники, в зависимости от частоты вращения ротора гидроагрегата не должен превышать следующих значений:

Частота вращения ротора ГА, об/мин	Допустимое значение вибрации, мм
60 и менее	0,18
150	0,16
300	0,12
428	0,10
600	0,08

Размах вертикальной вибрации крышки турбины, опорного конуса или грузонесущей крестовины генератора в зависимости от частоты вибрации не должен превышать следующих значений (в зависимости от частоты вибрации)

Частота вибрации, Гц	Допустимый размах вибрации, мм
1 и менее	0,18
3	0,15
6	0,12
10	0,08
16	0,06
30 и более	0,04

Для каждого гидроагрегата в местной инструкции должны быть указаны номинальные и максимально допустимые температуры сегментов подпятника, подшипников и масла в маслованнах. Предупредительная сигнализация должна включаться при повышении температуры сегмента и масла в маслованне на 5 °С выше номинальной для данного времени года.

При эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.

При пуске и во время эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должен осуществляться контроль электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения; температуры обмотки и стали статора, охлаждающих сред (в том числе и оборудования системы возбуждения), уплотнений вала, подшипников и подпятников; давления, в том числе перепада давлений на фильтрах, удельного сопротивления и расхода дистиллята через обмотки и другие активные и конструктивные части; давления и чистоты водорода; давления и температуры масла, а также перепада давлений масло–водород в уплотнениях вала.

Работа генераторов с непосредственным жидкостным охлаждением обмоток при отсутствии циркуляции дистиллята или масла в обмотках во всех режимах, кроме режима холостого хода без возбуждения, запрещается.

В случае прекращения циркуляции охлаждающей жидкости в обмотках с непосредственным жидкостным охлаждением нагрузка должна быть автоматически снята в течение 2 мин (если в инструкциях на отдельные типы генераторов не оговорены более жесткие требования), генератор должен быть отключен от сети и возбуждение снято.

Фильтры, установленные в системе жидкостного охлаждения, должны постоянно находиться в работе.

При снижении удельного сопротивления дистиллята в обмотках генератора до 100 кОм·см должна действовать предупредительная сигнализация, а при его снижении до 50 кОм·см генератор должен быть разгружен, отключен от сети и возбуждение снято.

У синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения 750 и 1000 об/мин двойная амплитуда вибрации должна быть не выше 80 мкм. При отсутствии устройства дистанционного измерения вибрации периодичность контроля устанавливается в зависимости от вибрационного состояния компенсатора, но не реже 1 раза в год.

Технические средства САУ ГА при включенном технологическом оборудовании гидроагрегата должны постоянно находиться в работе в проектном объеме и обеспечивать выполнение заданных функций.

10.6 Критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы

Оперативный персонал несёт ответственность за сохранность и чистоту внешних частей шкафов, датчиков и исполнительных механизмов САУ ГА.

Работа ГА при отключенном или неисправном состоянии технологических (гидромеханических) защит запрещается. Допускается выводить из работы заведомо неисправную ГМЗ для выполнения последующей нормальной остановки и устранения неисправности, с оформлением аварийной диспетчерской заявки на вывод его из работы при необходимости.

Допускается длительная работа ПТК ТАиУВО с одним неисправным датчиком технологических параметров, при условии исправности двух других в данной группе.

При работе ПТК ТАиУВО должны соблюдаться следующие условия:

- температура воздуха в месте установки – от +5 до +50 °С (без резких перепадов температур);
- влажность воздуха в месте установки – от 10 до 95% (без конденсации влаги при температуре воздуха 25°С);
- напряжение питания постоянного тока на вводах – от 187 В до 242 В;
- напряжение питания переменного тока на вводе – от 187 В до 242 В;
- частота напряжения питания переменного тока на вводе – от 47 Гц до 54 Гц.

Двери шкафов САУ ГА должны быть постоянно закрыты для предотвращения загрязнения внутренних частей (разрешается открывать двери на время ремонтных и профилактических работ, при переключениях, при обходах, осмотрах).

Металлические корпуса шкафов САУ ГА должны быть надежно присоединены к заземляющему контуру через специальный заземляющий болт.

Попадание воды в шкаф САУ ГА недопустимо.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.
2. Затева Е. Ю. Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС годовичного регулирования / Е.Ю. Затева, А.А. Дворцова. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2019;
2. Затева Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Е.Ю. Затева, 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-reaktorное+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. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / В.Г. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов 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. 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;
36. 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.
37. 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>.
38. ПОТР М– 016– 2013 РД 153– 34.0– 03.150– 00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] : от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
39. СТО РусГидро 01.01.78– 2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» [Электронный ресурс]: Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 30.07.2012 № 665. – Режим доступа: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/976/075_STO– RusGidro– 01.01.78– 2012_Normi– tehnologicheskogo– proektirovaniya.pdf

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Исходный гидрологический ряд р. Лаба

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1	1946	36	19	17	16	115	353	363	200	73	120	102	47	122
2	1947	17	33	29	28	233	513	175	178	78	98	66	31	123
3	1953	19	20	19	20	81	265	101	94	65	22	23	19	62
4	1954	22	21	19	16	66	107	93	77	74	46	37	35	51
5	1955	17	17	17	16	95	154	100	108	86	24	25	25	57
6	1956	29	15	18	17	74	80	79	82	74	41	75	54	53
7	1957	23	22	19	18	85	189	171	89	71	39	32	29	65
8	1958	32	22	21	22	60	159	153	89	68	26	38	39	61
9	1959	33	25	23	23	90	301	95	95	71	89	89	62	83
10	1960	28	21	18	20	96	505	270	103	81	56	47	30	106
11	1961	18	22	19	20	229	225	113	92	69	32	42	25	75
12	1962	20	17	17	17	69	195	92	93	61	27	32	24	55
13	1963	27	20	17	17	67	200	139	90	66	30	30	33	61
14	1964	17	24	22	20	71	259	134	87	69	30	31	24	66
15	1965	19	18	19	18	71	80	79	82	62	24	25	21	58
16	1966	20	19	19	18	67	401	208	81	63	19	18	24	80
17	1967	14	16	16	17	91	88	78	87	81	19	21	17	45
18	1968	15	15	13	15	73	102	81	93	61	37	15	18	45
19	1969	23	15	13	13	60	241	196	81	61	33	34	45	68
20	1970	26	16	16	17	99	152	145	104	95	65	48	67	71
21	1971	25	19	20	20	89	459	399	80	71	42	33	35	108
22	1972	30	17	14	15	89	248	191	331	105	60	66	48	101
23	1973	34	24	24	23	169	628	169	93	67	29	28	34	110
24	1974	18	22	18	17	122	193	169	82	73	29	25	19	66
25	1975	19	18	18	18	71	453	377	92	93	28	26	21	103
26	1976	23	18	16	16	77	114	93	85	77	26	35	22	50
27	1977	16	17	14	16	88	163	85	92	72	36	32	19	54
28	1978	27	20	20	20	63	190	103	85	87	57	52	42	64
29	1979	37	23	21	20	67	468	325	82	76	31	44	47	103
30	1980	24	30	23	21	80	219	109	83	66	39	33	27	63
31	1981	20	21	20	21	65	110	83	87	70	28	28	20	48
32	1982	15	18	18	18	86	91	92	82	79	39	19	18	48
33	1983	20	14	14	16	61	157	93	85	82	22	27	27	52
34	1984	47	16	14	16	59	220	142	168	93	30	43	94	78
35	1985	40	18	14	13	71	389	350	122	82	53	31	32	101

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
36	1986	38	27	19	20	60	401	333	81	85	54	71	54	104
37	1987	31	27	25	27	78	324	192	90	73	34	67	50	85
38	1989	25	19	21	24	78	98	92	91	82	20	22	30	50
39	1990	20	21	20	24	75	187	98	87	74	28	33	24	58
40	1991	21	23	23	21	66	99	85	84	75	14	15	23	46
41	1992	24	21	18	18	65	165	111	93	84	36	46	28	59
42	1993	24	23	22	21	76	519	181	77	74	29	32	25	92
43	1994	20	23	23	21	65	335	121	84	74	27	29	27	71
44	1998	28	29	31	22	63	446	467	80	77	38	63	77	118
45	1999	25	28	26	25	73	663	150	78	88	27	27	27	103
Среднее значение		24	21	19	19	85	268	166	100	76	38	39	34	74

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно – энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	Q_{год}, м³/с	Годы	Q_{полов}, м³/с	Годы	Q_{межен}, м³/с
1	2	1947	123	1947	240	1946	51
2	4	1946	122	1998	227	1959	46
3	6	1998	118	1973	225	1998	41
4	8	1973	110	1946	221	1986	40
5	10	1971	108	1971	220	1947	40
6	13	1960	106	1975	217	1987	37
7	15	1986	104	1960	211	1984	37
8	17	1979	103	1999	210	1970	36
9	19	1999	103	1979	203	1972	36
10	21	1975	103	1985	203	1978	34
11	24	1972	101	1972	193	1979	32
12	26	1985	101	1986	192	1960	31
13	28	1993	92	1993	186	1956	30
14	30	1987	85	1966	164	1985	29
15	32	1959	83	1987	152	1958	28
16	35	1966	80	1961	145	1980	28
17	37	1984	78	1984	136	1973	28
18	39	1961	75	1994	136	1954	28
19	41	1970	71	1959	134	1971	28
20	43	1994	71	1974	128	1992	27
21	46	1969	68	1969	128	1999	26
22	48	1964	66	1964	124	1957	26
23	50	1974	66	1953	121	1969	25
24	52	1957	65	1957	121	1993	25
25	54	1978	64	1970	119	1961	25
26	57	1980	63	1963	112	1963	25
27	59	1953	62	1980	111	1994	24
28	61	1963	61	1965	109	1990	24
29	63	1958	61	1955	109	1964	24
30	65	1992	59	1958	106	1989	23
31	68	1965	58	1978	106	1981	22
32	70	1990	58	1990	104	1976	22
33	72	1955	57	1992	104	1962	22
34	74	1962	55	1962	102	1977	21
35	76	1977	54	1977	100	1974	21

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

36	79	1956	53	1983	96	1975	21
37	81	1983	52	1976	89	1982	21
38	83	1954	51	1989	88	1965	21
39	85	1976	50	1982	86	1953	20
40	87	1989	50	1956	86	1991	20
41	90	1982	48	1967	85	1983	20
42	92	1981	48	1954	83	1955	20
43	94	1991	46	1981	83	1966	20
44	96	1967	45	1968	82	1968	18
45	98	1968	45	1991	82	1967	17

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчет сработки-наполнения водохранилища проектируемой ГЭС (январь)

Час	Qбыг, м³/с	Qф., м³/с	Qисп., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qсан.логус., м³/с	QГЭС, м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., км³	ΔV , км³	Vкон., км³	Знач.ВБ, м	Зкон.ВБ, м	Зср.ВБ, м	ЗНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
19	22	0,7	0	21	48	11	68,6	0	69	0,00259	0,00017	0,0024	448,00	447,90	447,95	359,60	87,35	52	52
20	22	0,7	0	21	71	11	92,1	0	93	0,0024	0,00026	0,0022	447,90	447,79	447,85	359,99	86,86	69	69
21	22	0,7	0	21	49	11	70,1	0	71	0,0022	0,00018	0,0020	447,79	447,68	447,74	359,62	87,11	53	53
22	22	0,7	0	21	34	11	55,1	0	56	0,0020	0,00012	0,0019	447,68	447,56	447,62	359,34	87,27	42	42
23	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0019	-0,00004	0,0019	447,56	447,61	447,59	358,30	88,28	8	8
24	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0019	-0,00004	0,0019	447,61	447,64	447,62	358,30	88,32	8	8
1	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0019	-0,00004	0,0020	447,64	447,68	447,66	358,30	88,36	8	8
2	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0020	-0,00004	0,0020	447,68	447,71	447,69	358,30	88,39	8	8
3	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0020	-0,00004	0,0021	447,71	447,74	447,72	358,30	88,43	8	8
4	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0021	-0,00004	0,0021	447,74	447,76	447,75	358,30	88,45	8	8
5	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0021	-0,00004	0,0021	447,76	447,78	447,77	358,30	88,48	8	8
6	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0021	-0,00004	0,0022	447,78	447,80	447,79	358,30	88,50	8	8
7	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0022	-0,00004	0,0022	447,80	447,82	447,81	358,30	88,51	8	8
8	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0022	-0,00004	0,0023	447,82	447,84	447,83	358,30	88,53	8	8
9	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0023	-0,00004	0,0023	447,84	447,85	447,85	358,30	88,55	8	8
10	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0023	-0,00004	0,0023	447,85	447,87	447,86	358,30	88,56	8	8
11	22	0,7	0	21	-1	11	20,1	0	21	0,0023	0,00000	0,0023	447,87	447,87	447,87	358,56	88,31	15	15
12	22	0,7	0	21	-8	11	13,1	0	14	0,0023	-0,00003	0,0024	447,87	447,88	447,88	358,38	88,49	10	10
13	22	0,7	0	21	-11	11	10,1	0	11	0,0024	-0,00004	0,0024	447,88	447,90	447,89	358,30	88,59	8	8
14	22	0,7	0	21	-11	11	9,9	0	11	0,0024	-0,00004	0,0025	447,90	447,92	447,91	358,30	88,61	8	8
15	22	0,7	0	21	-11	11	9,9	0	11	0,0025	-0,00004	0,0025	447,92	447,94	447,93	358,30	88,63	8	8
16	22	0,7	0	21	-11	11	9,9	0	11	0,0025	-0,00004	0,0025	447,94	447,96	447,95	358,30	88,65	8	8
17	22	0,7	0	21	-11	11	10,6	0	11	0,0025	-0,00004	0,0026	447,96	447,99	447,97	358,31	88,66	8	8
18	22	0,7	0	21	-5	11	16,1	0	17	0,0026	-0,00002	0,00259	447,99	448,00	447,99	358,46	88,53	12	12
ΣN , МВт																389	Э, млн кВт·ч		12,059

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Расчет сработки– наполнения водохранилища проектируемой ГЭС (февраль)

Час	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qисп., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qсан.пол ус., м³/с	QГЭС, м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., км³	ΔV , км³	Vкон., км³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
19	22	0,7	0	21	46	11	67	0	68	0,00259	0,00017	0,0024	448,00	447,90	447,95	359,58	87,37	51	51
20	22	0,7	0	21	69	11	90	0	91	0,0024	0,00025	0,0022	447,90	447,80	447,85	359,96	86,89	68	68
21	22	0,7	0	21	48	11	69	0	70	0,0022	0,00017	0,0020	447,80	447,69	447,75	359,61	87,14	52	52
22	22	0,7	0	21	35	11	56	0	57	0,0020	0,00013	0,0019	447,69	447,58	447,63	359,36	87,27	42	42
23	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0019	-0,00004	0,0019	447,58	447,62	447,60	358,30	88,29	8	8
24	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0019	-0,00004	0,0020	447,62	447,65	447,63	358,30	88,33	8	8
1	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0020	-0,00004	0,0020	447,65	447,69	447,67	358,30	88,37	8	8
2	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0020	-0,00004	0,0020	447,69	447,72	447,70	358,30	88,41	8	8
3	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0020	-0,00004	0,0021	447,72	447,74	447,73	358,30	88,43	8	8
4	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0021	-0,00004	0,0021	447,74	447,77	447,76	358,30	88,46	8	8
5	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0021	-0,00004	0,0022	447,77	447,79	447,78	358,30	88,48	8	8
6	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0022	-0,00004	0,0022	447,79	447,81	447,80	358,30	88,50	8	8
7	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0022	-0,00004	0,0022	447,81	447,83	447,82	358,30	88,52	8	8
8	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0022	-0,00004	0,0023	447,83	447,84	447,83	358,30	88,53	8	8
9	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0023	-0,00004	0,0023	447,84	447,86	447,85	358,30	88,55	8	8
10	22	0,7	0	21	0	11	21	0	22	0,0023	0,00000	0,0023	447,86	447,86	447,86	358,59	88,27	16	16
11	22	0,7	0	21	-7	11	14	0	15	0,0023	-0,00003	0,0023	447,86	447,87	447,86	358,41	88,46	11	11
12	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0023	-0,00004	0,0024	447,87	447,89	447,88	358,30	88,58	8	8
13	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0024	-0,00004	0,0024	447,89	447,90	447,89	358,30	88,59	8	8
14	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0024	-0,00004	0,0025	447,90	447,92	447,91	358,30	88,61	8	8
15	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0025	-0,00004	0,0025	447,92	447,94	447,93	358,30	88,63	8	8
16	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0025	-0,00004	0,0025	447,94	447,96	447,95	358,30	88,65	8	8
17	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0025	-0,00004	0,0026	447,96	447,99	447,98	358,30	88,68	8	8
18	22	0,7	0	21	-4	11	17	0	18	0,0026	-0,00001	0,00259	447,99	448,00	448,00	358,48	88,51	13	13
ΣN , МВт																389	Э, млн кВт·ч		10,892

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Расчет сработки– наполнения водохранилища проектируемой ГЭС (март)

Час	Qбыт, м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдх., м ³ /с	Qсан.пол ус., м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	ΔV , км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
19	22	0,7	0	21	46	11	67	0	68	0,00259	0,00017	0,0024	448,00	447,90	447,95	359,57	87,38	50	50
20	22	0,7	0	21	66	11	87	0	88	0,0024	0,00024	0,0022	447,90	447,80	447,85	359,91	86,94	66	66
21	22	0,7	0	21	46	11	67	0	68	0,0022	0,00016	0,0020	447,80	447,71	447,76	359,57	87,18	51	51
22	22	0,7	0	21	34	11	55	0	56	0,0020	0,00012	0,0019	447,71	447,61	447,66	359,34	87,31	42	42
23	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0019	-0,00004	0,0019	447,61	447,64	447,62	358,30	88,31	8	8
24	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0019	-0,00004	0,0020	447,64	447,68	447,66	358,30	88,35	8	8
1	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0020	-0,00004	0,0020	447,68	447,71	447,69	358,30	88,38	8	8
2	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0020	-0,00004	0,0021	447,71	447,74	447,72	358,30	88,41	8	8
3	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0021	-0,00004	0,0021	447,74	447,76	447,75	358,30	88,44	8	8
4	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0021	-0,00004	0,0021	447,76	447,78	447,77	358,30	88,46	8	8
5	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0021	-0,00004	0,0022	447,78	447,80	447,79	358,30	88,48	8	8
6	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0022	-0,00004	0,0022	447,80	447,82	447,81	358,30	88,50	8	8
7	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0022	-0,00004	0,0023	447,82	447,84	447,83	358,30	88,52	8	8
8	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0023	-0,00004	0,0023	447,84	447,85	447,85	358,30	88,53	8	8
9	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0023	-0,00004	0,0023	447,85	447,87	447,86	358,30	88,55	8	8
10	22	0,7	0	21	2	11	23	0	24	0,0023	0,00001	0,0023	447,87	447,87	447,87	358,63	88,23	18	18
11	22	0,7	0	21	-3	11	18	0	18	0,0023	-0,00001	0,0023	447,87	447,87	447,87	358,50	88,36	14	14
12	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0023	-0,00004	0,0024	447,87	447,89	447,88	358,30	88,57	8	8
13	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0024	-0,00004	0,0024	447,89	447,90	447,89	358,30	88,58	8	8
14	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0024	-0,00004	0,0025	447,90	447,92	447,91	358,30	88,60	8	8
15	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0025	-0,00004	0,0025	447,92	447,94	447,93	358,30	88,62	8	8
16	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0025	-0,00004	0,0025	447,94	447,96	447,95	358,30	88,65	8	8
17	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,0025	-0,00004	0,0026	447,96	447,99	447,98	358,30	88,67	8	8
18	22	0,7	0	21	-2	11	19	0	20	0,0026	-0,00001	0,00259	447,99	448,00	448,00	358,53	88,45	15	15
ΣN , МВт																392	Э, млн кВт·ч		12,152

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Расчет сработки– наполнения водохранилища проектируемой ГЭС (апрель)

Час	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qисп., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qсан.пол ус., м³/с	QГЭС, м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., км³	ΔV, км³	Vкон., км³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	НГЭС, МВт	Нгар, МВт
19	25	0,7	0	24	15	11	39	0	39	0,00259	0,00005	0,003	448,00	447,96	447,98	359,00	87,99	29	29
20	25	0,7	0	24	24	11	48	0	49	0,003	0,00009	0,002	447,96	447,92	447,94	359,20	87,74	36	36
21	25	0,7	0	24	7	11	31	0	32	0,002	0,00003	0,002	447,92	447,90	447,91	358,82	88,09	23	23
22	25	0,7	0	24	8	11	32	0	32	0,002	0,00003	0,002	447,90	447,89	447,90	358,84	88,06	24	24
23	25	0,7	0	24	-10	11	14	0	15	0,002	-0,00004	0,002	447,89	447,91	447,90	358,40	88,49	11	11
24	25	0,7	0	24	-13	11	11	0	12	0,002	-0,00005	0,002	447,91	447,93	447,92	358,32	88,59	8	8
1	25	0,7	0	24	-3	11	21	0	22	0,002	-0,00001	0,002	447,93	447,94	447,93	358,58	88,35	16	16
2	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,003	447,94	447,96	447,95	358,30	88,65	8	8
3	25	0,7	0	24	4	11	28	0	29	0,003	0,00001	0,003	447,96	447,96	447,96	358,75	88,21	21	21
4	25	0,7	0	24	22	11	46	0	46	0,003	0,00008	0,002	447,96	447,92	447,94	359,15	87,79	35	35
5	25	0,7	0	24	-13	11	11	0	12	0,002	-0,00005	0,003	447,92	447,94	447,93	358,32	88,60	8	8
6	25	0,7	0	24	8	11	32	0	33	0,003	0,00003	0,002	447,94	447,92	447,93	358,85	88,09	24	24
7	25	0,7	0	24	67	11	91	0	92	0,002	0,00024	0,002	447,92	447,83	447,88	359,97	86,89	69	69
8	25	0,7	0	24	38	11	61	0	62	0,002	0,00014	0,002	447,83	447,76	447,79	359,46	87,33	46	46
9	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,76	447,78	447,77	358,30	88,47	8	8
10	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,78	447,81	447,80	358,30	88,50	8	8
11	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,81	447,83	447,82	358,30	88,52	8	8
12	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,83	447,85	447,84	358,30	88,54	8	8
13	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,85	447,87	447,86	358,30	88,56	8	8
14	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,87	447,89	447,88	358,30	88,58	8	8
15	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,89	447,91	447,90	358,30	88,60	8	8
16	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,91	447,94	447,92	358,30	88,63	8	8
17	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,003	447,94	447,96	447,95	358,30	88,65	8	8
18	25	0,7	0	24	-14	11	10	0	11	0,003	-0,00005	0,00259	447,96	448,00	447,98	358,30	88,69	8	8
Σ N, МВт																438	Э, млн кВт·ч	13,14	

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Расчет сработки– наполнения водохранилища проектируемой ГЭС (октябрь)

Час	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qисп., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qсан.пол ус., м³/с	QГЭС, м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., км³	ΔV , км³	Vкон., км³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
8	39	0,7	0	38	2	11	40	0	41	0,00259	0,00001	0,003	448,00	447,99	448,00	359,03	87,96	30	30
9	39	0,7	0	38	26	11	64	0	65	0,003	0,00009	0,002	447,99	447,94	447,96	359,52	87,45	48	48
10	39	0,7	0	38	21	11	59	0	60	0,002	0,00008	0,002	447,94	447,90	447,92	359,42	87,50	44	44
11	39	0,7	0	38	1	11	39	0	40	0,002	0,00000	0,002	447,90	447,90	447,90	359,00	87,89	29	29
12	39	0,7	0	38	-28	11	10	0	11	0,002	-0,00010	0,003	447,90	447,95	447,92	358,30	88,63	8	8
13	39	0,7	0	38	-17	11	22	0	22	0,003	-0,00006	0,003	447,95	447,99	447,97	358,60	88,36	16	16
14	39	0,7	0	38	2	11	40	0	41	0,003	0,00001	0,003	447,99	447,98	447,98	359,03	87,95	30	30
15	39	0,7	0	38	11	11	49	0	50	0,003	0,00004	0,003	447,98	447,95	447,97	359,22	87,74	37	37
16	39	0,7	0	38	-10	11	28	0	29	0,003	-0,00004	0,003	447,95	447,98	447,97	358,76	88,20	21	21
17	39	0,7	0	38	22	11	60	0	61	0,003	0,00008	0,002	447,98	447,93	447,95	359,44	87,51	45	45
18	39	0,7	0	38	51	11	90	0	90	0,002	0,00019	0,002	447,93	447,85	447,89	359,95	86,94	67	67
19	39	0,7	0	38	51	11	90	0	90	0,002	0,00019	0,002	447,85	447,76	447,81	359,95	86,85	67	67
20	39	0,7	0	38	51	11	90	0	90	0,002	0,00019	0,002	447,76	447,62	447,69	359,95	86,73	67	67
21	39	0,7	0	38	52	11	90	0	91	0,002	0,00019	0,002	447,62	447,39	447,50	359,96	86,54	67	67
22	39	0,7	0	38	9	11	47	0	48	0,002	0,00003	0,002	447,39	447,34	447,37	359,18	87,19	35	35
23	39	0,7	0	38	-28	11	10	0	11	0,002	-0,00010	0,002	447,34	447,48	447,41	358,30	88,12	8	8
24	39	0,7	0	38	-28	11	10	0	11	0,002	-0,00010	0,002	447,48	447,60	447,54	358,30	88,24	8	8
1	39	0,7	0	38	-28	11	10	0	11	0,002	-0,00010	0,002	447,60	447,69	447,64	358,30	88,34	8	8
2	39	0,7	0	38	-27	11	11	0	12	0,002	-0,00010	0,002	447,69	447,76	447,72	358,32	88,40	8	8
3	39	0,7	0	38	-27	11	11	0	12	0,002	-0,00010	0,002	447,76	447,81	447,78	358,32	88,46	8	8
4	39	0,7	0	38	-27	11	11	0	12	0,002	-0,00010	0,002	447,81	447,85	447,83	358,32	88,51	8	8
5	39	0,7	0	38	-27	11	11	0	12	0,002	-0,00010	0,002	447,85	447,89	447,87	358,32	88,55	8	8
6	39	0,7	0	38	-27	11	11	0	12	0,002	-0,00010	0,002	447,89	447,94	447,91	358,32	88,59	8	8
7	39	0,7	0	38	-27	11	11	0	12	0,002	-0,00010	0,00259	447,94	448,00	447,97	358,32	88,64	8	8
ΣN , МВт																683	Э, млн кВт·ч		21,173

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Расчет сработки– наполнения водохранилища проектируемой ГЭС (ноябрь)

Час	Qбыт, м ³ /с	Qф, м ³ /с	Qисп, м ³ /с	Qполб., м ³ /с	Qвдх., м ³ /с	Qсан.пол ус., м ³ /с	QGЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	ΔV , км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	НГЭС, МВт	Нгар, МВт
17	24	0,7	0	23	3	11	26	0	27	0,00259	0,00001	0,003	448,00	447,99	448,00	358,72	87,18	58	58
18	24	0,7	0	23	53	11	76	0	77	0,003	0,00019	0,002	447,99	447,89	447,94	359,74	86,85	69	69
19	24	0,7	0	23	68	11	91	0	92	0,002	0,00024	0,002	447,89	447,79	447,84	359,98	86,91	60	60
20	24	0,7	0	23	55	11	78	0	79	0,002	0,00020	0,002	447,79	447,65	447,72	359,77	86,98	50	50
21	24	0,7	0	23	42	11	65	0	66	0,002	0,00015	0,002	447,65	447,49	447,57	359,54	88,13	9	9
22	24	0,7	0	23	-11	11	12	0	13	0,002	-0,00004	0,002	447,49	447,54	447,52	358,37	88,12	11	11
23	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,54	447,60	447,57	358,30	88,27	8	8
24	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,60	447,64	447,62	358,30	88,32	8	8
1	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,64	447,69	447,67	358,30	88,37	8	8
2	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,69	447,72	447,70	358,30	88,41	8	8
3	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,72	447,76	447,74	358,30	88,44	8	8
4	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,76	447,78	447,77	358,30	88,47	8	8
5	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,78	447,81	447,80	358,30	88,50	8	8
6	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,81	447,83	447,82	358,30	88,52	8	8
7	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,83	447,85	447,84	358,30	88,54	8	8
8	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,85	447,87	447,86	358,30	88,56	8	8
9	24	0,7	0	23	7	11	30	0	31	0,002	0,00003	0,002	447,87	447,86	447,86	358,81	88,06	23	23
10	24	0,7	0	23	0	11	23	0	24	0,002	0,00000	0,002	447,86	447,86	447,86	358,64	88,21	18	18
11	24	0,7	0	23	-13	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,86	447,88	447,87	358,31	88,57	8	8
12	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,88	447,90	447,89	358,30	88,59	8	8
13	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,002	447,90	447,92	447,91	358,30	88,61	8	8
14	24	0,7	0	23	-14	11	10	0	11	0,002	-0,00005	0,003	447,92	447,95	447,93	358,30	88,64	8	8
15	24	0,7	0	23	-9	11	14	0	15	0,003	-0,00003	0,003	447,95	447,96	447,96	358,42	88,55	11	11
16	24	0,7	0	23	-13	11	10	0	11	0,003	-0,00005	0,00259	447,96	448,00	447,98	358,31	88,69	8	8
ΣN , МВт																429	Э, млн кВт·ч		12,87

Продолжение приложения Б

Таблица Б.8 – Расчет сработки– наполнения водохранилища проектируемой ГЭС (декабрь)

Час	Qбыт, м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qпол.б., м ³ /с	Qвдх., м ³ /с	Qсан.пол ус., м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	ΔV , км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	HГЭС, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт
17	22	0,7	0	21	48	11	69	0	70	0,00259	0,00017	0,002	448,00	447,90	447,95	359,61	87,35	52	52
18	22	0,7	0	21	71	11	92	0	93	0,002	0,00026	0,002	447,90	447,79	447,85	359,99	86,86	69	69
19	22	0,7	0	21	49	11	70	0	70	0,002	0,00018	0,002	447,79	447,68	447,74	359,62	87,11	53	53
20	22	0,7	0	21	34	11	55	0	56	0,002	0,00012	0,002	447,68	447,56	447,62	359,34	87,27	42	42
21	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,002	447,56	447,61	447,59	358,30	88,28	8	8
22	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,002	447,61	447,64	447,62	358,30	88,32	8	8
23	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,002	447,64	447,68	447,66	358,30	88,36	8	8
24	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,002	447,68	447,71	447,69	358,30	88,39	8	8
1	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,002	447,71	447,74	447,72	358,30	88,42	8	8
2	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,002	447,74	447,76	447,75	358,30	88,45	8	8
3	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	10	0,002	-0,00004	0,002	447,76	447,78	447,77	358,29	88,48	8	8
4	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	10	0,002	-0,00004	0,002	447,78	447,80	447,79	358,29	88,50	8	8
5	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	10	0,002	-0,00004	0,002	447,80	447,82	447,81	358,29	88,52	8	8
6	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	10	0,002	-0,00004	0,002	447,82	447,84	447,83	358,29	88,53	8	8
7	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	10	0,002	-0,00004	0,002	447,84	447,85	447,85	358,29	88,55	8	8
8	22	0,7	0	21	-1	11	20	0	21	0,002	0,00000	0,002	447,85	447,85	447,85	358,56	88,29	15	15
9	22	0,7	0	21	-8	11	13	0	14	0,002	-0,00003	0,002	447,85	447,87	447,86	358,38	88,48	10	10
10	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,002	447,87	447,88	447,87	358,31	88,56	8	8
11	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,002	447,88	447,90	447,89	358,31	88,58	8	8
12	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,002	447,90	447,92	447,91	358,31	88,60	8	8
13	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,002	447,92	447,94	447,93	358,31	88,62	8	8
14	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,002	-0,00004	0,003	447,94	447,96	447,95	358,31	88,64	8	8
15	22	0,7	0	21	-11	11	10	0	11	0,003	-0,00004	0,003	447,96	447,99	447,97	358,31	88,66	8	8
16	22	0,7	0	21	-6	11	16	0	16	0,003	-0,00002	0,003	447,99	448,00	447,99	358,45	88,55	12	12
ΣN , МВт																389	Э, млн кВт·ч	12,059	

Продолжение приложения Б

Таблица Б.9 – Результаты водно– энергетических расчётов

Месяц	Qпол.б., м ³ /с	Nпик, МВт	Nбаза, МВт	Nдубл, МВт	Nраб, МВт	Эсутки, млн кВт·ч	Эмес, млн кВт·ч	Среднего -летняя выработка, млн кВт·ч
Январь	21	61	8	0	69	0,389	12,06	407,95
Февраль	21	60	8	0	68	0,389	10,89	
Март	21	58	8	0	66	0,392	12,15	
Апрель	24	61	8	0	69	0,438	13,14	
Май	111	0	69	14	83	1,992	61,75	
Июнь	177	0	69	40	109	2,616	78,48	
Июль	152	0	69	40	109	2,616	81,10	
Август	86	0	65	0	65	1,560	48,36	
Сентябрь	80	0	61	0	61	1,464	43,92	
Октябрь	38	60	8	0	67	0,683	21,17	
Ноябрь	23	61	8	0	69	0,429	12,87	
Декабрь	21	61	8	0	69	0,389	12,06	

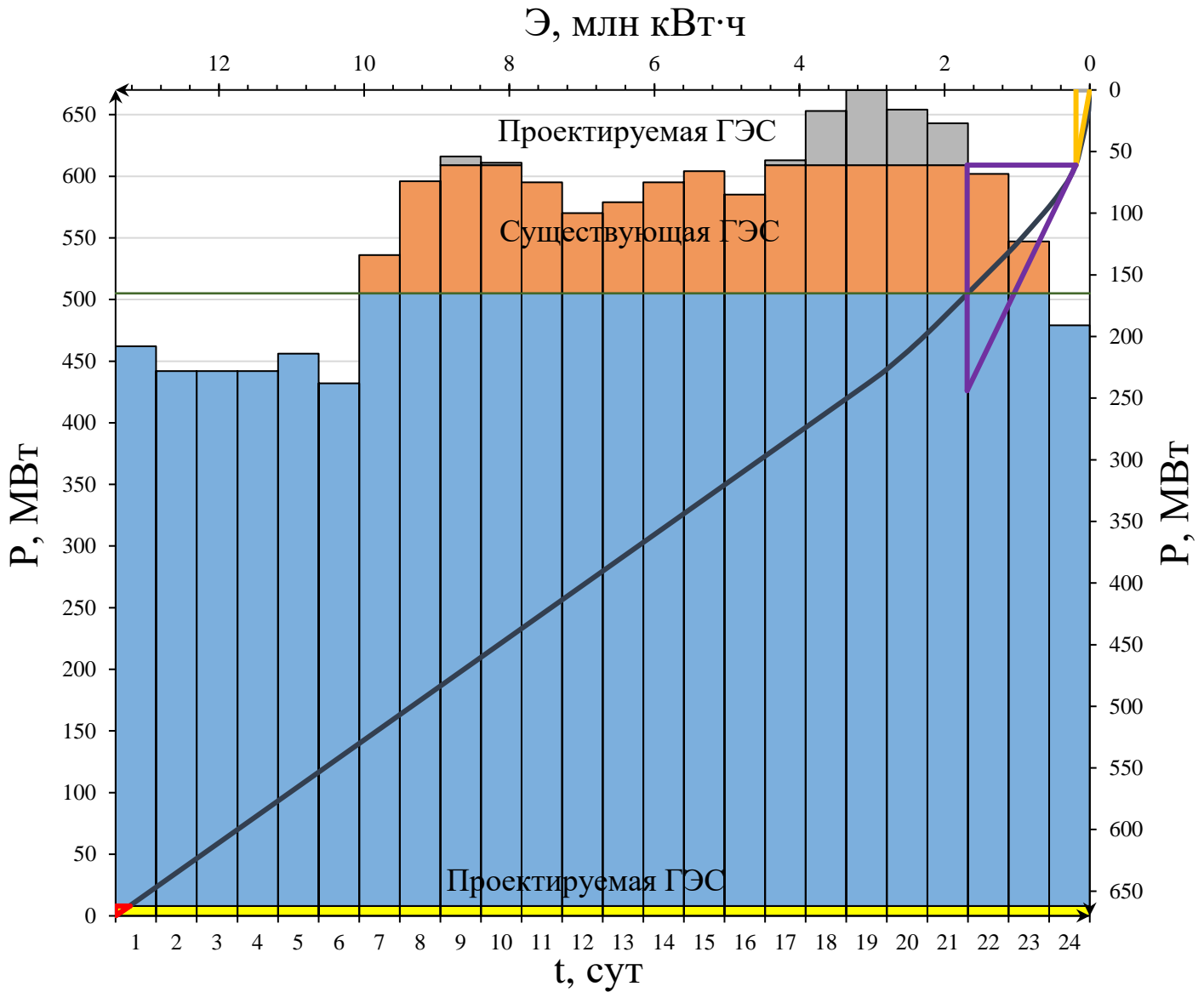


Рисунок Б.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь)

Окончание приложения Б

Таблица Б.10 – Баланс мощности

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт				Существующие ТЭС, МВт			
	Р _{тах}	Р _{авар}	Р _{нагр}	Н _{раб}	Н _{нагр}	Н _{рем}	Н _{раб}	Н _{нагр}	Н _{рем}	Н _{дубл}	Н _{раб}	Н _{нагр}	Н _{рем}	Н _{авар}
1	670	67	27	104	16	0	69	11	0	0	497	0	0	67
2	641	64	26	92	15	0	68	11	0	0	481	0	0	64
3	590	59	24	94	14	0	66	10	0	0	430	0	0	59
4	535	54	21	69	11	0	69	10	0	0	397	0	0	54
5	483	48	19	110	12	0	69	7	0	14	264	0	0	48
6	453	45	18	102	11	0	69	7	0	40	242	0	41	45
7	453	45	18	102	11	0	69	7	0	40	242	0	41	45
8	483	48	19	110	12	0	65	7	0	0	308	0	0	48
9	535	54	21	115	13	17	69	8	12	0	351	0	0	54
10	590	59	24	110	15	0	68	9	0	0	412	0	0	59
11	641	64	26	92	15	0	68	11	0	0	481	0	0	64
12	670	67	27	104	16	0	69	11	0	0	497	0	0	67

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины PO115– В

D_1, м	1,9	2	2,12	2,24	2,36	2,5	2,65	2,8	3
η_T	0,931	0,932	0,932	0,933	0,933	0,933	0,934	0,934	0,935
N'_a, МВт	45434	50365	56619	63240	70228	78846	88634	98997	113708
Z', шт	2,64	2,38	2,12	1,90	1,71	1,52	1,35	1,21	1,06
Z_a, шт	3	3	3	3	3	3	3	3	3
N_a, МВт	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Δ'	1,046	1,047	1,047	1,048	1,048	1,049	1,049	1,050	1,050
n'_c, об/мин	372,47	353,93	333,98	316,16	300,15	283,41	267,44	253,17	236,35
n_c, об/мин	428,6	375,0	333,3	333,3	300,0	300,0	272,7	250,0	230,8
n'_{max}, об/мин	85,25	78,50	73,94	78,12	74,05	78,43	75,56	73,16	72,35
n'_{min}, об/мин	86,30	79,47	74,85	79,07	74,96	79,39	76,48	74,06	73,24
$n'_{расч}$, об/мин	86,56	79,71	75,08	79,32	75,19	79,63	76,72	74,29	73,46

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛД90– В45°

D_1, м	1,9	2	2,12	2,24	2,36	2,5	2,65	2,8	3
η_T	0,942	0,942	0,943	0,943	0,943	0,944	0,944	0,945	0,945
N'_a, МВт	32173	35662	40086	44770	49714	55810	62733	70062	80465
Z', шт	3,73	3,36	2,99	2,68	2,41	2,15	1,91	1,71	1,49
Z_a, шт	4	4	3	3	3	3	2	2	2
N_a, МВт	30000	30000	40000	40000	40000	40000	60000	60000	60000
Δ'	1,040	1,040	1,041	1,041	1,041	1,042	1,042	1,043	1,043
n'_c, об/мин	420,81	399,84	377,29	357,15	339,05	320,13	302,07	285,94	266,94
n_c, об/мин	428,6	428,6	428,6	375,0	375,0	333,3	333,3	300,0	272,7
n'_{max}, об/мин	85,52	90,00	95,38	88,17	92,87	87,43	92,66	88,10	85,79
n'_{min}, об/мин	86,57	91,11	96,55	89,25	94,01	88,51	93,80	89,18	86,84
$n'_{расч}$, об/мин	86,83	91,39	96,85	89,52	94,30	88,78	94,09	89,45	87,11

Окончание приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины РО 115/810-В-51,56
№ 2503 ЛМЗ

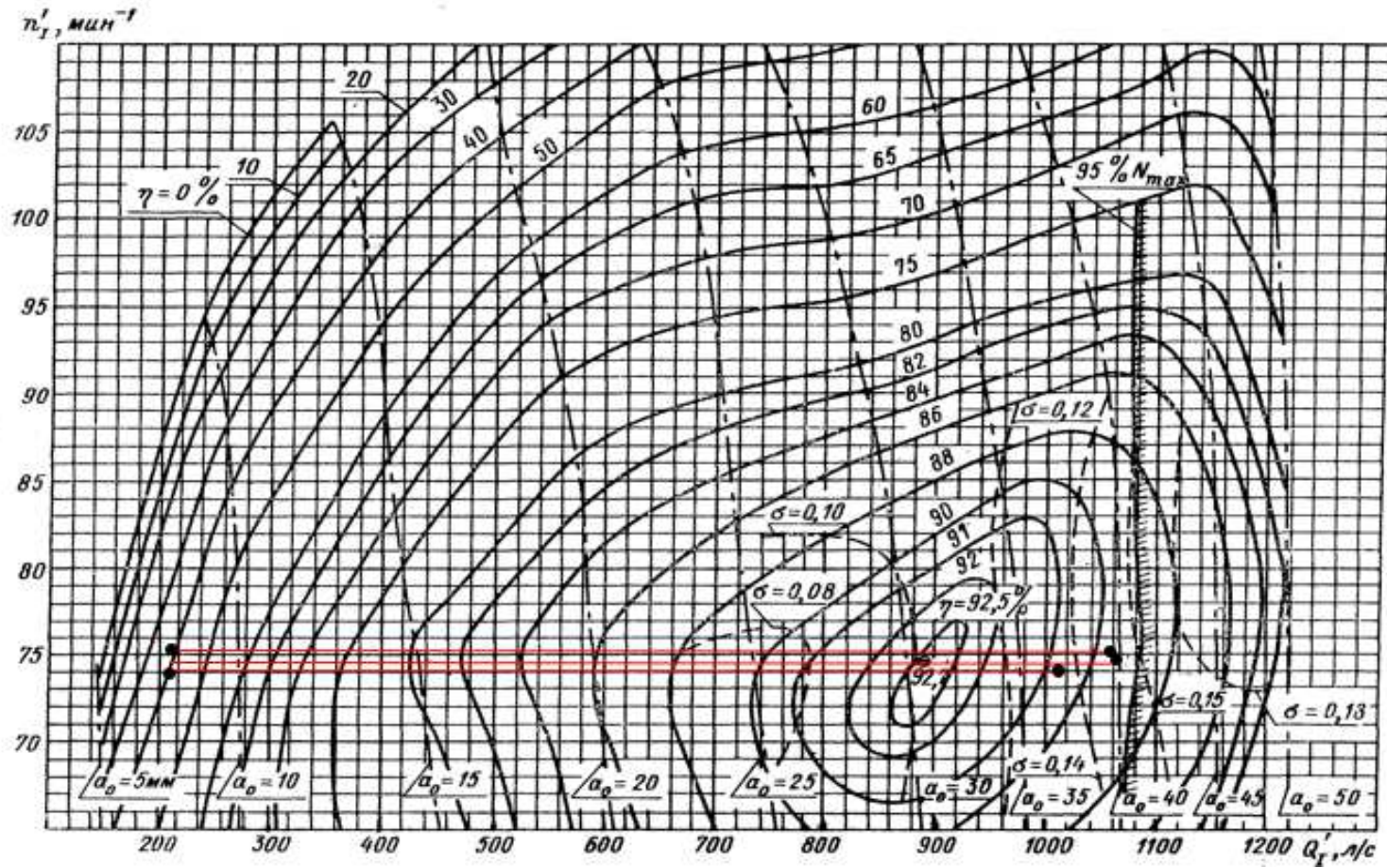


Рисунок В.1 – Рабочая зона гидротурбины РО115– В– 236

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, $I_{CP.O}$	$0,37 \cdot I_H$	1,7 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,5	–
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,74 \cdot I_H$	2,30 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,67 А
			I_{OTC}	$6 \cdot I_H$	27,5 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	–	8 В
		t_2	U_{0G}	–	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,2	–
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2CИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_H$	0,53 А
		ОТС I	$I_{2C.З.}$	$0,8 \cdot I_H$	3,66 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{CИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,90 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,05 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_H$	5,61 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,079	0,99 Ом
			Z_{CM1}	$0,2 \cdot Z_1$	0,20 Ом
		2 ступень	Z_2	0,53	4,41 Ом
			Z_{CM2}	$0,2 \cdot Z_2$	0,88 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p CИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	1,01 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	1,05 А
		Отсечка	$I_p ОТС.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	2,13 А
Защита TE	$I \gg TE$	ТО	$I_{ТО}$	$28,0 \cdot I_{ВН TE}$	32,29 А
	$I > TE$	МТЗ	$I_{МТЗ}$	$4,0 \cdot I_{ВН TE}$	4,15 А

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ Наименование	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1					+		
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1						+
			t_2				+		
t_3	+		+						
ДЗ	1 ступень	t_1				+			
		t_2	+	+	+				
	2 ступень	t_1						+	
		t_2				+			
		t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО					+		
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				
Защита ТЕ	$I \gg TE$	ТО		+	+				
	$I > TE$	МТЗ		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Оценка экономических показателей

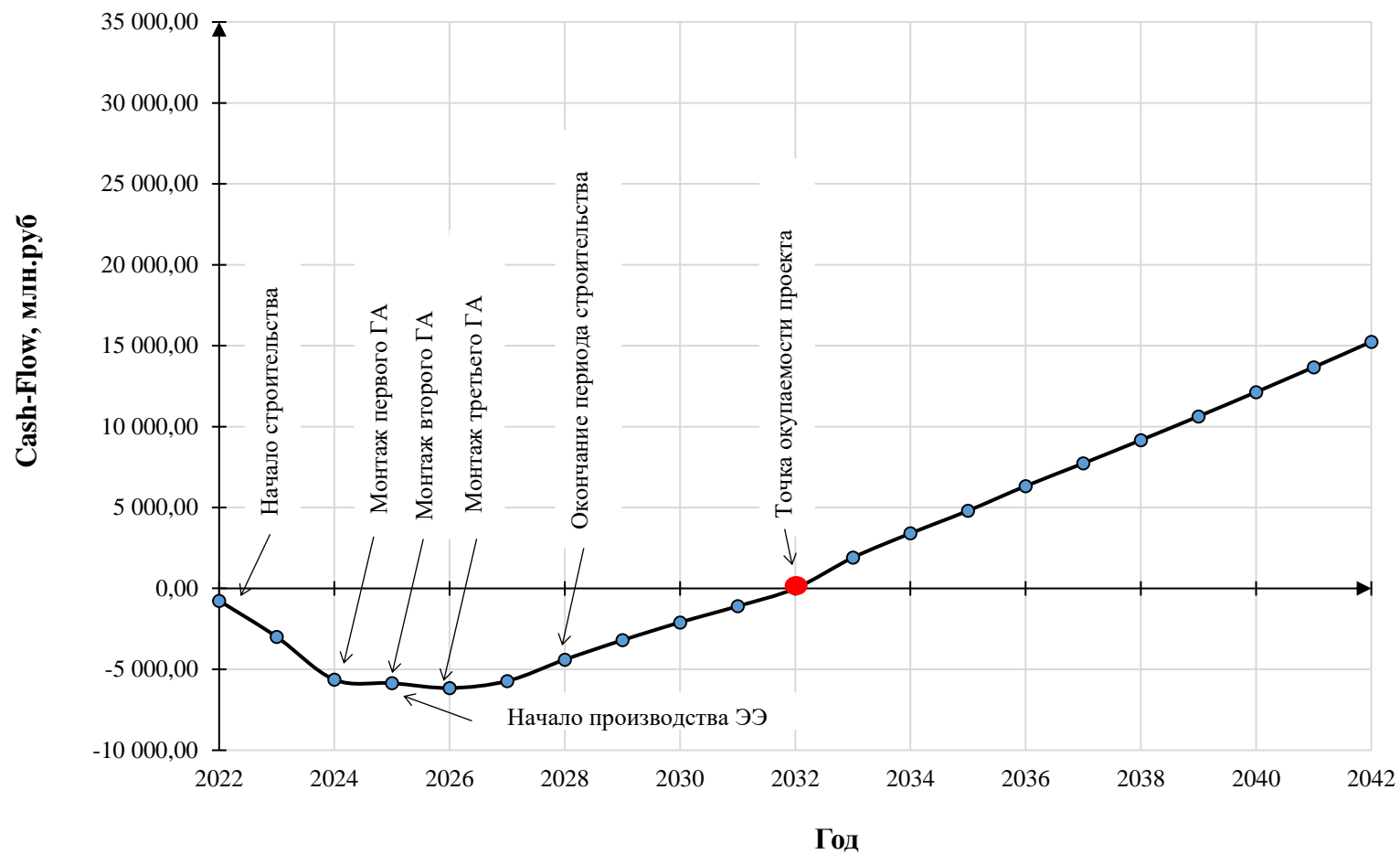


Рисунок Д.1 – Изменение денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Карта уставок ГМЗ

Таблица Е.1 – Карта уставок гидромеханических защит гидроагрегатов Аушигерской ГЭС

<i>1. Технологические защиты</i>								
№ п/п	Наименование защиты		Контрольный прибор	Датчик	Уставка		Воздействие	Примечание
					предупредительная сигнализация	аварийная сигнализация		
1	2		3	4	5	6	7	8
1	Защита от понижения уровня масла в ванне	ВГП, НГП	ТАиУВО	BTL0170A	260 мм	240 мм	Аварийный останов агрегата от СТОП– 2	
		ПП			480 мм	460 мм		
	Защита от понижения уровня масла в ТП				100 мм	50		
3	Защита от превышения температуры сегментов ПП, ВГП, НГП		ТАиУВО	ТКП– 160С ТСП	55 °С	65°С	Аварийный останов агрегата от СТОП– 2	
	4	Защита от превышения температуры масла ПП, ВГП, НГП			45 °С	55°С	Аварийный останов агрегата от СТОП– 2	
5	Защита от превышения температуры сегментов ТП	60 °С			70°С	Аварийный останов агрегата от СТОП– 2		
6	Защита от превышения температуры масла ТП	60 °С			70 °С	Аварийный останов агрегата от СТОП– 2		
7	Защита от превышения температуры железа статора	75 °С			85 °С	Сигнал		

Продолжение приложения Е

Продолжение таблицы Е.1

8	Защита от превышения температуры меди статора			75 °С	85 °С	Сигнал	
9	Низкий расход охлаждающей воды через уплотнение вала	ТАиУВО	TURCK FCS–GL1/2A4P–LIX– H1141	2 м³/ч	1.4 м³/ч	Аварийный останов агрегата от СТОП– 2	
10	Защита при срезе пальцев лопаток Н.А.	ТАиУВО		–	срабатывание датчика	Аварийный останов агрегата от СТОП– 2	
11	Защита от разгона I ступ.	МПРЧВ, ТАиУВО		–	115%	Аварийный останов агрегата от СТОП– 2	
12	Защита от разгона II ступ.			–	140%	Аварийный останов агрегата от СТОП– 2	
13	Защита от понижения давления в аккумуляторе МНУ	Шкаф МНУ		–	30,4 бар	Аварийный останов агрегата от ГМЗ	При срабатывании датчика
14	Защита от понижения уровня масла МНУ			–	24 %	Аварийный останов агрегата от ГМЗ	При срабатывании датчика
2. Управление агрегатом							
2.1. Пуск и останов агрегата							
2.1.1.	Контроль длительности пуска и останова	ТАиУВО		5 мин.	5 мин.	Сигнал	
2.1.2.	Реле завершения останова			20 сек	–	Отбой схемы останова	
2.1.3.	Защита при угонных оборотах			0,2 сек	–	Аварийный останов агрегата от СТОП– 2	
2.1.4.	Отказ регулятора			0,2 сек	–	Аварийный останов агрегата от СТОП– 3	

Продолжение приложения Е

Продолжение таблицы Е.1

2.1.5.	Контроль оборотов		0%	–	Завершение останова		
			<15%	–	Торможение агрегата		
			>95%	–	Разрешение на вкл. возбужд.		
2.2. Маслонапорная установка (МНУ)							
2.2.1.	Автоматика насосов МНУ	Шкаф МНУ и ТАиУВО	36,3 бар	–	Включение основного насоса	–	
			34,3 бар	–	Включение резервного насоса	–	
			39,3 бар	–	Отключение основного насоса	–	
			38,8 бар		Отключение резервного насоса		
2.2.2.	Защита, действующая на останов		30,4 бар	–	Срабатывание КАЗ, закрытие Н.А., Д/З, откл. ВГ, АГП, торможение	–	
2.2.3.	Сигнализация по давлению в котле МНУ		41,2 бар	–	Высокое давление в котле МНУ	–	
			33,4 бар	–	Низкое давление в котле МНУ	–	
2.2.4.	Сигнализация по уровню в котле МНУ		37%	–	Высокий уровень	–	
			27,4%	–	Низкий уровень	–	
2.3. Дисковый затвор (Д/З)							
2.3.1.	Разность давления воды до и после Д/З	ТАиУОВ		5 кгс/см ²	–	Открытие Д/З	
2.3.2.	Зависание Д/З			2,5 мин.	–	Аварийное закрытие Д/З	

Продолжение приложения Е

Продолжение таблицы Е.1:

2.3.3.	Контроль положения байпаса			20 сек.	–	Сигнал	
2.4. ТВС							
2.4.1.	Контроль давления в напорном коллекторе ТВС	ТАиУОВ	TURCK FCS–GL1/2A4P–LIX–H1141	3 кгс/см ²	–	–	–
2.4.	Контроль расхода воды через маслоохладители ПП, ВГП и НГП			3 м ³ /ч (ПП) 4 м ³ /ч (ВГП) 4 м ³ /ч (НГП)	–	Открытие Н.А. (при пуске), сигнал	–
2.4.3.	Контроль расхода воды через уплотнение вала			–	–	–	–
2.4.4.	Контроль давления воды в уплотнении вала			0,8 – 1 кгс/см ²	–	Сигнал	–
2.4.5.	Контроль расхода воды через маслоохладитель Т.П.			–	–	Сигнал	–
3. Компрессорная							
3.1. Компрессор низкого давления (КНД)							
3.1.1.	Автоматика компрессора	PIS 3	ДМ 2005 (ЭКМ)	6,5 кгс/см ²	–	Вкл. основной компрессор	–
		PIS 4		6 кгс/см ²	–	Вкл. резервный компрессор	–
		PIS 3 PIS 4		8 кгс/см ²	–	Откл. основной и резервный компрессор	–
3.1.2.	Управление перепускным клапаном	PIS 1	ДМ 2005 (ЭКМ)	1,4 кгс/см ²	–	Вкл. клапана	–
				0,6 кгс/см ²	–	Откл. клапана	–
3.1.3.	Сигнализация	PIS 5	ДМ 2005 (ЭКМ)	5,5 кгс/см ²	–	Аварийно низкое давление	–

Продолжение приложения Е

Окончание таблицы Е.1

		PIS 6		8,5 кгс/см ²	–	Аварийно высокое давление	–
3.2. Компрессор высокого давления (КВД)							
3.2.1.	Автоматика компрессора	BF	DMP 333	38 кгс/см ²	–	Вкл. основной компрессор	–
				37 кгс/см ²	–	Вкл. резервный компрессор	–
				40 кгс/см ²	–	Откл. основной и резервный компрессор	–
3.2.2.	Сигнализация	PIS 9	ДМ 2005 (ЭКМ)	36 кгс/см ²	–	Аварийно низкое давление	–
		PIS 8		41 кгс/см ²	–	Аварийно высокое давление	–
4. Дифференциальная защита напорного трубопровода							
4.1.1	Разность расходов в верхнем и нижнем створе	ИВК– 546	УРСВ– 544ц	3 м ³ /с	–	Сигнал	–
		ИВК– 546	УРСВ– 544ц	3 м ³ /с		Сброс затворов БСР	

Продолжение приложения Е

Таблица Е.2 – уставки виброконтроля

№ п/п	Наименование узла	Параметры виброконтроля							
		Абсолютная вибрация				Относительная вибрация (бой вала)			
		правый берег, мкм (2А)		верхний бьеф, мкм (2А)		правый берег, мкм (2А)		верхний бьеф, мкм (2А)	
		сигнал	останов	сигнал	останов	сигнал	останов	сигнал	останов
1	Подпятник	-----	-----	80	120	-----	-----	-----	-----
2	ВГП	80	120	80	120	450	500	450	500
3	НГП	80	120	80	120	450	500	450	500
4	Корпус ТП	80	120	80	120	430	500	430	500
5	Крышка турбины	80	120	80	120	-----	-----	-----	-----
6	Статор	30 (100Гц)	50(100Гц)	30 (100Гц)	50 (100Гц)	-----	-----	-----	-----

Окончание приложения Е

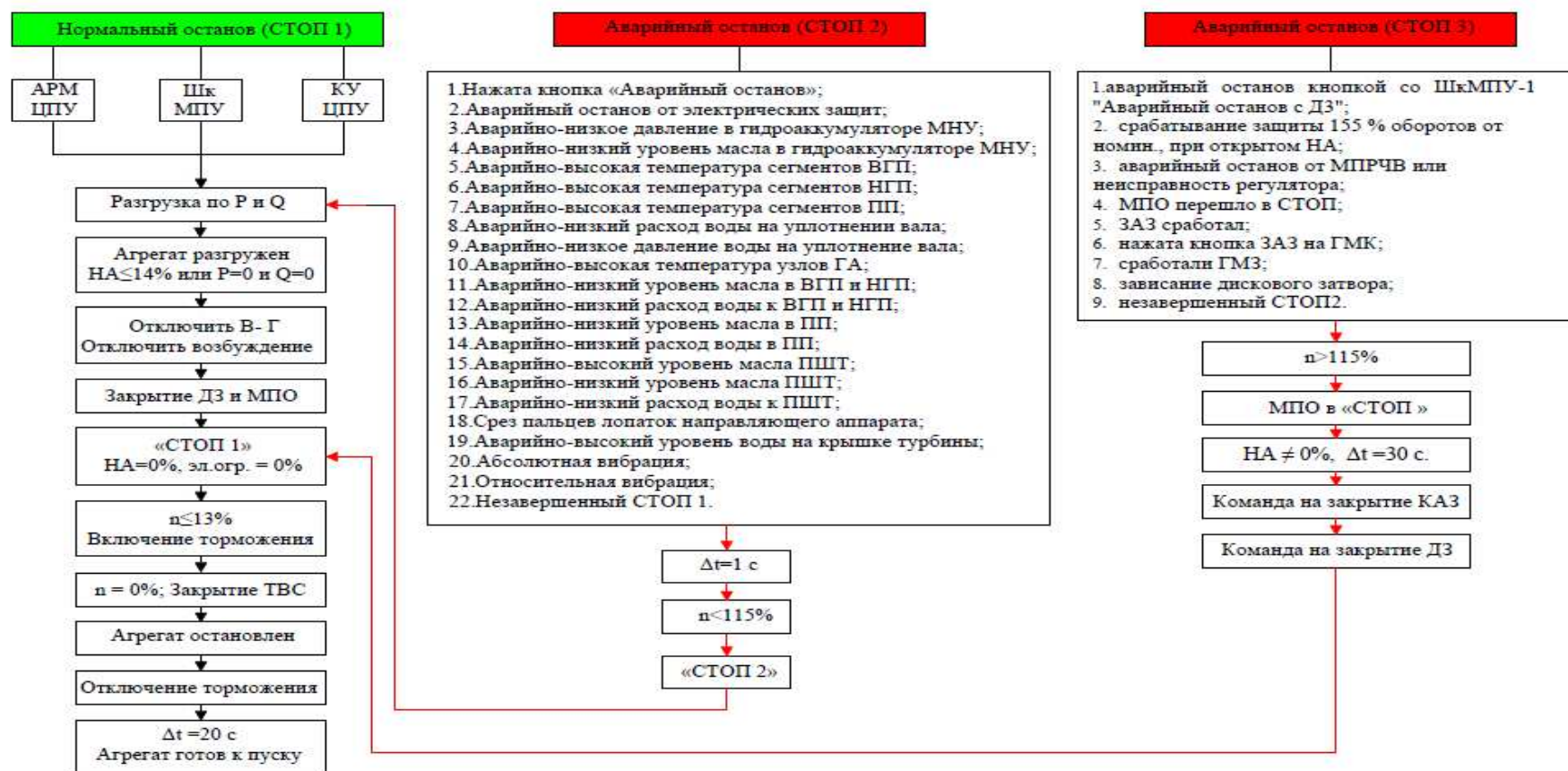




Рисунок Е.1 – Алгоритм действия гидромеханических защит

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
Заведующий кафедрой

подпись А.А. Ачитаев
« 15 »  2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехник

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАЛАДЖИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЛАБА. ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТА – ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Руководитель	 подпись, дата	доцент кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ должность, ученая степень	<u>В.И.Татарников</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>А.Р.Мокаев</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Каладжинской ГЭС на реке Лаба. Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия, нормы и требования»

Консультанты по
разделам:

Консультант Руководителя БР

14.04.22 А.Т. Ахмедов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

14.04.22 Р.В. Краснов
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

14.04.22 Р.В. Краснов
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

14.04.22 А.Т. Ахмедов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

21.04.22 М.С. Верижский
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

14.04.22 О.В. Захарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

21.04.22 М.С. Верижский
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

21.04.22 В.А. Кадошников
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

20.04.22 В.В. Лапалова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

16.04.22 Е.П. Симонович
подпись, дата инициалы, фамилия