

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 инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехник

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГОРНОЗАВОДСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
ЧУСОВАЯ. СХЕМЫ МАСЛОХОЗЯЙСТВА ГЭС. ПРИМЕНЕНИЕ
ИМПОРТНЫХ МАСЕЛ.**

Руководитель	_____	Доцент кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ	<u>В.И. Татарников</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>И.М. Рафейчик</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Горнозаводской ГЭС на реке Чусовая. Системы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел.»

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 ГОРНОЗАВОДСКОЙ 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 Геологические данные	12
1.4 Сейсмологические данные	12
1.5 Энерго–экономическая характеристика региона.....	12
2 Водно–энергетические расчёты и выбор установленной мощности	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов	13
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	14
2.1.3 Выбор расчётного средневодного года	15
2.1.4 Выбор расчётного маловодного года.....	15
2.2 Определение установленной мощности на основе водно–энергетических расчётов.....	16
2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса	16
2.2.2 Баланс энергий	17
2.2.3 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году... ..	19
2.2.4 Баланс мощности	19
2.2.5 Определение установленной мощности Горнозаводской ГЭС.....	21
2.2.6 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднесуточной выработки.....	21
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	23
3.1.1 Построение режимного поля Горнозаводской ГЭС по напору и расходу.	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ..	25
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы	28
3.3 Выбор серийного гидрогенератора	30
3.4 Выбор вспомогательного оборудования	31
4 Электрическая часть	32
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	32
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	33
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	33
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком... ..	34

4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком	35
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд (СН).....	37
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения, марки проводов воздушных линий.....	37
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	38
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	39
4.6	Расчёт токов короткого замыкания (КЗ).....	40
4.6.1	Исходные данные для расчетов.....	40
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin	41
4.6.3	Результаты расчёта токов КЗ	43
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов	44
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении	44
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	44
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	45
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов.....	46
4.9	Выбор вспомогательного электрооборудования	46
5	Релейная защита и автоматика.....	47
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	47
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор	48
5.3	Расчёт номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора	49
5.4	Описание защит и расчёт их уставок	51
5.4.1	Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > TB$), ($I >> TB$)	51
5.4.2	Продольная дифференциальная защита	54
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_O)).....	58
5.4.3	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	61
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	62
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1)	67
5.4.6	Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$).....	70
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	73
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	75
5.6	Таблица уставок и матрица отключений	76
6	Компоновка сооружения и гидроузла	77
6.1	Назначение класса ГТС	77
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	77
6.2.1	Определение отметки гребня грунтовой и бетонной плотин.....	77
6.2.2	Гидравлические расчёты	79

6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта	80
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива	81
6.2.2.3	Проверка пропуска поверочного расчётного расхода.....	82
6.2.2.4	Построение профиля водосливной грани	83
6.2.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	85
6.2.2.6	Расчет водобойной стенки.....	86
6.2.3	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы.....	87
6.3	Конструирование плотины.....	88
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	88
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	88
6.3.3	Быки	89
6.3.4	Устой.....	89
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин.....	89
6.3.6	Галереи в теле плотины	90
6.4	Основные элементы плотины	90
6.4.1	Цементационная завеса.....	90
6.4.2	Дренажные устройства в основании	91
6.5	Конструктивные элементы нижнего бьефа	91
6.5.1	Водобой	91
6.5.2	Рисберма.....	91
6.6	Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины.....	91
6.6.1	Определение основных нагрузок на плотину	92
6.6.1.1	Вес сооружения и затворов	92
6.6.1.2	Сила гидростатического давления воды	92
6.6.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	93
6.6.1.4	Сила фильтрационного давления	94
6.6.1.5	Давление грунта	94
6.6.1.6	Волновое давление.....	95
6.6.2	Оценка прочности плотины	96
6.6.3	Критерии прочности плотины и её основания.....	98
6.6.3	Обоснование устойчивости плотины	98
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Горнозаводского ГУ. Противопожарная безопасность и охрана труда	100
7.1	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Горнозаводского гидроузла	100
7.1.2	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	102
7.1.3	Водоохранная зона	102
7.1.4	Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции	103
7.1.5	Отходы, образующиеся при строительстве	104
7.1.6	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	105
7.2	Безопасность гидротехнических сооружений.....	105
7.3	Охрана труда.....	107

7.4 Пожарная безопасность	109
8 Технико–экономическое обоснование	112
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	112
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	112
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	112
8.1.3 Налоговые расходы.....	115
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	116
8.3 Анализ денежных потоков	117
8.4 Оценка инвестиционного проекта.....	118
8.4.1 Методология, исходные данные.....	118
8.4.2 Коммерческая эффективность	119
8.4.3 Бюджетная эффективность	120
8.5 Анализ чувствительности.....	120
9.Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел.....	123
9.1 Общие сведения о маслохозяйстве и типах масла	123
9.2 Схемы маслохозяйства	124
9.3 Виды масел, применяемых на ГЭС	126
9.3.1 Турбинное масло	126
9.3.2 Трансформаторное масло	127
9.3.3 Компрессорное масло	128
9.3.4 Индустриальное масло.....	128
9.3.5 Трансмиссионное масло	129
9.3.6 Гидравлическое масло	129
9.4 Применение импортных масел	130
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	132
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	134
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водноэнергетические расчёты.....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ В Таблица уставок и матрицы отключений защит	147
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Технико–экономическое обоснование	149

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ГОРНОЗАВОДСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Чусовая;
2. Наименование ГЭС.....Горнозаводская;
3. Местонахождение ГЭС..... Пермский край;
4. Тип проектируемой установки..... ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний..... 203 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 1,0%..... 1014 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%..... 1177 м³/с;
 - г) минимальный..... 100 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... годичный;
 - б) Отметка НПУ..... 165,00 м;
 - в) Отметка ФПУ..... 166,70 м;
 - г) Отметка УМО..... 159,67 м;
 - д) объем водохранилища полный..... 6,402 м³;
 - е) объем водохранилища полезный..... 4,692 м³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 34,08 м;
 - б) расчётный..... 27,05 м;
 - в) минимальный..... 24,75 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность..... 118 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии..... 460 млн. кВт·ч;
9. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая грунтовая плотина..... 140,10 м;
 - б) левобережная глухая бетонная плотина..... 20,00 м;
 - в) станционная часть..... 75,50 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролётов..... 3x7 м;
 - б) общая длина..... 21 м;
 - в) максимальная высота..... 34,83 м;
 - 10.2 Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения..... 3, круглое;
 - б) размеры сечения..... D = 3,0 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания..... русловой;
 - б) число агрегатов..... 3 шт;
 - в) грунт основания..... известняк;
 - г) тип спиральной камеры..... бетонная;

- д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;
12. Основное оборудование:
- а) тип турбин..... ПЛ40а-В-500;
- б) тип генератора..... СВ-808/130-44;
- в) номинальная активная мощность генератора..... 40 МВт;
- г) частота вращения..... 136,4 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТДН-63000/110-У1;
13. Техничко-экономические показатели:
- а) срок окупаемости..... 120 месяцев;
- б) себестоимость электроэнергии..... 0,34 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения..... 61889,8 руб/кВт;

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанция (ГЭС) – основной объект гидроэлектроэнергетики. Она представляет собой неразрывную систему гидротехнических сооружений и оборудования приобретения электрической энергии. Занимая особенно значимое место в современных энергетических системах, они исполняют ведущую роль по регулированию параметров систем в нестационарных режимах, а также покрывают особенно неравномерную часть графиков нагрузки.

На территории Российской Федерации сосредоточено около 9% мировых запасов гидроресурсов. В настоящее время на территории России функционируют 15 ГЭС мощностью свыше 1000 МВт, 102 гидроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт и одна ГАЭС (Загорская гидроаккумулирующая электростанция). По установленной мощности гидроагрегатов (около 48 ГВт) и по выработке электроэнергии на гидроэлектростанциях (около 170 млрд кВт·ч/год) Россия занимает пятое место в мире. Вклад гидроэлектростанций в суммарное производство электроэнергии составляет около 16%.

При этом по экономическому потенциалу гидроэнергоресурсов Россия занимает второе место в мире (порядка 852 млрд кВт ч, после Китая), однако, по степени их освоения – 20 % – уступает практически всем развитым странам и многим развивающимся государствам.

Использование гидроэнергетических ресурсов имеет ряд преимуществ перед использованием других энергоресурсов:

Гидроэнергия – возобновляемый источник. Использование гидроэнергии позволяет сократить потребление углеводородного топлива для нужд электроэнергетики.

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС намного меньше, чем на тепловой станции, отсюда быстрая окупаемость капитальных вложений затраченных на строительство ГЭС.

Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а ядерным – сутки. По сопоставлению с турбоагрегатами, гидроагрегаты имеют больше высокий КПД.

На ГЭС гораздо меньше аварийность и износ оборудования, следовательно, они больше верны в эксплуатации.

Вероятность приобретения электроэнергии в крупных числах и низкой стоимости, стимулирует становление электроемких производств.

Современная склонность становления гидроэнергетики в мире подтверждает значимую роль применения непрерывно возобновляемого экологически чистого источника энергии – воды.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с использованием и закреплением теоретических познаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению определенных задач, обнаружить оптимальные проектные решения.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат района умеренно–континентальный. Среднегодовая температура воздуха колеблется около 0 градусов, среднемесячная температура января – минус 16 градусов, июля – плюс 17 градусов, заморозки отмечаются в мае и сентябре, а в восточной части района их вероятность велика и в июне. Самый засушливый месяц – Февраль с осадками 28 мм. Большая часть осадков здесь выпадает в Июле, в среднем 91 мм. Высота снежного покрова достигает 80 см. Продолжительность залегания снежного покрова 170 дней. Преобладающее направление ветра в течение всего года – южное. Продолжительность вегетационного периода 118 дней, сумма температур за этот период 1700. В течение года выпадает 500–700 мм осадков. 667 мм – среднегодовая норма осадков. Территория Чусовского района относится к таежной зоне.

Значения среднемесячных значений температур Пермского края представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Значения средней температуры Пермского края

T, мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
t, °C	-15,5	-13,8	-5,9	3	10	15,4	18	14,9	9,2	1,1	-6,9	-12

1.2 Гидрологические данные

Чусовая – река на Среднем Урале, левый приток Камы. Длина реки – 592 км. Ширина реки в среднем течении – 120–140 м. В низовьях (после города Чусового), после выхода из Уральских гор, река носит типично равнинный характер. Скорость течения замедляется, русло расширяется местами до 300 м: река неторопливо течёт в окружении заливных лугов, болот, лиственных и смешанных лесов, временами описывая широкие излучины. Бассейн реки находится в зоне умеренно континентального климата. Средняя высота бассейна 356 м. Ниже г. Чусового река имеет равнинный характер. Река течёт в долине с крутыми склонами высотой до 100 м. Ширина русла возрастает до 300 м. Скорость размыва вогнутых пойменных берегов достигает 5 м/год. В составе русловых отложений преобладают песчаные фракции.

Питание реки в основном снеговое (65–75% годового водного стока). На долю подземного питания приходится около 25–35%. Восточноевропейский тип водного режима с весенним половодьем и высокими летними паводками. За лето бывает 6–7 дождевых паводков, при этом уровень воды может подниматься до 4–5 м. Замерзает река в конце октября – в начале декабря. Возможно образование зажоров. Весенний ледоход в апреле – начале мая. В низовье реки нередко заторы с подъёмом уровня воды до 2,8 м. В июле – августе Чусовая

обычно сильно мелеет; уровень воды на перекатах в засушливые годы может не превышать 7–15 см.

Средняя мутность воды в низовье Чусовой 0,076 кг/м³; сток взвешенных наносов 0,53 млн. т/год. В верховье реки минерализация воды изменяется от 240–300 мг/л в меженный период до 50–90 мг/л в период половодья. К устью она увеличивается до 300–400 и 65–100 мг/л соответственно. Качество реки выше по течению города Чусовой соответствует классу 3 «А» (загрязнённая), а УКИЗВ (Удельный комбинаторный индекс загрязнённости воды) равен 2,76. Возле города Чусовой класс воды составляет 3 «Б» (очень загрязнённая), УКИЗВ равен 3,08. Данные были взяты за 2009 год.

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

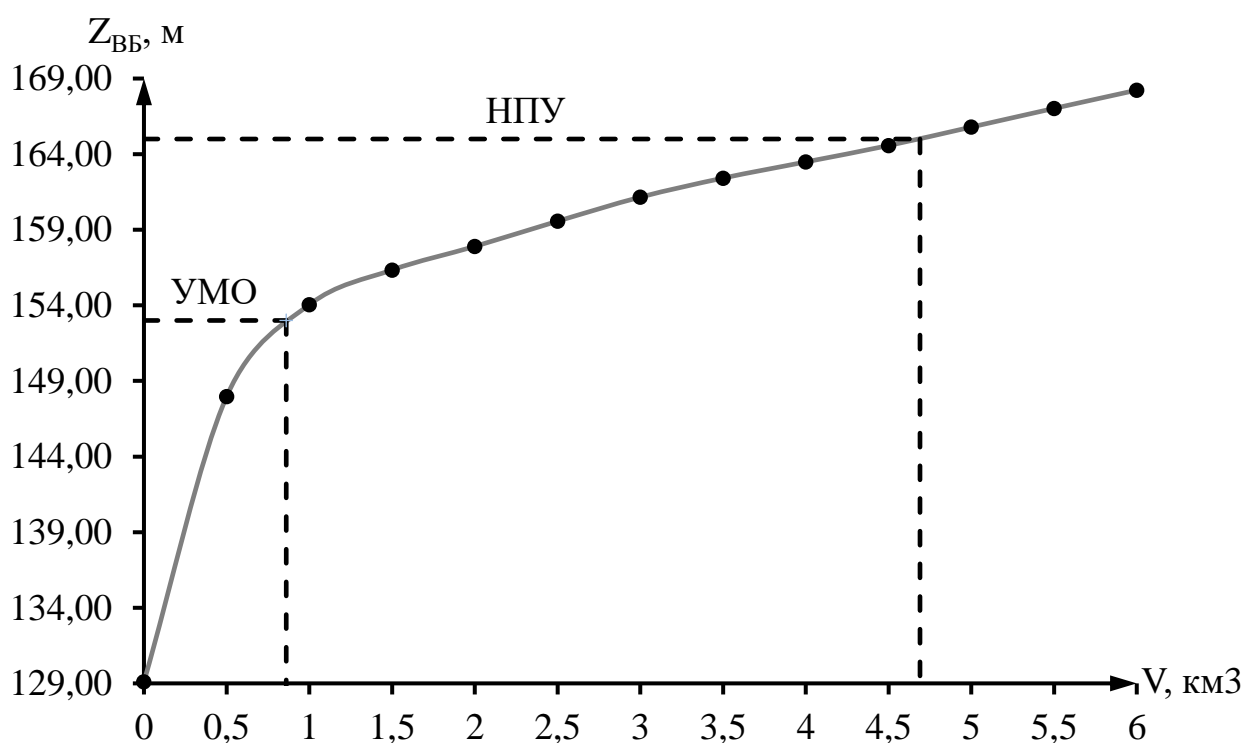


Рисунок 1.1 – График $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр})$

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

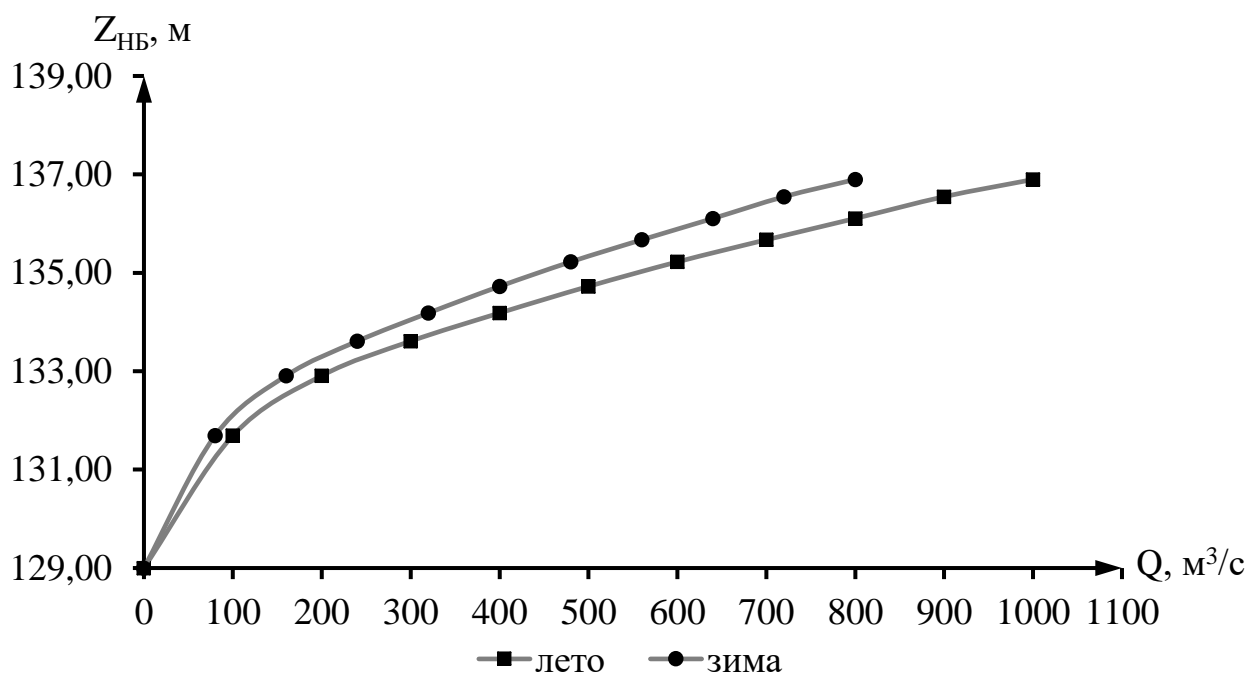


Рисунок 1.2 – График $Z_{НБ} = f(Q)$

1.3 Геологические данные

Дно реки покрыто галькой, помимо которой на дне часто встречается много булыжников. Чусовские скалы сложены пермскими и девонскими известняками. Реже встречаются скалы из доломита, ангидрита, сланца. На многих скалах видна слоистость, в некоторых местах эти слои сильно изогнутые. На скалах можно наблюдать бурые потеки окиси железа и желтовато–красные пятна накипных лишайников.

1.4 Сейсмологические данные

За последние 300 лет в пределах Среднего Урала и прилегающих частей Северного и Южного Урала было отмечено 43 ощутимых природных землетрясения. Из них лишь одно природное событие – Билимбаевское землетрясение 17 августа 1914 г. – имело в эпицентре силу 6 баллов по шкале MSK–64. Природа землетрясений оценивается преимущественно как тектоническая. В 1997 г. по результатам общего сейсмического районирования территории РФ Средний Урал и прилегающие к нему части Южного и Северного Урала были отнесены к районам, где при проектировании и строительстве инженерных сооружений необходимо учитывать сейсмичность.

1.5 Энерго–экономическая характеристика региона

Пермский край является энерго–избыточным регионом. По отчетным данным, выработка электроэнергии электростанциями Пермского края за 2021 год составила 25,31 млрд. кВт·ч, а электропотребление – 23,29 млрд. кВт·ч.

2 Водно–энергетические расчёты и выбор установленной мощности

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов

По исходному ряду, представленному в таблице 1.2 выбираем средние максимальные расходы. Затем вычисляем модульные коэффициенты К:

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

Рассчитываем коэффициент вариации C_v и коэффициент асимметрии C_s :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,14}{33}} = 0,255. \quad (2.2)$$

$$C_s = 2 \cdot C_v = 2 \cdot 0,255 = 0,509. \quad (2.3)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,255^2}}{\sqrt{2 \cdot 32}} \cdot 100\% = 13,66\%. \quad (2.4)$$

Данная ошибка незначительная для этого ряда.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

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

$$\delta_{cs} = \frac{\sqrt{\frac{6}{33}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,255^2+5 \cdot 0,255^4}}{0,509} \cdot 100\% = 99,41\%.$$

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

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

P%	Ф или φ	Ms	Ks	Q, м³/с
0,1	4,830	1,111	2,111	1324
1	2,680	0,616	1,616	1014

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчётных гидрографов уместно поделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении до这件но считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы огромнее либо 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 А, таблица А.1. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

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

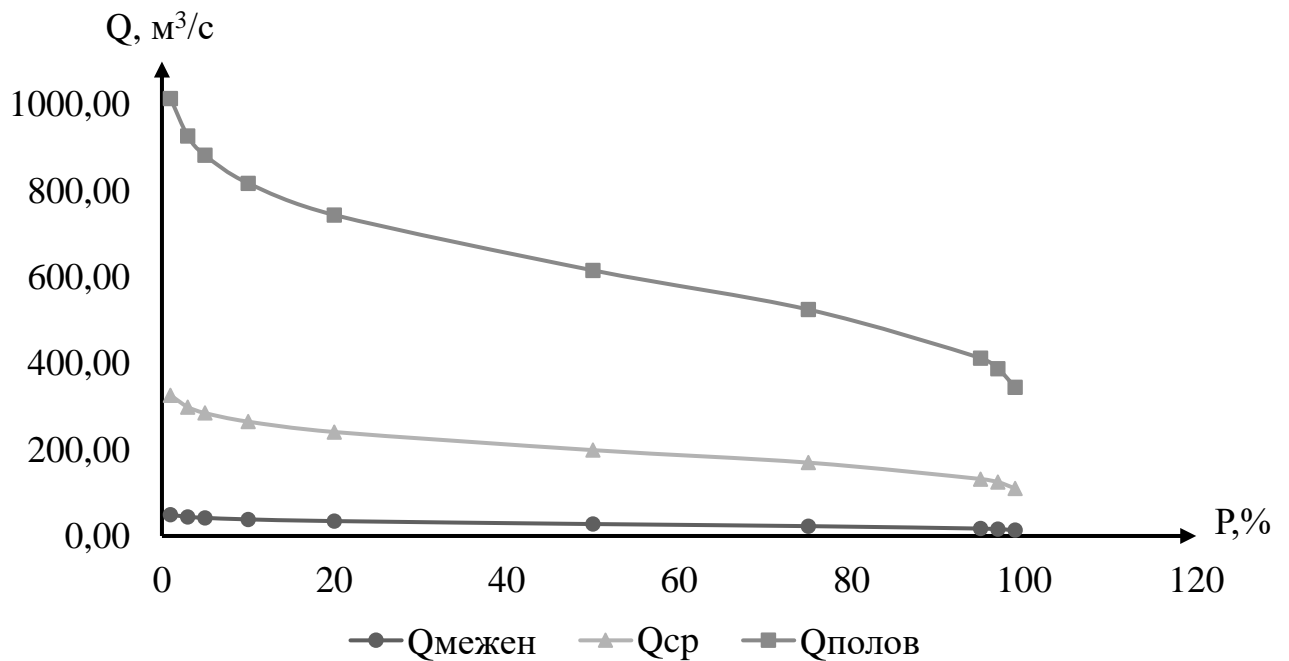


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчётного средневодного года

По значениям среднегодовых расходов 50–процентной обеспеченности соответствует 1956 г.

Базовое значение по половодью для 50–процентной обеспеченности равно 400 м³/с. Базовое значение по межени для 50–процентной обеспеченности равно 63 м³/с.

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых периодов:

$$K_M = \frac{Q_{M\text{базовое } 50\%}}{Q_{M1951}} = \frac{400}{403} = 0,99. \quad (2.7)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II\text{базовое } 50\%}}{Q_{II1951}} = \frac{63}{63} = 1,00. \quad (2.8)$$

Поскольку коэффициент межени повышающий, а коэффициент половодья понижающий, необходимо сделать приведение и корректировку, но необходимо следить, чтобы среднегодовое значение расхода не изменилось.

Расходы с корректировкой приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1956 (P = 50 %)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1956 год	30	26	25	219	558	705	287	244	105	93	90	74	205
с привед.	30	26	25	217	554	700	285	242	105	93	90	74	203
с коррект	31	28	26	217	552	698	284	242	110	98	90	82	205
доп коррект	26	28	32	317	602	528	334	212	115	100	88	76	205

2.1.4 Выбор расчётного маловодного года

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной 50–процентной обеспеченности: 1963 и 1981 гг. Интерполируем значение расхода для 90–процентной обеспеченности.

Базовое значение по половодью для 90–процентной обеспеченности равно 268 м³/с. Базовое значение по межени для 90–процентной обеспеченности равно 49 м³/с.

Вычисляем коэффициенты приведения для 1981 г.:

$$K_{II} = \frac{Q_{II90\%баз}}{Q_{II1981}} = \frac{268}{292} = 0,92. \quad (2.9)$$

$$K_M = \frac{Q_{M90\%баз}}{Q_{M1981}} = \frac{49}{44} = 1,15. \quad (2.10)$$

Аналогично вычисляем коэффициенты приведения для 1963 г.:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 90\% \text{ баз}}}{Q_{\Pi 1963}} = \frac{268}{269} = 0,99. \quad (2.11)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 90\% \text{ баз}}}{Q_{\text{М} 1963}} = \frac{49}{58} = 0,82. \quad (2.12)$$

Коэффициенты приведения ближе к единице для 1981 г.

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном маловодном году 1981 г. (P = 90 %)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1981	34	40	45	308	479	304	218	150	62	61	38	31	147
с привед.	39	45	51	284	441	280	201	138	71	70	43	36	142
с коррект	43	50	56	283	441	280	201	138	89	88	55	45	147
доп коррект	24	26	30	213	461	315	200	150	97	91	82	74	147

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

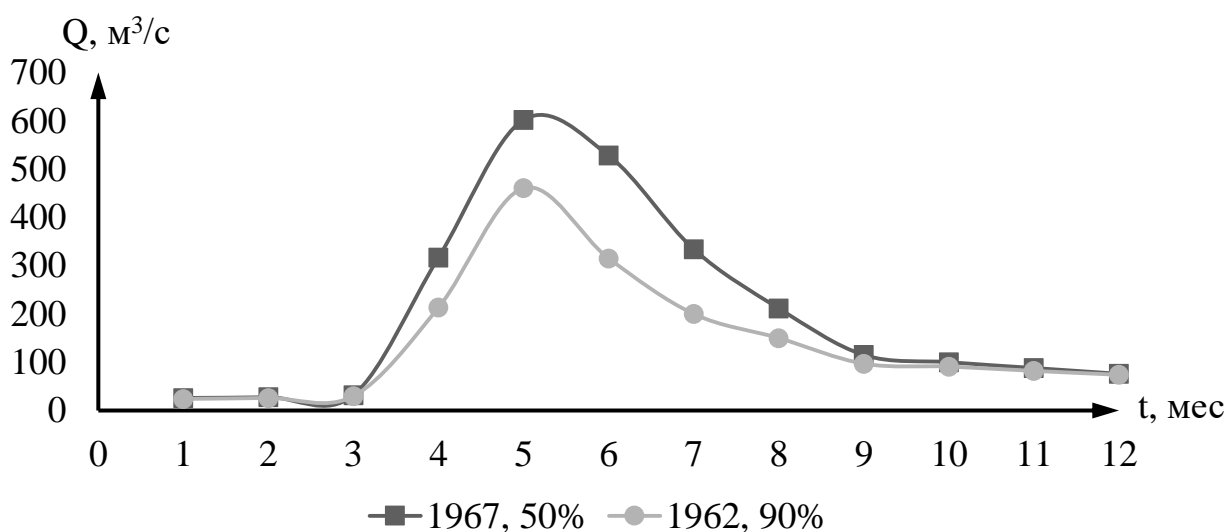


Рисунок 2.2 – Гидрографы среднеговодного и маловодного годов

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1962 г.) берем значения бытовых расходов.

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

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_M \cdot Q_{\text{быт}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.13)$$

где k_M – коэффициент мощности, учитывающий ускорение свободного падения $g = 9,81$ и КПД гидроагрегата η , $k_M = 8,6 \div 8,8$;
 $Q_{\text{пол}}$ – полезный расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.14)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летнему и зимнему полиномам 6 степени, используя полезные расходы м;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях (принимаются за 1% от полного напора), $\Delta h = 0,3$ м.

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

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

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

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

Результаты расчётов представленный в приложении А таблицах А2, А3.

2.2.2 Баланс энергий

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

С пика графика среднемесячных мощностей откладываются вниз среднемесячные мощности существующих ГЭС. Этим построением определяется, какую часть графика покрывают существующие ГЭС.

Ниже линии существующих станций, накладывая друг на друга, строим два режима работы, проектируемой ГЭС: по бытовой мощности и по требованиям ВХК.

Данные для построения баланса энергии сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет мощности существующих ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мест. нагрузка, МВт	594	562	509	446	392	361	361	392	446	509	562	594
Быт. мощности, МВт	7	8	9	58	120	84	55	42	27	26	23	21
Мощ. ВХК, МВт	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Сущ. ГЭС, МВт	20	19	18	15	14	13	13	14	15	18	19	20

Баланс энергий представлен на рисунке 2.3.

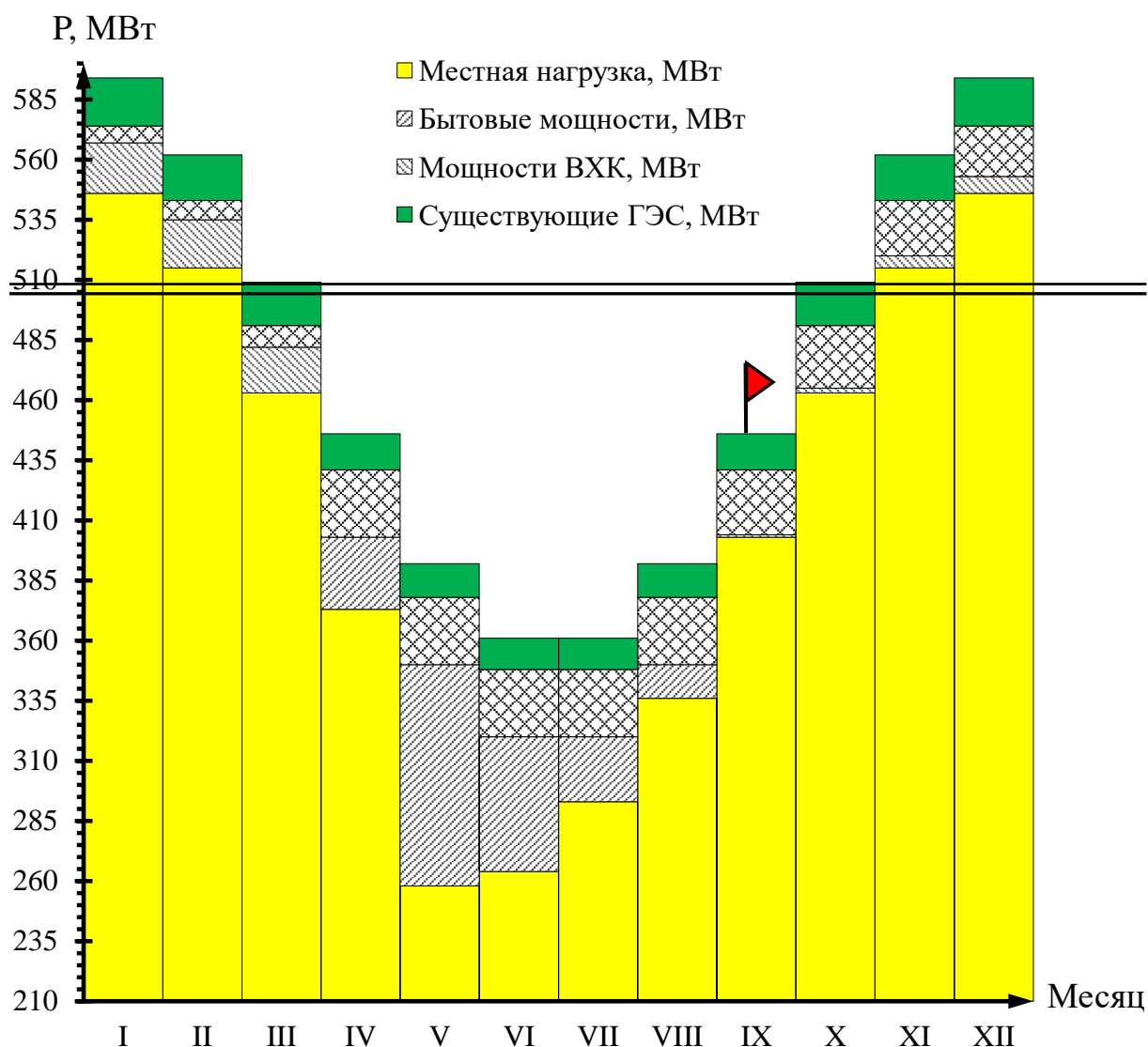


Рисунок 2.3 – Баланс энергий:

▴ обозначен месяц начала сработки водохранилища

В первом приближение была определена координата линии гарантированной мощности равная 499 МВт.

Значения гарантированных мощностей определяются как разность координаты линии «гарантированной мощности» и координаты линии,

существующих ГЭС. Гарантированная мощность для января, декабря равна 75 МВт, а для февраля и ноября равна 52 МВт.

2.2.3 Водно–энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

Начало сработки водохранилища – XI месяц.

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

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{\text{гар}} = 70$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 159,67 м;
- полезный объем – $V_{\text{полезн}} = 4,69$ км³.

Гарантированная мощность каждого месяца представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Гарантированная мощность

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$	70	47	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	47	70

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:

$$N_{\text{нагр}} \approx 3\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,03 \cdot 715 = 21 \text{ МВт.} \quad (2.16)$$

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

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

$$N_{\text{авар.}} \approx 10\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,10 \cdot 715 = 72 \text{ МВт.} \quad (2.17)$$

Аварийный резерв распределяется между существующими ГЭС.

Ремонтный резерв. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не всецело применяется в энергосистеме, т. е. когда на ГЭС имеется свободная мощность позже окончания половодья, но до начала сработки водохранилища. Основательный ремонт оборудования ТЭС дозволено планировать также один раз в 6 лет с длительностью 60–120 дней. Поместить ремонтный запас ТЭС дозволено в летние месяцы, в провал нагрузки энергосистемы.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{январь}}}{6} = \frac{103}{6} = 17 \text{ МВт.} \quad (2.18)$$

Для существующих ТЭС и ГЭС, ремонтная площадь рассчитывается аналогично.

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

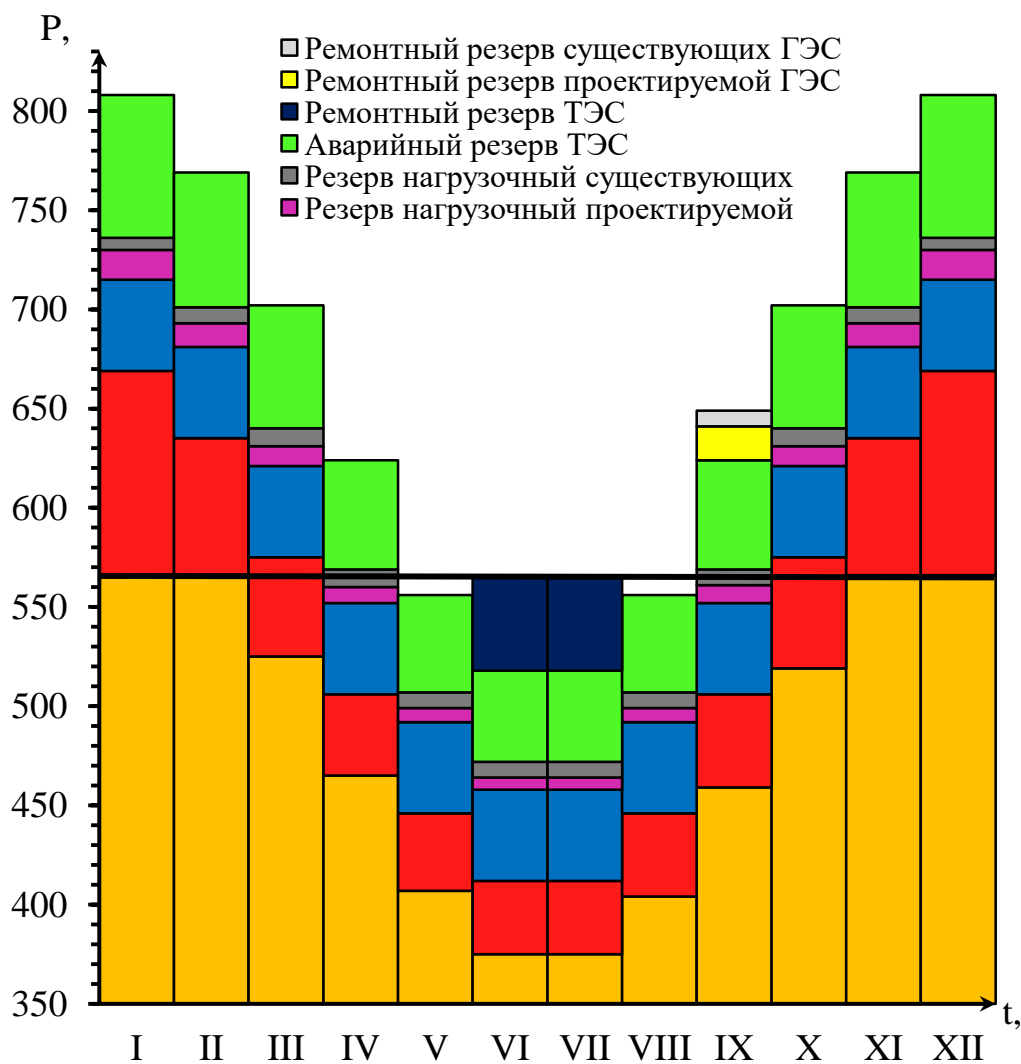


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

2.2.5 Определение установленной мощности Горнозаводской ГЭС

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

$$N_{\text{уст.}} = N_{\text{раб}}^{\text{выг}} + N_{\text{рез}} = 103 + 15 = 118 \text{ МВт}, \quad (2.19)$$

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

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

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{рем}} + N_{\text{авар}} + N_{\text{нагр}} = 0 + 0 + 15 = 15 \text{ МВт}, \quad (2.20)$$

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

$N_{\text{авар}}$ – аварийный резерв;

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

2.2.6 Водно–энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднегодовой выработки

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

Рассмотрим два режима наполнения водохранилища: по отметкам и по мощностям в период наполнения в маловодном году – результаты которых представлены в таблицах А.6 и А.7 приложения А соответственно.

Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по мощностям в период сработки и наполнения в маловодном году ($\text{Э} = 459,64 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$).

По данным расчетам построим графики сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном годах по мощностям представленный на рисунке 2.5.

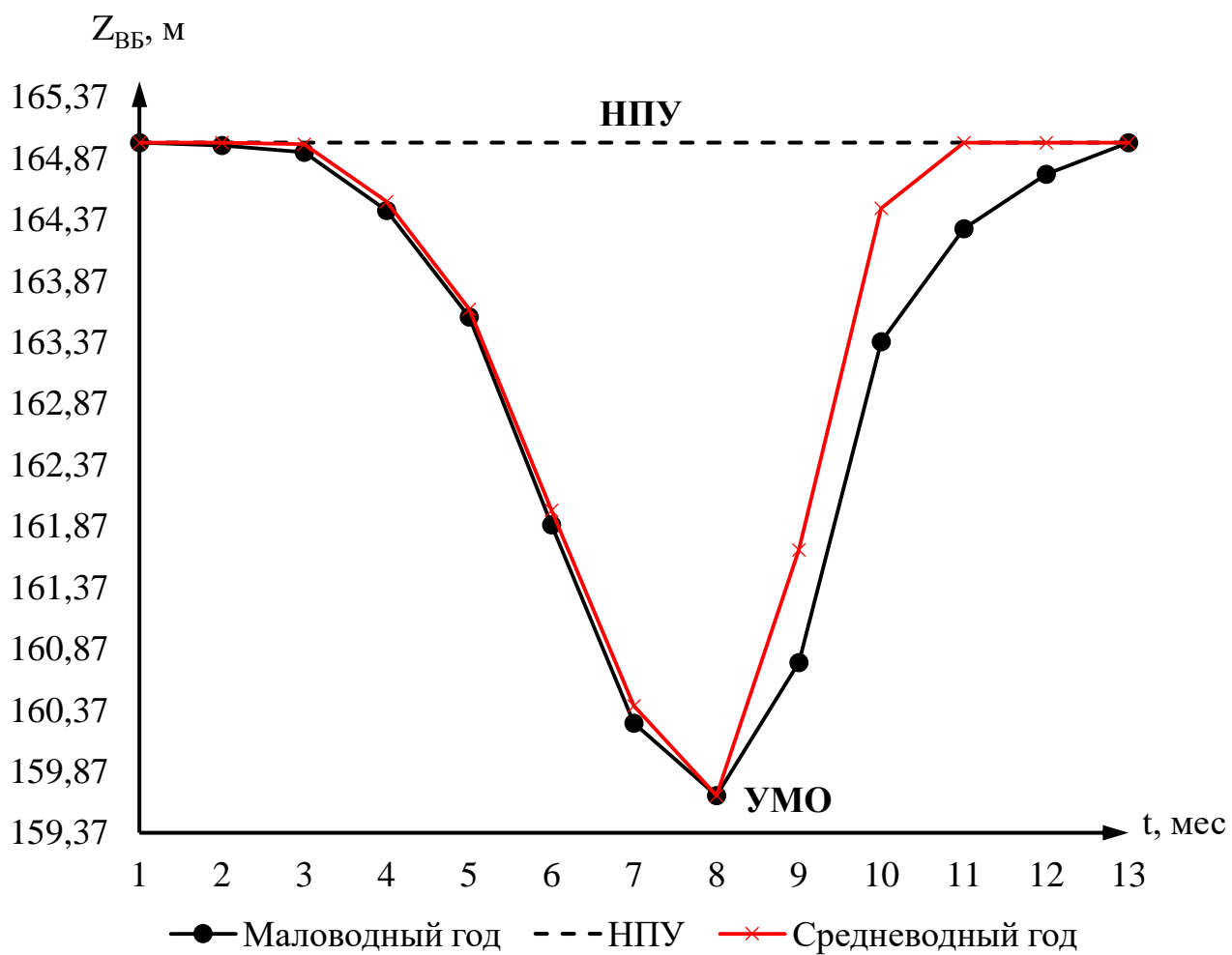


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища в условиях малой и средней водности.

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля Горнозаводской 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 для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной Нуст		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{НБ} , м ³ /с	Z _{ЗИМА} , м	Z _{ЛЕТО} , м	Н _{НПУ} , м	Н _{УМО} , м	Н _{РАСЧ} , м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
0	129,00	129,00	35,70	30,37	33,43	27,05	507	24,75	485
50	130,93	130,62	34,08	28,75	31,50	27,22	504	24,87	486
100	132,08	131,69	33,01	27,68	30,35	27,39	501	24,99	487
150	132,80	132,41	32,29	26,96	29,63	27,55	498	25,11	489
200	133,29	132,91	31,79	26,46	29,14	27,72	495	25,24	490
250	133,68	133,29	31,41	26,08	28,75	27,89	492	25,36	491
300	134,04	133,61	31,09	25,76	28,39	28,06	489	25,48	492
350	134,39	133,90	30,80	25,47	28,04	28,23	486	25,60	493
400	134,72	134,18	30,52	25,19	27,71	28,39	483	25,72	494
450	135,04	134,46	30,24	24,91	27,39	28,56	480	25,84	496
500	135,34	134,72	29,98	24,65	27,09	28,73	478	25,96	497
550	135,62	134,98	29,72	24,39	26,81	28,90	475	26,08	498
600	135,89	135,22	29,48	24,15	26,54	29,07	472	26,20	499
650	136,16	135,45	29,25	23,92	26,27	29,23	469	26,32	500
700	136,44	135,67	29,03	23,70	25,99	29,40	467	26,45	501
750	136,70	135,89	28,81	23,48	25,73	29,57	464	26,57	502
800	136,90	136,10	28,60	23,27	25,53	29,74	461	26,69	504
850	136,90	136,33	28,37	23,04	25,53	29,91	459	26,81	505
900	136,49	136,55	28,15	22,82	25,94	30,07	456	26,93	506
950	135,35	136,75	27,95	22,62	27,08	30,24	454	27,05	507

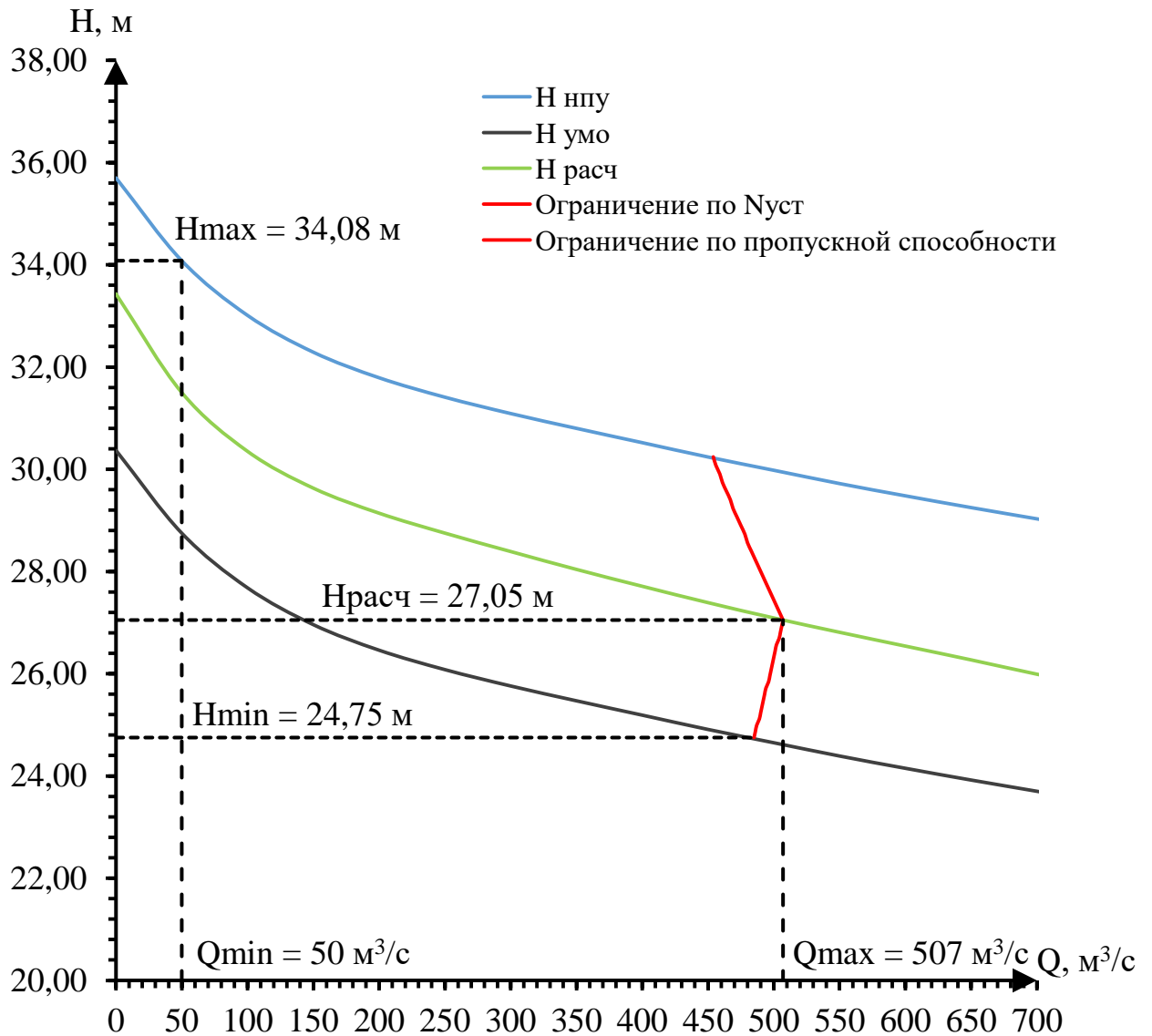


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 34,08$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по расходу санитарного пуска;
- расчётный напор $H_{расч} = 27,05$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{min} = 24,75$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС;
- минимальный и максимальный расходы равны 50 и 507 м³/с соответственно.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотно–лопастная ПЛ40а–В;
- поворотно–лопастная ПЛ40б–В.

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

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{24,75}{40} = 0,62. \quad (3.1)$$

Допустимое отношение для ПЛ40а–В и ПЛ40б–В $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,5$.

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

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин.

Параметр		ПЛ40а–В	ПЛ40б–В
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	$H_{пред}$, м	40	40
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,50	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{opt} , об/мин	125	123
Оптимальный приведенный расход	Q'_{opt} , л/с	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{I max}$, л/с	1800	1700
Приведенный диаметр рабочего колеса (РК)	D'_1 , м	0,65	0,65
Напор модельной турбины	$H_{мод}$, м	0,460	0,460
Температура воды при испытании	$t_{мод}$, °С	4	4

На главной универсальной характеристике турбины намечаем расчётные точки P_1 , предварительно проведя линию n'_{opt} через оптимум КПД ($Q'_{I(P1)} = 1,575$ для ПЛ40а–В, $Q'_{I(P1)} = 1,566$ для ПЛ40б–В).

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2. Задаемся рядом стандартных значений диаметров $D1$ и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры (3.2–3.11):

– Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_n \cdot \eta_r, \quad (3.2)$$

где $Q'_{\text{Iр}}$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_n – КПД натурной турбины;

η_r – КПД генератора.

– КПД натурной турбины:

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

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;

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

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

– Количество агрегатов:

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

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

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

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

Потребуется округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z'_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ($N'_{\text{агр}}$). С помощью формулы 3.5:

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}}, \quad (3.5)$$

– Поправка КПД:

$$m = \frac{\eta_H}{\eta_M}, \quad (3.6)$$

где η_H – КПД натурной турбины;
 η_M – КПД модельной турбины;

– Частота вращения турбины

$$n'_{\text{синх}} = \frac{n'_{I p} \sqrt{m \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где $n'_{I p}$ – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;
 m – поправка на КПД;
 H_p – расчётный напор натурной турбины;
 D_1 – диаметр натурной турбины;

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда [1]

– Приведенные частоты вращения:

$$n'_{I \max} = \frac{n'_c D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\min}}}; \quad (3.8)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n'_c D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{расч}}}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{I \text{ mix}} = \frac{n'_c D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\max}}}. \quad (3.10)$$

– Произведения приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.11)$$

где $N'_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;
 D_1 – диаметр натурной турбины;
 H_p – расчётный напор натурной турбины;
 η_G – КПД генератора;

– Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_{\max} \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.12)$$

где $N'_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;
 D_1 – диаметр натурной турбины;
 H_{max} – максимальный напор натурной турбины;
 $\eta_{\text{г}}$ – КПД генератора;

На главной универсальной характеристике проводим линии n'_{Imax} , $n'_{\text{Iр}}$, n'_{Imin} . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии $n'_{\text{р}}$ подбираем такое сочетание, чтобы выполнялось равенство (3.11).

Левая часть уравнений 1.9 и 1.10, определена подбором такого положения точек на линиях $n'_{\text{Iрасч}}$ и n'_{Imax} соответственно. Положение точек подобрано таким образом, чтобы произведение $Q'_{\text{р}} \cdot \eta_{\text{т}}$ обеспечивало выполнение указанного равенства.

Расчеты ПЛ40а–В и ПЛ40б–В нескольких диаметров представлены в приложении Б таблицах Б.1 и Б.2 соответственно.

Проанализировав вышеперечисленные параметры представленных турбин, для дальнейшего расчёта были выбраны диаметры 450, 500, 600, 630 для ПЛ40а–В и 400, 450 для ПЛ40б–В соответственно. Параметры турбин ПЛ40а–В и ПЛ40б–В представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Сравнительная таблица

Параметры	ПЛ40а–В				ПЛ40б–В	
	2		3		3	4
Кол-во агр.	2		3		3	4
D1	6	6,3	4,5	5	4,5	4
Hs(2)	-1,93	-0,44	-4,90	-1,39	-3,82	-3,01
p	52	56	40	44	36	40
Na	59	59	39,3	39,3	29,5	39,3
nc	115,4	107,1	150	136,4	166,7	150
η'	0,911	0,9125	0,906	0,9126	0,9	0,9015

Сравним представленные варианты и выберем наилучший.

Гидротурбина ПЛ40а–В–500 с числом ГА $Z = 3$ является наиболее целесообразным выбором, т.к. имеет:

- больший КПД в рабочей точке и точке оптимума;
- оптимальную зону работы турбины;
- наименьшую высоту отсасывания.

Зона работы для ПЛ40а–В–500 представлена в приложении Б рисунок Б.1.

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

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

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.13)$$

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:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H, \quad (3.14)$$

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;

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

При H_{max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{132,05}{900} - 1,1 \cdot 0,19 \cdot 34,08 = 1,88 \text{ м.}$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{132,46}{900} - 1,1 \cdot 0,36 \cdot 27,05 = -1,39 \text{ м.}$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{132,32}{900} - 1,1 \cdot 0,35 \cdot 24,75 = -0,31 \text{ м.}$$

Расчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

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

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

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

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

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

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

Для турбины ПЛ40а–В–500:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 132,32 + (-0,31) = 132,01 \text{ м.}$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 132,46 + (-1,39) = 131,07 \text{ м.}$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 132,05 + (1,88) = 133,93 \text{ м.}$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{PK} = 131,07 \text{ м.}$

3.3 Выбор серийного гидрогенератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения. Был выбран генератор СВ–808/130–44 в “Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций”: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат, 1990. 208с. [Приложение 2]

Номинальные данные выбранного гидрогенератора представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ–808/130–44

Параметры	Значения
$S_{ном}$, МВА	47
$P_{ном}$, МВт	40
$\cos \varphi$	0,85
$U_{ном}$, кВ	10,5
$n_{ном}$, об/мин	136,4
КПД, %	97,7
Масса общая, т	470
Масса ротора, т	195
Исполнение	Подвесное

3.4 Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме определили тип маслonaпорной установки для напора 34,08 м и $D1 = 5$ м:

МНУ 4/1–40–4–2,

где 4 – объем гидроаккумулятора;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;

4 – вместительность сливного бака в м³;

2 – количество насосов.

Для поворотно – лопастной турбины выбран электрогидравлический регулятор с комбинатором:

ЭГРК–2И1–150–4,

где ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;

2И1 – на интегральных микросхемах;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4–го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов использование получили одиночные блоки, в которых всякому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к всеобщему трёхфазному трансформатору либо группе из однофазных трансформаторов. На генераторном напряжении для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Для Горнозаводской ГЭС с числом аппаратов, равному 3, для максимальной безопасности передачи электроэнергии разглядим вариант – схему с одиночными блоками.

Выбор напряжения распределительного устройства обусловлен наличием в непосредственной близости (20 км) подстанции ПС – Чусовая 110 кВ.

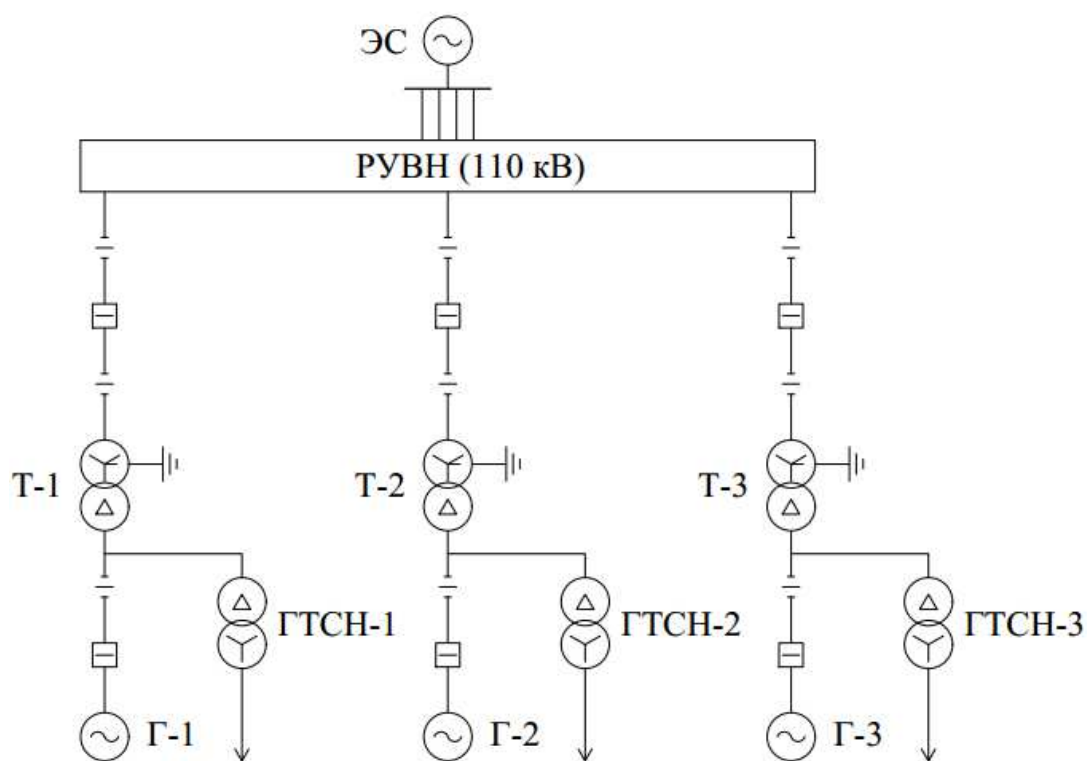


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

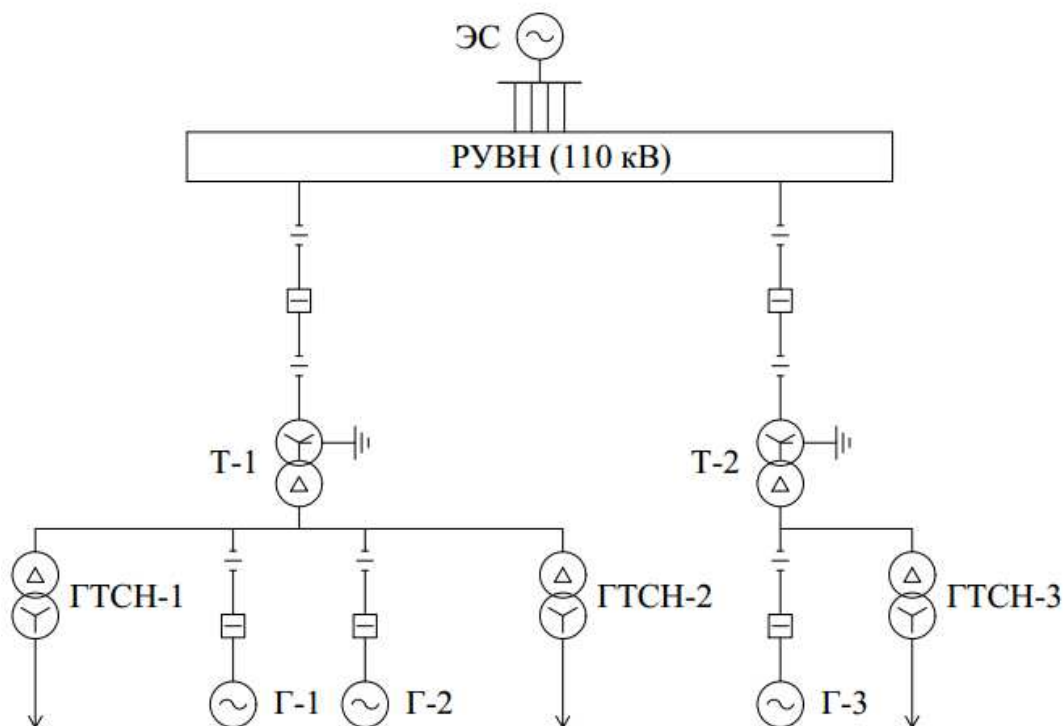


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

Для рассмотрения принимаются 2 схемы, представленные на рисунках 4.1–4.2: с одиночными представленная и укрупненными блоками.

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

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По проведенным ранее расчетам выбирается синхронный генератор СВ 808/130–44. Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные ГГ СВ–808/130–44

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	47
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	40
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	136,4
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Индуктивные сопротивления	x''_d	о.е.	0,17
	x'_d	о.е.	0,24
	x_d	о.е.	0,92

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч.т.}} = \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{40 - (0,01 \cdot 118)}{0,85} = 45,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

По каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбирается силовой трансформатор ТРДН–63000/110.

- Т – трехфазный;
- Р – расщепленная обмотка;
- Д – естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха;
- Н – регулирование напряжения под нагрузкой;
- 63000 – номинальная мощность трансформатора, кВА;
- 110 – значение высшего напряжения, кВ.

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДН–63000/110

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	63
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	110
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	10,5
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	245
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{х}}$	кВт	50
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,5

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{пл} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,05 \cdot 8729 = 436 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч.т.}}{S_{т.ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,245}{1} \cdot \left(\frac{45,7}{63} \right)^2 \cdot 2405 = 310 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где β_1 – тарифная ставка в режиме холостого хода;
 β_2 – тарифная ставка в режиме короткого замыкания;

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 436 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 310 = 5,41 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.7)$$

Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$И_{(3)} = И \cdot 3 = 5,41 \cdot 3 = 16,23 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.8)$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком

Схема с объединённым блоком состоит из одного укрупнённого блока и одного одиночного блока. Таким образом, производится расчет для укрупнённого блока.

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

$$S_{расч.т.} = 2 \cdot \frac{P_{ном.ген.} - P_{с.н.ГЭС}}{\cos \varphi_{ген}} = 2 \cdot \frac{40 - (0,01 \cdot 118)}{0,85} = 91,4 \text{ МВ} \cdot \text{А,} \quad (4.9)$$

где $P_{с.н.ГЭС}$ – активная нагрузка собственных нужд ГЭС, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦН–125000/110–У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦН–125000/110–У1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	125
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	115
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	11
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	400
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{х}}$	кВт	105
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,55

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760; \quad (4.10)$$

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}; \quad (4.11)$$

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,105 \cdot 8729 = 917 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.12)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,4}{1} \cdot \left(\frac{91,4}{125}\right)^2 \cdot 2405 = 515 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.13)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для укрупнённого блока:

$$И^y = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 917 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 515 = 10,13 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.14)$$

Величина издержек для схемы с объединённым блоком:

$$I_{(2)} = I^y + I = 10,13 + 5,41 = 15,54 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.15)$$

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд (СН)

Для рассматриваемых схем выбираем идентичные трансформаторы собственных нужд, потому что число и мощность трансформаторов идентична в обеих схемах.

Согласно действующей нормативной документации трансформатор собственных нужд ГЭС, выбирается с таким значением номинальной мощности, дабы он сумел обеспечить электропотребление каждой станции при отказе других ГТСН. Данное требование обуславливается надёжностью станции.

В распределительных сетях СН и выпрямительные трансформаторы рекомендуется использовать с сухой изоляцией, а также должно предусматриваться не менее 2-х самостоятельных источников питания.

$$S_{СН}^{ст} = P_{уст} \cdot \frac{0,01}{\cos\varphi} = 118 \cdot \frac{0,01}{0,85} = 1388 \text{ кВА.} \quad (4.16)$$

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд. По подходящей мощности выбирается трансформатор ТСЗУ-1600/10-80УХЛ4

Параметры трансформатора ТСЗУ-1600/10-80УХЛ4 представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры трансформатора ТСЗУ-1600/10-80УХЛ4

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{НОМ}$, МВА	1,6
Высшее напряжение	$U_{выс}$, кВ	10,5
Низшее напряжение	$U_{низ}$, кВ	0,4
Потери активной мощности	ΔP , кВт	17
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP_x , кВт	3,4
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	0,7
Напряжение короткого замыкания	ΔU_k , %	5,5

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

Суммарная мощность, выдаваемая на распределительное устройство:

$$S_{выд} = \frac{\Sigma P_{Г} - S_{с.н.}}{\cos\varphi} = \frac{118 - 1,18}{0,85} = 137 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.17)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 110 кВ $P_{нат} = 30$ МВт. Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_c = 0,85$.

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{P_{нат} \cdot k_{п} / \cos \varphi_c} + 1 = \frac{137}{30 \cdot 1,4 / 0,85} + 1 = 4. \quad (4.18)$$

Принимается 4-х цепная ВЛ 110 кВ.

Рабочий ток линии:

$$I_{раб} = \frac{S_{выд}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{137000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 178,9 \text{ А}. \quad (4.19)$$

Расчетный ток линии:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 178,9 = 187,8 \text{ А}, \quad (4.20)$$

где α_T – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;
 α_i – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки.

Послеаварийный ток:

$$I_{п.ав.} = \frac{S_{выд}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{137000}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 238,6 \text{ А}. \quad (4.21)$$

Принимается провод марки АС 70/11. Каталожные данные представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС 70/11

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Удельное активное сопротивление	$r_{уд}$	Ом/км	0,422
Удельное реактивное сопротивление	$x_{уд}$	Ом/км	0,444
Предельно допустимый ток	$I_{доп}$	А	265

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Для того чтобы выбрать схему из вариантов, необходимо произвести технико-экономическое обоснование. Из двух вариантов выбирается такой, у которого приведенные затраты будут меньше.

1) Для первого варианта при количестве присоединении $n=4$ принимаем схему РУ одиночного блока.

Капиталовложения:

$$K = (K + n) \cdot K_{\text{СН}} \cdot i + K_{\text{Т}} \cdot i + K_{\text{ОРУ}} = (7 + 6) \cdot 1196000 \cdot 13 + 42600000 \cdot 3 + 6300000 = 225248000 \text{ руб}, \quad (4.22)$$

где n – количество служебных присоединений;

K – количество основных присоединений;

i – число силовых трансформаторов и ТСН;

$K_{\text{Т}}$ – стоимость силового трансформатора;

$K_{\text{СН}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{ОРУ}}$ – стоимость ОРУ.

2) Для второго варианта принимаем схему РУ укрупненного блока.

Капиталовложения:

$$K = (K + n) \cdot K_{\text{СН}} \cdot i + K_{\text{Т}} \cdot i + K_{\text{ОРУ}} = (6 + 6) \cdot 1196000 \cdot 10 + 66000000 \cdot 1 + 42600000 \cdot 1 + 6300000 = 196160000 \text{ руб}. \quad (4.23)$$

Наиболее экономичным из вариантов электрических установок требует наименьшего числа полных приведенных затрат:

$$Z = E \cdot K + U; \quad (4.24)$$

Для первого варианта:

$$Z = 0,15 \cdot 225248000 + 19500 = 33806700 \text{ руб}.$$

Для второго варианта:

$$Z = 0,15 \cdot 196160000 + 18439 = 29442439 \text{ руб}.$$

Найдем разницу приведенных затрат между вариантами:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = 12,9 \%. \quad (4.25)$$

Принимаем вариант с одиночным блоком, т.к. этот вариант реален, в отличие от укрупненного блока, в целях выдачи мощности.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Согласно СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007–29.240.30.010–2008 – «Схема 13 (две рабочие системы шин) и схема 13Н с двумя рабочими и обходной системами сборных шин используется на напряжении 110...220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к безопасности питания

всей ВЛ и при отсутствии вероятности отключения всех присоединений сегменты (системы шин) на время ревизии и ремонта этой сегменты сборных шин.» Для данной проектируемой станции, исходя из числа присоединений (7) и требований к надёжности, манёвренности и экономичности, была выбрана схема №110–13 (две рабочие системы шин). Выбранная схема представлена на рисунке 4.3.

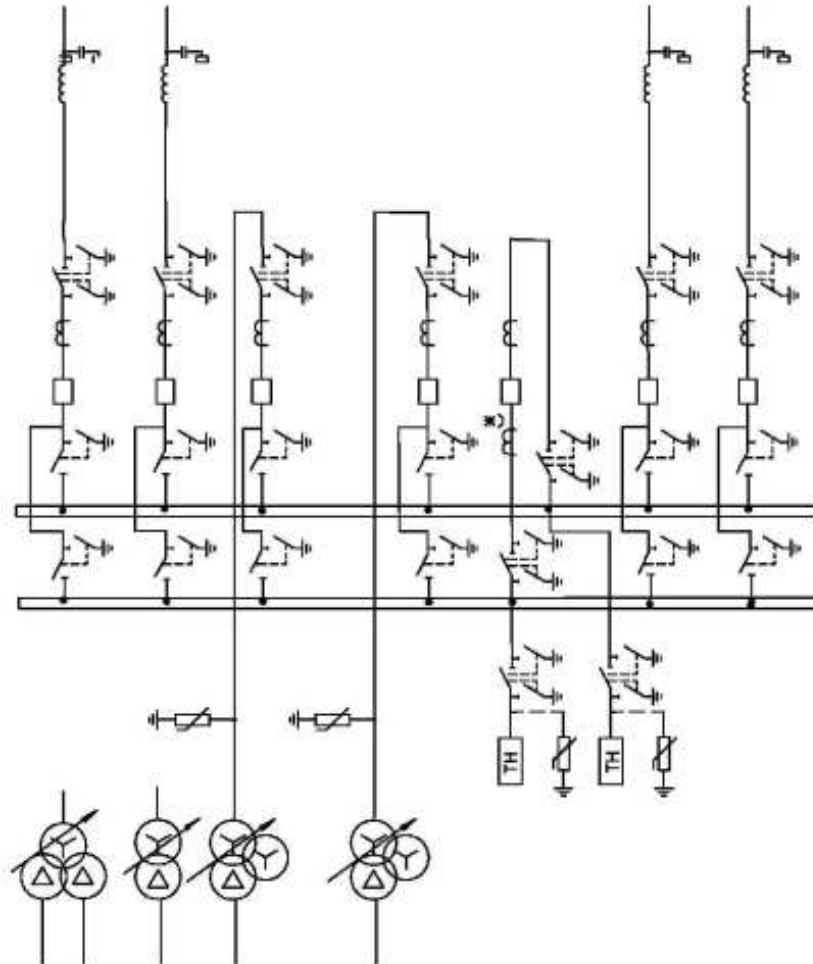


Рисунок 4.3 – Схема РУВН №110–13

4.6 Расчёт токов короткого замыкания (КЗ)

4.6.1 Исходные данные для расчетов

Изначально необходимо вычислить сопротивления и ЭДС, необходимые для расчётов:

1) Силовой трансформатор

$$X_T = \frac{U_{k,\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 22,1 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

$$K_T = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 0,09. \quad (4.27)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,245 \cdot 115^2}{63^2} = 0,816 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

где U_6 – это среднее номинальное напряжение, выбирается из стандартного ряда, в зависимости от номинального напряжения.

2) Гидрогенератор

$$x_T = x_d'' \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,17 * \frac{10,5^2}{47} = 0,39 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

$$r_T = \frac{x_T}{\omega T_{aT}} = \frac{0,39}{314 * 0,2} = 0,006 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

где $\omega = 314 \text{ рад/с}$

T_{aT} принимаем равной 0,2 с.

E'' принимаем равной 1,13 о.е.

$$E_T = E'' \cdot U_{НОМ} = 1,13 * 10,5 = 11,87 \text{ кВ.} \quad (4.31)$$

3) Линия

$$r_L = r_0 \cdot l = 0,422 * 20 = 8,44 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$x_L = x_0 \cdot l = 0,444 * 20 = 8,88 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

4) Система

$S_{кз}$ для линии 110 кВ принимаем 100 МВА

$$x_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{кз}} = \frac{115^2}{100} = 132,3 \text{ Ом.} \quad (4.34)$$

$$r_C = \frac{x_C}{(\omega T_{aC})} = \frac{132,3}{314 * 0,02} = 21,1 \text{ Ом.} \quad (4.35)$$

где T_{aC} принимаем равной 0,02 с.

E_6 принимаем равной 1 о.е.

$$E_C = E_6 \cdot U_6 = 1 * 115 = 115 \text{ кВ.} \quad (4.36)$$

4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

На рисунке 4.4 представлены начальные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены начальные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены

начальные данные по генераторам. Все начальные данные из таблиц программы «RastrWin», нужные для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		11				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		11				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		11				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Трансформатор 1		11				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Трансформатор 2		11				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Трансформатор 3		11				
7	<input type="checkbox"/>			y	7	ОРУ		115				
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Сеть		115				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>	<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	0,82	22,04					0,090
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Трансформатор 2 - ОРУ	0,82	22,04					0,090
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Трансформатор 3 - ОРУ	0,82	22,04					0,090
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Сеть	8,44	8,88					
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Сеть	8,44	8,88					
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Сеть	8,44	8,88					
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Сеть	8,44	8,88					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1		1	Генератор 1	1	0,006	0,399	0,006	0,399	0,006	0,399	11,865
2		2	Генератор 2	2	0,006	0,399	0,006	0,399	0,006	0,399	11,865
3		3	Генератор 3	3	0,006	0,399	0,006	0,399	0,006	0,399	11,865
4		4	Система	8	21,059	132,250	21,059	132,250	21,059	132,250	115,000

I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
7,340	-89,100	7,355	-89,082	2,481	-89,068	17,176	-89,088	-4,869	-89,248	-4,865	-88,957
-0,030	88,407	0,044	-87,885	2,481	-89,068	2,555	-89,077	2,442	-88,773	2,446	-89,353
-0,030	88,407	0,044	-87,885	2,481	-89,068	2,555	-89,077	2,442	-88,773	2,446	-89,353
0,483	-80,227	0,001	-80,208	0,001	-80,933	0,484	-80,228	-0,482	-20,226	0,482	39,772

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

4.6.3 Результаты расчёта токов КЗ

Рисунок 4.7 – Результаты расчета трехфазного КЗ на выводах генератора

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	Зф	1					17,3881	-89,54

Рисунок 4.7 – Результаты расчета трехфазного КЗ на выводах генератора

Рисунок 4.8 – Результаты расчета трехфазного КЗ на РУ ВН 110 кВ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	Зф	7					10,5281	-87,59

Рисунок 4.8 – Результаты расчета трехфазного КЗ на РУ ВН 110 кВ

Рисунок 4.9 – Результаты расчета однофазного КЗ на РУ ВН 110 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					5,2177	-87,61			5,2177	-87,61			5,2177	-87,61

Рисунок 4.9 – Результаты расчета однофазного КЗ на РУ ВН 110 кВ

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Тип КЗ	Номер узла	Iп, кА	iy, кА
3 ф	1	17,388	48,664
3 ф	6	10,528	23,971
1 ф	6	15,654	35,642

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов

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

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

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г.НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{47}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,714 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{Тр-ра} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{47}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,95} = 0,248 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{137}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,18 \text{ кА.} \quad (4.39)$$

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

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{137}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,24 \text{ кА.} \quad (4.40)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.с};$$

$$I_{НОМ} \geq I_{раб,мах};$$

$$B_{к,норм} \geq B_{к,расч}.$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10/40000 УЗ

и разъединитель РВРЗ–10/4000 МУЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблицах 4.7–4.8.

Таблица 4.7 – Таблица по выбору генераторного выключателя ВГГ–10/4000 УЗ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}}$	$I_{\text{ном}} = 2714 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{пр.скв}} = 17,388 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 66,95 \text{ кА}$
i_{y}	$i_{\text{y}} = 48,664 \text{ кА}$	$I_{\text{y}} = 161 \text{ кА}$
Вк.расч, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = 24,187 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.8 – Параметры и проверка разъединителя РВРЗ–10/4000 МУЗ

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб.мах}} = 2714 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 17,388 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 48,664 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = 24,187 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Для генераторного напряжения 10,5 кВ выбирается трансформатор тока ТШЛК–10–УЗ. Производитель ООО «Завод электротехнического оборудования». Проверка трансформатора тока ТШЛК–10–УЗ представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛК–10–УЗ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{г}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{г.раб.мах}} = 2,714 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3 \text{ кА}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ–10–УХЛ1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ–10–УХЛ1 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения ЗНОЛ–10–УХЛ1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{г}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$

Для РУ ВН 110 кВ также выбираются трансформаторы тока и напряжений.

Выбран трансформатор тока ТФЗМ–110Б–1–У1. Производитель ПО «ЗапорожТрансформатор». Проверка трансформатора тока ТФЗМ–110Б представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Проверка трансформатора тока ТФЗМ–110Б–1–У1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утяж}} = 234 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ–110–У1. Производитель ОАО «Завод электротехнического оборудования». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ–110–У1 представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Выбор и проверка трансформатора напряжения ЗНОГ–110–У1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов

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

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ–1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии.

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ–1	0,5	55
Синхронизатор	АС–М	0,5	20
		$\Sigma = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$	

4.9 Выбор вспомогательного электрооборудования

Согласно ПУЭ, трансформаторы со всех сторон должны защищаться ограничителями перенапряжений. В цепи напряжения 110 кВ выбран ОПН–П1–110/73/10/550/УХЛ1, производитель ЗАО «ЗЭТО». В цепи генераторного напряжения 10,5 кВ выбран ОПН–П1–10/10,5/10/2/УХЛ1, производитель ЗАО «ЗЭТО».

Выбираем дизельную генераторную установку (ДГУ), исходя из обеспечения работы системы пожаротушения, собственных нужд агрегата, общестанционных нужд станции, приводов затворов и других ответственных потребителей. Принимаем один АД1300–Т400 Vaudouin мощностью 1300 кВт, производитель «Завод электростанций РЕСУРС».

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений типичных режимов устройствами релейной охраны, механическими выключателями либо предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования. Разглядим охраны 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

Параметры		Значения
Мощность номинальная	полная, МВА	47
	активная, МВт	40
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности $\cos\varphi_{\Gamma}$		0,85
Частота вращения, об/мин		136,4
Номинальный ток статора, А		2584
Индуктивное сопротивление, о.е.	синхронное x_d , о.е.	0,92
	переходное x_d' , о.е.	0,24
	сверхпереходное x_d'' , о.е.	0,17
Система возбуждения	самовозбуждение	
Кратность форсировки	2,5	
Ток ротора, А	1030	
Напряжение ротора, В	165	

Таблица 5.2 – Номинальные данные блочного трансформатора ТДН 63000/110

Параметры	Значения
Полная мощность номинальная, МВА	63
Номинальное напряжение, кВ	115/10,5
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Мощность короткого замыкания, кВт	245
Мощность холостого хода, кВт	50
Ток холостого хода, %	0,5

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Параметры	Значения
Мощность номинальная, кВА	1600
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания, %	7,5
Мощность короткого замыкания, кВт	15
Мощность холостого хода, кВт	3

5.2 Перечень защит блока генератор–трансформатор

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

1) На генераторе СВ–808/130–44:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Контроль исправности цепей напряжения (КИН);
- Контроль наличия тока генератора.

2) На силовом трансформаторе блока ТДН 63000/110–У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Газовая защита;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ–110)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

- Защита от перегрева трансформатора.
- 3) На трансформаторе собственных нужд ТСЗ–1600/10–УЗ:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
 - Защита от перегрузки;
 - Реле тока охлаждения.
- 4) На выпрямительном трансформаторе ТСЗП:
- Максимальная токовая защита;
 - Токовая отсечка.
- 5) Защиты воздушных линий 110 кВ:
- Основные защиты:
- Дифференциально–фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
- Резервные защиты:
- 5–ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4–х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - УРОВ 110 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ).

5.3 Расчёт номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора

Определим номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = I_{\text{Г}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{47 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,584 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = I_{\text{Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{2584 \cdot 1}{3000/5} = 4,31 \text{ А.} \quad (5.2)$$

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

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

В таблице 5.4 представлены данные системы возбуждения:

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.

В таблице 5.5 представлены данные преобразовательного трансформатора:

Таблица 5.5 – Данные преобразовательного трансформатора

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток			Ток преоб-ля, А
		Сетевой, кВ	Вентильной, В	Преобразователя, В	
ТСЗП-1000/10-ГТ-У3	1342	10,5	475	600	2000

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_{ϕ} – ток форсировки, равный 2160 А;

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

$I_{\text{н ТЕ}}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1631 А;

$$k_{\text{пер}} = \frac{2160 \cdot 0,816}{1631} = 1,08.$$

По данным ГОСТ (таблица 1.6) допустимая перегрузочная способность при 60% составляет 5 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Таблица 5.6 – Допустимые длительности перегрузки по току

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

Номинальный ток выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{Т.НОМ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1342}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 74 \text{ А}. \quad (5.5)$$

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{Т.НОМ}^{(2)} = \frac{I_{Т.НОМ}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{74}{200/5} = 1,85 \text{ А.} \quad (5.6)$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{р.НОМ}^{(2)} = \frac{I_{р.НОМ}^{(1)} \cdot k_{СХ}}{k_{ТТ} \cdot k_{ТП}}, \quad (5.7)$$

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

$I_{р.НОМ}^{(1)}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1030 А;

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

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

$$I_{р.НОМ}^{(2)} = \frac{1030 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5 \cdot 0,475}} = 0,96 \text{ А.}$$

Длительно допустимый ток ротора:

$$I_{д.д.рот.}^{(2)} = \frac{1133 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5 \cdot 0,475}} = 1,05 \text{ А.}$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > TB$), ($I \gg TB$)

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

$$I_{К1}^{(3)} = \frac{E_{Г''}}{x_{d''}} \cdot I_{ГНОМ} = \frac{1,08}{0,17} \cdot 2584 = 16416 \text{ А.} \quad (5.8)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I_{К1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16416 = 14217 \text{ А.} \quad (5.9)$$

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

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{I_{T.НОМ}^{(1)}}{u_{k\%}} \cdot 100\% = \frac{74}{5,5} \cdot 100\% = 1345 \text{ А.} \quad (5.10)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1345 = 1165 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Уставка МТЗ по току отстраивается от максимального значения тока форсировки возбуждения, за которое рационально принять 2,5–кратное значение номинального тока тиристорного возбудителя. Восприимчивость МТЗ, определяемая как отношение тока двухфазного КЗ за трансформатором к току уставки, должна быть не ниже 1,5. Расчет проводится в дальнейшей последовательности:

Определяем минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_H \cdot k_\Phi \cdot k_{СХ} \cdot I_{ТВ \text{ ном}}}{k_B \cdot k_{ТТ} \cdot k_{ТП}}, \quad (5.12)$$

где k_H – коэффициент надежности, 1,2;

k_Φ – коэффициент форсировки, 2,5;

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

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

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

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

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

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1200}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 4,17 \text{ А.}$$

Далее переводим его в относительные единицы:

$$I_{МТЗ}^* = \frac{I_{МТЗ}}{I_{Т.НОМ}^{(2)}} = \frac{4,17}{1,85} = 2,25 \text{ о. е.} \quad (5.13)$$

Таким образом, принимаем уставку срабатывания МТЗ:

$$I_{ср.МТЗ}^* = 2,25 \text{ о. е.}$$

Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{МТЗ}}} = \frac{1165}{\frac{200}{5} \cdot 4,17} = 6,98 > 1,5. \quad (5.14)$$

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

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,4 \text{ с.}$$

Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ на стороне вентиляльной обмотки ТП, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, достигающего пятикратного значения номинального. Восприимчивость отсечки, определяемая как отношение наименьшего тока КЗ на стороне генераторного напряжения к току уставки, должна быть не менее 2.

Определяем минимальное значение тока уставки ТО:

$$I_{\text{ТО}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.15)$$

где $k_{\text{н}}$ – минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4);

$$I_{\text{ТО}} = \frac{1,4 \cdot 1345}{200/5} = 47,08 \text{ А.}$$

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{\text{МГ}} = \frac{5 \cdot I_{\text{Т.НОМ}}^{(1)}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{5 \cdot 74}{200/5} = 9,25 \text{ А.} \quad (5.16)$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений. Следовательно, уставка равна:

$$I_{\text{ср.ТО}} = 47,08 \text{ А.}$$

Далее переводим её в относительные единицы:

$$I_{\text{ср.ТО}}^* = \frac{I_{\text{ср.ТО}}}{I_{\text{Т.НОМ}}^{(2)}} = \frac{47,08}{1,85} = 25,45 \text{ о. е.} \quad (5.17)$$

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{ср.ТО}}} = \frac{14217}{200/5 \cdot 47,08} = 7,55 > 2,0. \quad (5.18)$$

5.4.2 Продольная дифференциальная защита

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\Gamma}^{(1)} = 2584 \text{ А}$.

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.19)$$

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2584 = 129,2 \text{ А}.$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

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

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

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 129,2 = 258,4 \text{ А}.$$

Необходимо выполнить расчет установки начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора с учетом отстройки защиты от тока трехфазного короткого замыкания на стороне НН выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{ср.0}} \geq I_{K2}^{(3)} \cdot K_{\text{Н}}, \quad (5.21)$$

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

$$I_{\text{ср.0}} \geq 1345 \cdot 1,1 = 1479,5 \text{ А}.$$

Исходя их двух условий, необходимо выбрать наибольшее по значению. Следовательно, уставка начального тока срабатывания принимается по второму условию:

$$I_{CP.0} \geq 1479,5 \text{ A};$$

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{I_{CP.0}}{K_{TT}}; \quad (5.22)$$

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{1479,5}{3000/5} = 2,47 \text{ A}.$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{I_{CP.0}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}},$$

где $I_{\Gamma}^{(2)} = 4,31 \text{ A}$ – номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока;

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{2,47}{4,31} = 0,57 \text{ о. е.}$$

Принимаем уставку начального тока срабатывания:

$$I_{CP.0}^* = 0,57 \text{ о. е.}$$

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:

$$I_{NB(max)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{СКВ.max}, \quad (5.23)$$

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

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

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

$I_{СКВ.max}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения:

$$I_{\text{СКВ.мах}} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.24)$$

где E_q'' – сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси при номинальных условиях, о.е.;

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2}, \quad (5.25)$$

где $\sin\varphi_{\Gamma} = \sqrt{1 - (\cos\varphi_{\Gamma})^2} = 0,53$;

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2} = \sqrt{(0,85)^2 + (0,53 + 0,17)^2} = 1,1 \text{ о. е.};$$

$$I_{\text{СКВ.мах}} = \frac{1,1}{0,17} \cdot 2584 = 16706 \text{ А};$$

$$I_{\text{НБ(мах)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 16706 = 1671 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\Gamma} > \frac{I_{\text{НБ(мах)}} \cdot K_{\text{отс}}}{I_{\Gamma}}, \quad (5.26)$$

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

I_{Γ} – ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_{\Gamma} = \sqrt{I_{\text{СКВ.мах}} \cdot (I_{\text{СКВ.мах}} - I_{\text{НБ(мах)}}) \cdot \cos\alpha}, \quad (5.27)$$

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

$$I_{\Gamma} = \sqrt{16706 \cdot (16706 - 1671) \cdot \cos 15^{\circ}} = 15576 \text{ А.}$$

$$K_{\Gamma} > \frac{1671 \cdot 2}{15576} = 0,21.$$

Принимаем уставку $K_{\Gamma} = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}^*}{K_{\Gamma}} = \frac{0,57}{0,5} = 1,1 \text{ о. е.} \quad (5.28)$$

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

$$V \geq I_{НТ}; \quad (5.29)$$

$$V \geq 1,1 \text{ о. е.}$$

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

На рисунке 5.3 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

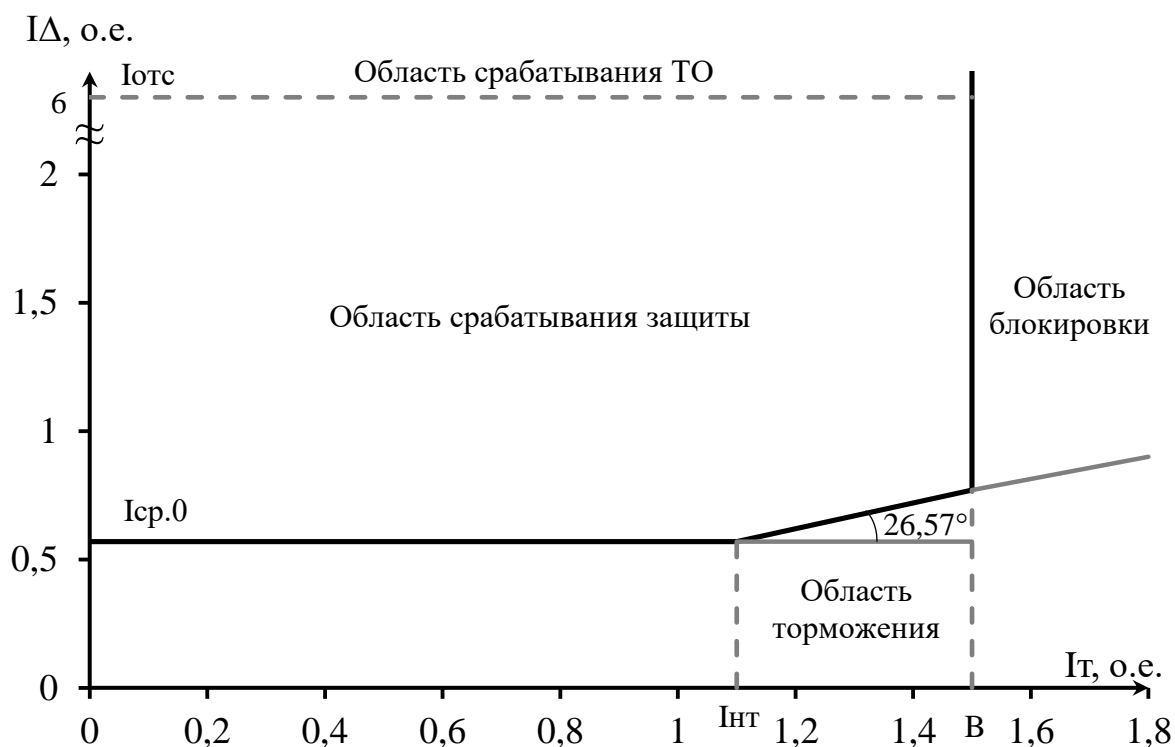


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{Г}^{(1)}, \quad (5.30)$$

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

$$I_{отс} = 6 \cdot 2584 = 15504 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне т.т.:

$$I_{\text{отс}}^{(2)} = \frac{15504}{3000/5} = 25,84 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{\text{отс}}^* = \frac{25,84}{4,31} = 6,00 \text{ о. е.}$$

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85–95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой, соединенной по схеме «разомкнутый треугольник».

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

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.4.

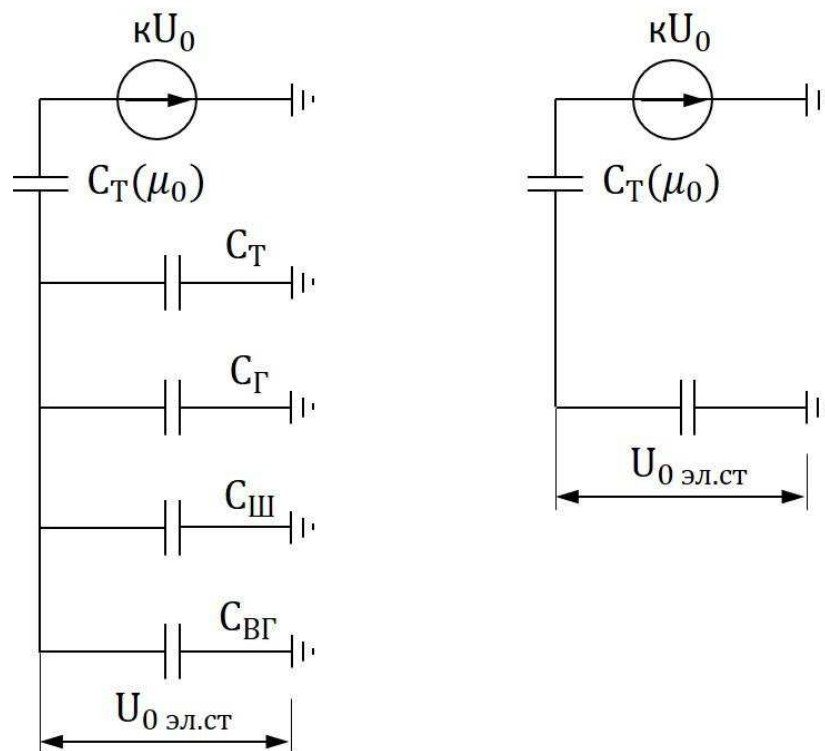


Рисунок 5.4 – Схема замещения для определения напряжения U_0 эл.ст.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{BГ}, \quad (5.31)$$

где C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 C_{III} – ёмкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{BГ}$ – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ;

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \text{ мкФ/фазу.}$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.32)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,01$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,132 \text{ кВ}; \quad (5.33)$$

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = 0,5 \cdot 22,132 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,01}{0,01+0,965} = 113,5 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma, \quad (5.34)$$

где U_L – линейное напряжение генератора, кВ;

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

$$I_C = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,51 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}}{K_{ТН}}, \quad (5.35)$$

где $K_H = 1,3$ – коэффициент надежности;

$K_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата;

$$U_{CP} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 113,5}{10,5/\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 2,7 \text{ В.}$$

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.36)$$

где K_T – коэффициент торможения органа U_{03} :

$$K_T = \frac{1}{K_\alpha} \cdot \frac{1-2\alpha}{\alpha}, \quad (5.37)$$

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

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{\text{ср}}}{100}, \quad (5.38)$$

где $U_{\text{ср}}$ – напряжение срабатывания органа U_{0G} , В;

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

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

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

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,6 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

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

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{\text{ср1}} = \frac{1,2 \cdot U_{\text{ном.г}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.39)$$

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

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

$$U_{\text{ср1}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.}$$

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

Уставка защиты U2> рассчитывается:

$$U_{\text{ср2}} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{ном.г}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.40)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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

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

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_2^* :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_H^{(1)}}. \quad (5.41)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_H^{(1)}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.42)$$

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% от номинального тока генератора в первичной цепи.

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 0,07 \cdot 2584 = 180,9 \text{ А.} \quad (5.43)$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{180,9}{3000/5} = 0,30 \text{ А.} \quad (5.44)$$

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

При условии, что допустимый ток обратной последовательности $I_{*2} = 0,14$ о. е. – сделаем расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,14^2} = 1531 \text{ с.}$$

Уставку пускового органа выбираем по условию надёжного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}}$:

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_{\text{Н}}}, \quad (5.45)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надёжности;

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{0,14}{1,2} = 0,12 \text{ о. е.}$$

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки оставляем равным $T_{\text{МАКС}} = 1531$ сек. , при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{(I_{2\text{ПУСК}}^*)^2} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2083 \text{ с.} \quad (5.46)$$

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

$$t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с;}$$

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

$$t_{CP} = \frac{A}{(I_2^*)^2}; \quad (5.47)$$

$$A = 30 = (I_2^*)^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.48)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n , о.е	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,12
Длительность, с	30	83	120	188	333	750	1531

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.5.

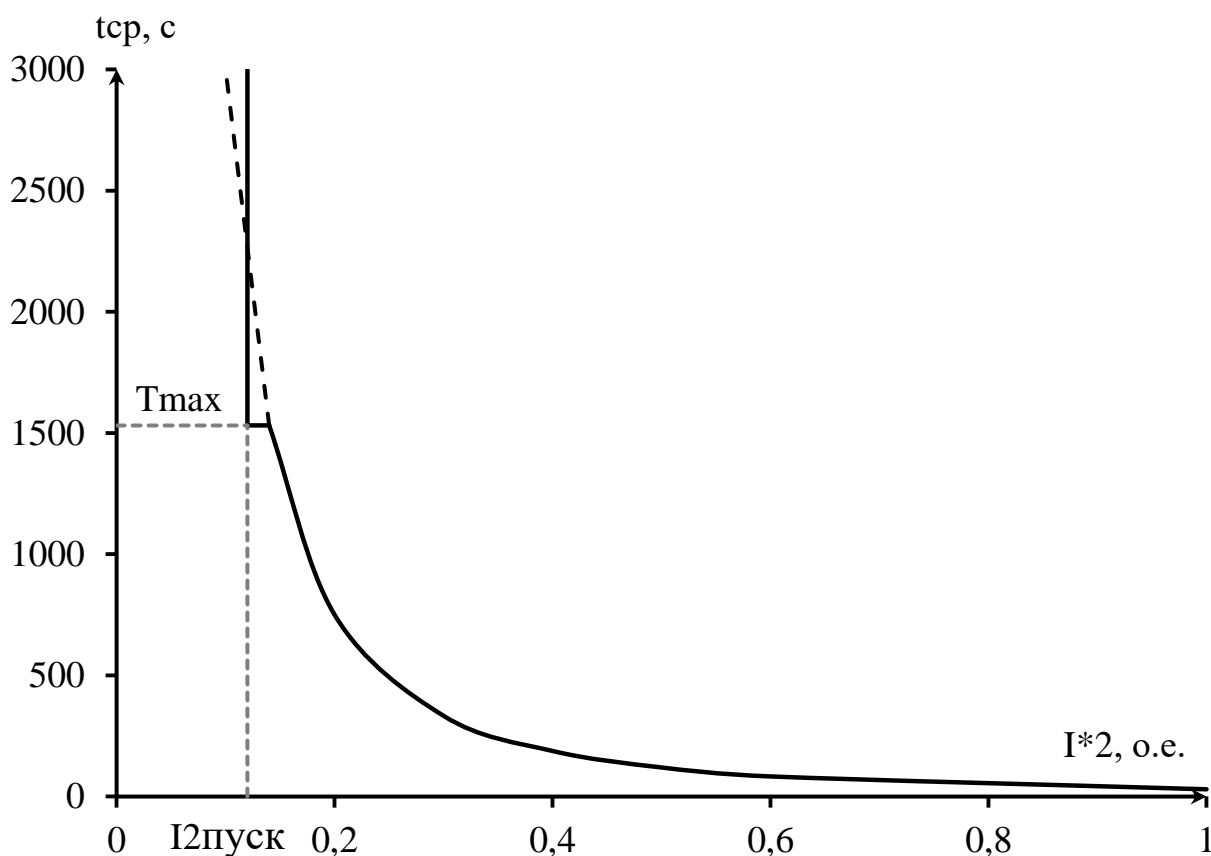


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{МИН.}} = 0,5 \text{ с}$, $t_{\text{МАКС.}} = 1531 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($T_{\text{ОХЛ}}$). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя

$$T_{\text{ОХЛ}} = \frac{A}{(I_{2 \text{ дл. доп.}}^*)^2}, \quad (5.49)$$

где $I_{2 \text{ дл. доп.}}^*$ – длительно допустимый ток обратной последовательности, о.е., ($I_{2 \text{ дл. доп.}}^* = I_2^* = 0,14 \text{ о. е.}$).

В нашем случае уставка времени полного охлаждения будет равна 1531 сек.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию: по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2\text{С.З.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{Ч}}}; \quad (5.50)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз.}} = 47 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{баз.1}} = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{баз.2}} = 115 \text{ кВ.}$$

$$I_{\text{баз.1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз.1}}} = \frac{47 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2584 \text{ А.} \quad (5.51)$$

$$I_{\text{баз.2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз.2}}} = \frac{47 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 236 \text{ А.} \quad (5.52)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.1}}^2} = 0,17 \cdot \frac{10,5^2}{47} \cdot \frac{47}{10,5^2} = 0,17 \text{ о. е.} \quad (5.53)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.2}}^2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{63} \cdot \frac{47}{115^2} = 0,08 \text{ о. е.} \quad (5.54)$$

$$X_{2 \text{ баз.}}^* = X_2 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.1}}^2} = 0,18 \cdot \frac{10,5^2}{47} \cdot \frac{47}{10,5^2} = 0,18 \text{ о. е.} \quad (5.55)$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{E^*}{(X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*) + (X_{2 \text{ баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*)}; \quad (5.56)$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{1}{(0,17+0,08)+(0,18+0,08)} = 1,96 \text{ о. е.}$$

Переведем в именованные единицы:

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} \cdot I_{\text{баз.1}} = 1,96 \cdot 2584 = 5065 \text{ А.} \quad (5.57)$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = \frac{I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{5065}{3000/5} = 8,44 \text{ А.} \quad (5.58)$$

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

$$I_{2 \text{ с.з.}} = 0,8 \cdot 4,31 = 3,45 \text{ А.}$$

Далее проводим проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}}}{I_{2 \text{ с.з.}}} \geq 1,2; \quad (5.59)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{8,44}{3,45} = 2,4 > 1,2.$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 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.

Уставка сигнального органа:

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_{\text{В}}}, \quad (5.60)$$

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

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

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot 2584}{0,98} = 2768,6 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{2768,6}{3000/5} = 4,61 \text{ А.} \quad (5.61)$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{4,61}{4,31} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.62)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 2584}{0,98} = 2847,7 \text{ А.} \quad (5.63)$$

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{2847,7}{3000/5} = 4,75 \text{ А.} \quad (5.64)$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{4,75}{4,31} = 1,10 \text{ о. е.} \quad (5.65)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_N, о.е.	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 5.6.

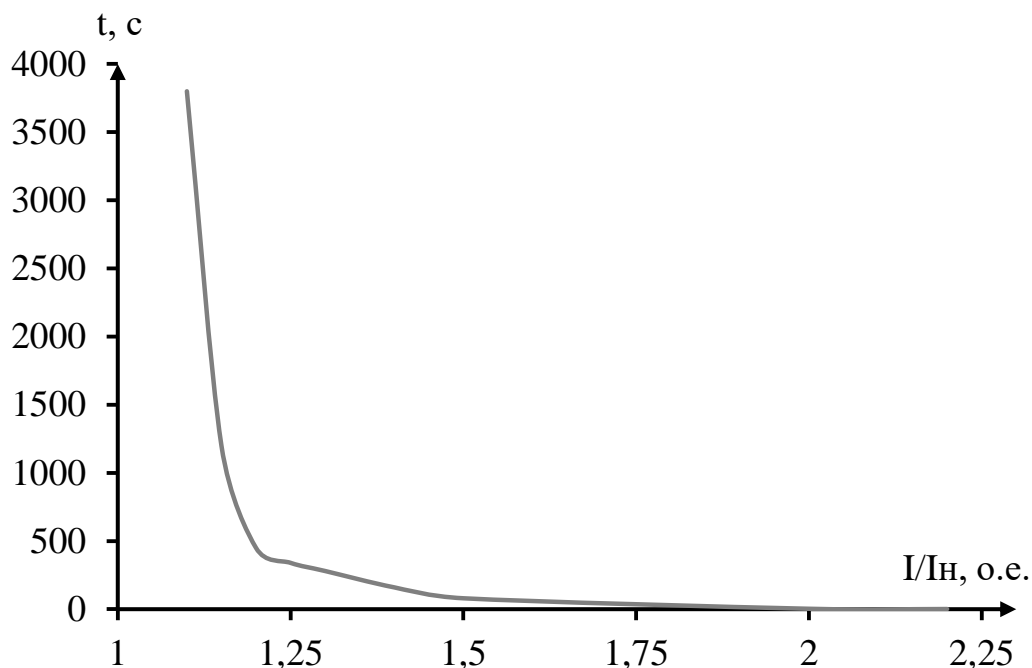


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

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 осечки:

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,2 \cdot 2584}{0,98} = 3164,1 \text{ А.} \quad (5.66)$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ ТО}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{3164,1}{3000/5} = 5,27 \text{ А.} \quad (5.67)$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ ТО}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{5,27}{4,31} = 1,22 \text{ о. е.} \quad (5.68)$$

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

$$I_{к.з.}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{ген.баз.}^* + X_{тр-ра.баз.}^*} = \frac{1}{0,17+0,08} = 4,00 \text{ о. е.} \quad (5.69)$$

$$K_{ч} = \frac{I_{к.з.}^{*(3)}}{I_{1\Gamma O}^*} \geq 1,2; \quad (5.70)$$

$$K_{ч} = \frac{4,00}{1,22} = 3,3 > 1,2.$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{ном.Г}}{K_B \cdot K_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.71)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, 8,5 с на блочных выключателях 110 кВ и выключателях 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.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Горнозаводская ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л}, \quad (5.72)$$

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

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ:

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 115^2}{63} = 22,04 \text{ Ом.}$$

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(21,944)^2 + (23,088)^2} = 31,85 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 22,04 + \frac{0,8}{4} \cdot 31,85 = 24,00 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_1^* \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{47}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{47}{115^2} \cdot 31,85 = 0,085 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_1^* \cdot Z_{\text{баз.}}, \quad (5.73)$$

где $Z_{\text{баз.}} = \frac{U_{\text{ном.г}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5^2}{47} = 2,35 \text{ Ом};$

$$Z_1 = 0,085 \cdot 2,35 = 0,20 \text{ Ом.}$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{K_{\text{ТГ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,20 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 1,14 \text{ Ом.} \quad (5.74)$$

Принимаем уставку: $Z_{1СЗ} = 1,14 \text{ Ом.}$

2) 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, $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/сек.}$

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Г}}^{(1)}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2584} = 2,35 \text{ Ом.} \quad (5.75)$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 2,35 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 13,43 \text{ Ом.} \quad (5.76)$$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит:

$$I_{\Phi}^* = \frac{I_{\Phi}}{I_{\text{р.НОМ}}^{(1)}} = \frac{2160}{1030} = 2,1 \text{ о. е.} \quad (5.77)$$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}^*}{I_{\Phi}^*} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,1} = 0,45 \text{ о. е.} \quad (5.78)$$

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^2 = Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* \cdot Z_{\text{баз.}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,45 \cdot 2,35 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 6,04 \text{ Ом.} \quad (5.79)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\Gamma}}{0,95 \cdot I_{\Phi}^*} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,1} = 0,43. \quad (5.80)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 64,53^{\circ}$.
Угол нагрузки в нормальном режиме равен $\varphi_{\text{НАГР.Н}} = 31,79^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}^*}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,45}{1,2} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.81)$$

Z_2 в первичных Омах составит:

$$Z_2 = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз.}} = 0,38 \cdot 2,35 = 0,89 \text{ Ом.} \quad (5.82)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_2 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,89 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 5,09 \text{ Ом.} \quad (5.83)$$

Принимаем уставку: $Z_{2\text{СЗ}} = 5,09 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,23 \text{ Ом, } Z_{\text{СМ2}} = 1,02 \text{ Ом.}$

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с

выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение поля генератора.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.7.

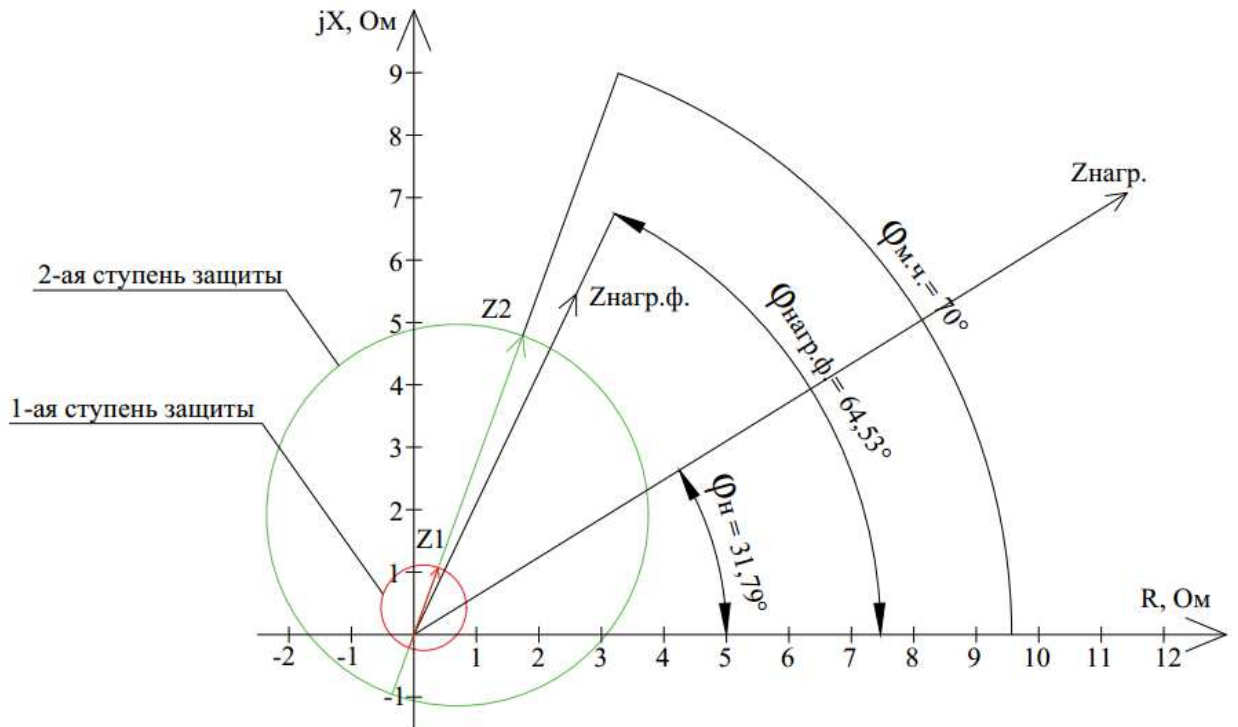


Рисунок 5.7 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.СИГН.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.84)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата;

$$I_{P.CИГН.}^{(2)} = \frac{1,05 \cdot 0,96}{0,98} = 1,02 \text{ А.}$$

В относительны единицах:

$$I_{P.CИГН.}^* = \frac{I_{P.CИГН.}^{(2)}}{I_{P.НОМ}^{(2)}}; \quad (5.85)$$

$$I_{P.CИГН.}^* = \frac{1,02}{0,96} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.ПУСК.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 0,96}{0,98} = 1,06 \text{ А.} \quad (5.86)$$

В относительных единицах:

$$I_{P.ПУСК.}^* = \frac{I_{P.ПУСК.}^{(2)}}{I_{P.НОМ}^{(2)}} = \frac{1,06}{0,96} = 1,102 \text{ о. е.} \quad (5.87)$$

Уставку принимаем чуть больше длительно допустимого тока.

$$I_{P.ПУСК.}^* = 1,11 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.9, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.9 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_N, о.е.	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

Характеристика ИО защиты от перегрузки представлена на рисунке 5.8.

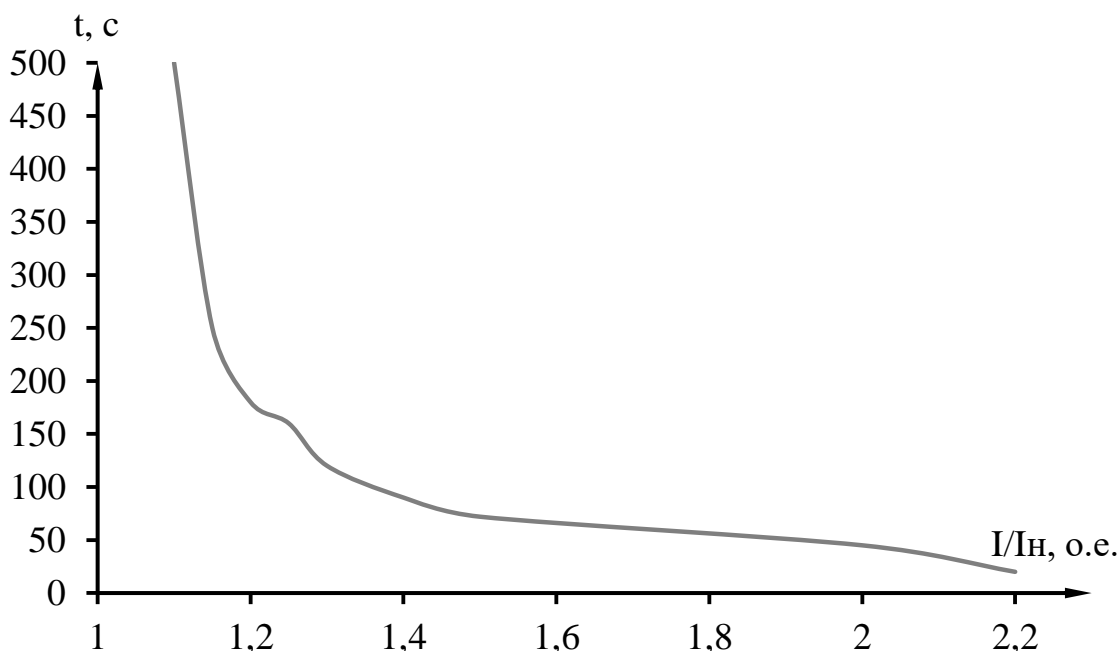


Рисунок 5.8 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{I_{\Phi}^* \cdot K_H \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}}{K_B} = \frac{2,1 \cdot 1,1 \cdot 0,96}{0,98} = 2,25 \text{ А.} \quad (5.88)$$

В относительных единицах:

$$I_{P.TO}^* = \frac{I_{P.TO}^{(2)}}{I_{P.НОМ}^{(2)}} = \frac{2,25}{0,96} = 2,36 \text{ о. е.} \quad (5.89)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор

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

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

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений

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

6 Компонировка сооружения и гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

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

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС. Высота $165 - 129 = 36$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС. Установленная мощность ГЭС 118 МВт.

3. Вблизи Горнозаводской ГЭС проживает примерно 2500 человек. Назначен II класс ГТС.

Итог: назначен II класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня грунтовой и бетонной плотин

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГТП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 165,00 + 2,093 = 167,09 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,59 + 0,03 + 0,5 = 2,093 \text{ м}, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,5$ м – конструктивный запас.

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,29 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{11^2 \cdot 2900}{9,81 \cdot 18} \cdot \cos 0 = 0,02 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $k_w = 1,29 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый по СП;

$V_w = 11$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 2900$ м – длина разгона волны;

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

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

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{165,00 - 129,00}{2} = 18 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2900}{11^2} = 235,1. \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{11} = 19263,3, \quad (6.6)$$

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

Из графика по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определены параметры:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 235,1; \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,026; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,0.$$

$$\text{Для } \frac{gT}{V_w} = 19263,3; \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,1; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,6.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = \frac{g\bar{T}}{V_w} * \frac{V_w}{g} = 2,0 * \frac{11}{9,81} = 2,243 \text{ с}. \quad (6.7)$$

$$\bar{h} = \frac{g\bar{h}}{V_w^2} * \frac{V_w^2}{g} = 0,026 * \frac{11^2}{9,81} = 0,321 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,425^2}{2 \cdot 3,14} = 7,859 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $18 > 7,859 \cdot 0,5 = 3,92$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,321 \cdot 2,09 = 0,67 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику.

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

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,15 \cdot 2,3 \cdot 0,67 = 1,59 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где $k_r = 1, k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП;
 $k_{sp} = 1,15$ – коэффициент, принимаемый по;
 $k_{run} = 2,3$ – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{7,859}{0,67} = 11,73$ на глубокой воде.

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметка гребня определена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a; \quad (6.12)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 165,00 + 0,67 + 0,003 + 0,6 = 166,27 \text{ м,}$$

где $a = 0,6$ м – величина запаса, зависит от класса сооружения.

6.2.2 Гидравлические расчёты

По кривой зависимости отметки НБ от расхода представленной на рисунке 6.1 определены отметки НБ при основном и поверочном случаях. В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 1,0 %, поверочный – 0,1%.

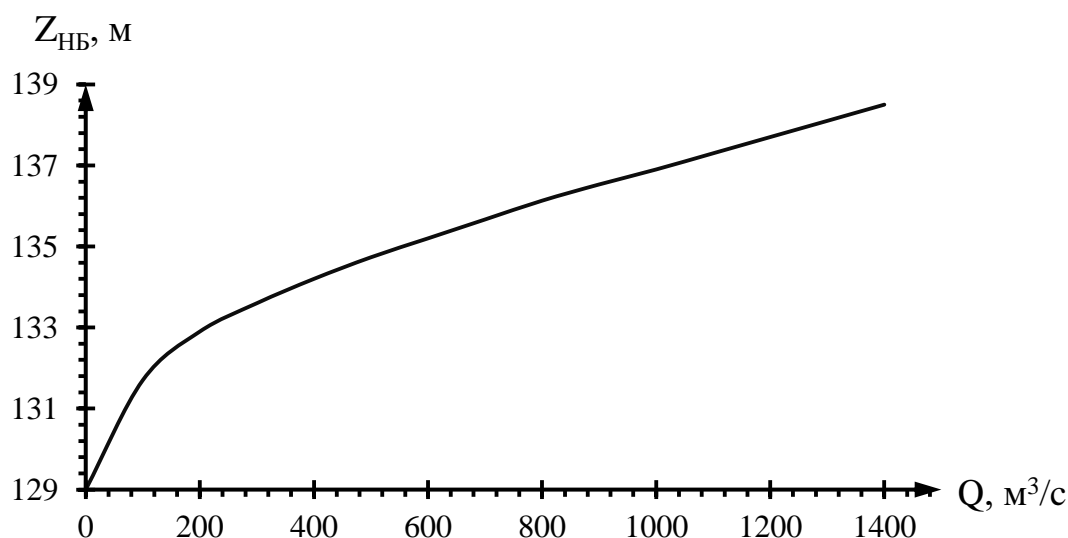


Рисунок 6.1 – Отметки $\nabla_{\text{НБ}}$ при основной и поверочной обеспеченностях

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1014 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 136,95 \text{ м}$.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 1177 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 137,59 \text{ м}$.

При расходе $Q_{\text{сан.поп.}} = 50 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 130,55 \text{ м}$.

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 165,00 - 136,95 = 28,05 \text{ м.} \quad (6.13)$$

$$H_{\text{Т}}^{\text{min}} = 24,75 \text{ м.}$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{осн}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$.
Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{39,3 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (28,05 - 0,3) \cdot 0,925} = 156,3 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.14)$$

Согласно СП [4] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 3 - 1 = 2$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 156,3 \cdot 2 = 312,6 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.15)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для основного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_{\text{с}}, \quad (6.16)$$

где $Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(4,69 + 1,665) \cdot 10^9}{21020000} = 302 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1014 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 1014 - 312,6 - 303 = 399,5 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{399,5}{69,6} = 5,74 \text{ м,} \quad (6.17)$$

где $q_{\text{в}}$ – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 55,7 = 69,6 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.18)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 7 \cdot 7,95 = 43 \text{ м}^3/\text{с,} \quad (6.19)$$

где $[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}} = 7,95$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 7 \cdot 3 = 21 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где $b = 7$ м – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов–изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 3$ – число пролётов.

6.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{399,5}{0,49 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,25 \text{ м}, \quad (6.21)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{399,5}{0,49 \cdot 0,935 \cdot 1 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,45 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления [4, раздел 6–3];

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{4,25}{7} = 0,935, \quad (6.23)$$

где b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

$\zeta_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 4,45 - \frac{1,1 \cdot 0,411^2}{2 \cdot 9,81} = 4,44 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B+(n-1) \cdot \delta_{\text{Б}})} = \frac{399,5}{(165-129) \cdot (21+(3-1) \cdot 3)} = 0,411 \text{ м/с};$

$\delta_{\text{Б}} = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

$B = 21 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 165,00 - 4,0 = 161,00 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где $H_{\text{ст}} = 4,0 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к H (6.22) в соответствии с техническим регламентом.

6.2.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 167,00 - 137,59 = 29,41 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{пов}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$. Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{39,3 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (29,41 - 0,3) \cdot 0,925} = 149,0 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.27)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 149 \cdot 2 = 298 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.28)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}} = 1177 - 298 - 302 = 577,2 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.29)$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1177 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{577,2}{0,49 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,41 \text{ м}. \quad (6.30)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{577,2}{0,49 \cdot 0,935 \cdot 1 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,68 \text{ м.} \quad (6.31)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{5,41}{7} = 0,918, \quad (6.32)$$

где $b = 7$ – ширина пролёта;

$n = 3$ – число пролётов, с учётом дополнительного пролёта;

$\zeta_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 5,68 - \frac{1,1 \cdot 0,563^2}{2 \cdot 9,81} = 5,66 \text{ м,} \quad (6.33)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_{\text{Б}})} = \frac{577,2}{(167-129) \cdot (21 + (3-1) \cdot 3)} = 0,563 \text{ м/с;}$

$\delta_{\text{Б}} = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

$B = 21 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 161 + 5,66 = 166,66 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 166,70 \text{ м.}$

6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани

Координаты для построения (таблица 6.1) профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 4,0 \text{ м}$. Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 13,5 м.

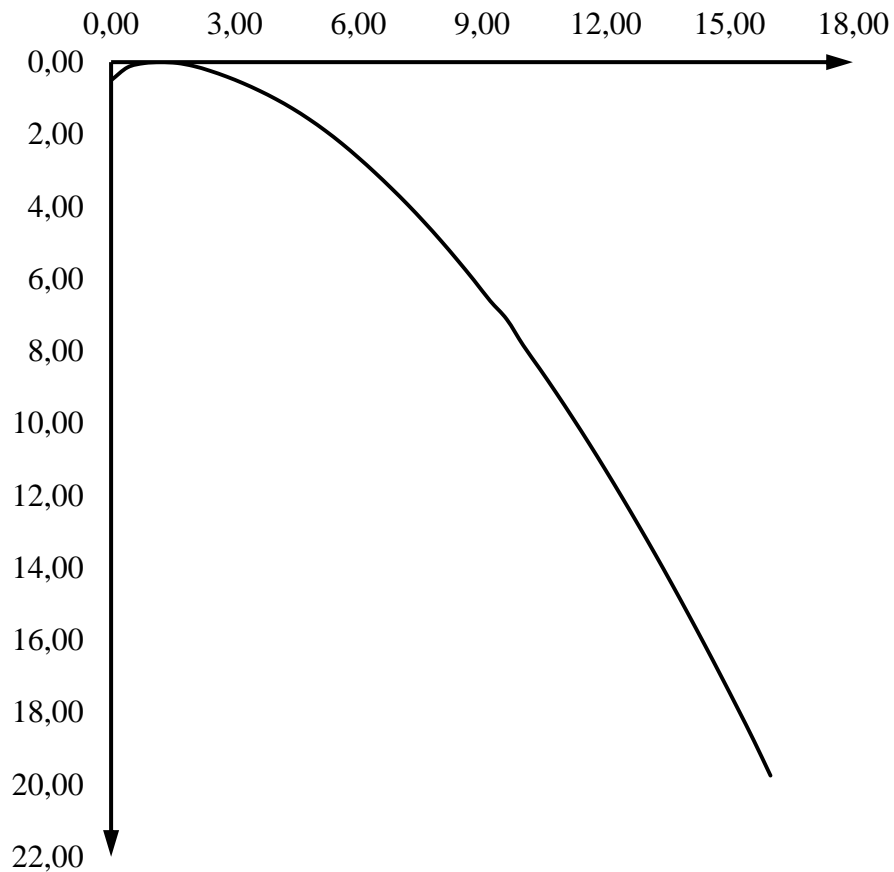


Рисунок 6.2 – Профиль водосливной грани

Таблица 6.1 – Координаты для построения профиля

X	Y	X^*	Y^*	X	Y	X^*	Y^*
0	0,126	0,00	0,50	2	1,235	8,00	4,94
0,1	0,036	0,40	0,14	2,1	1,369	8,40	5,48
0,2	0,007	0,80	0,03	2,2	1,508	8,80	6,03
0,3	0	1,20	0,00	2,3	1,653	9,20	6,61
0,4	0,006	1,60	0,02	2,4	1,78	9,60	7,12
0,5	0,027	2,00	0,11	2,5	1,96	10,00	7,84
0,6	0,06	2,40	0,24	2,6	2,122	10,40	8,49
0,7	0,1	2,80	0,40	2,7	2,289	10,80	9,16
0,8	0,146	3,20	0,58	2,8	2,462	11,20	9,85
0,9	0,198	3,60	0,79	2,9	2,64	11,60	10,56
1	0,256	4,00	1,02	3	2,824	12,00	11,30
1,1	0,321	4,40	1,28	3,1	3,013	12,40	12,05
1,2	0,394	4,80	1,58	3,2	3,207	12,80	12,83
1,3	0,475	5,20	1,90	3,3	3,405	13,20	13,62
1,4	0,564	5,60	2,26	3,4	3,609	13,60	14,44
1,5	0,661	6,00	2,64	3,5	3,818	14,00	15,27
1,6	0,764	6,40	3,06	3,6	4,031	14,40	16,12
1,7	0,873	6,80	3,49	3,7	4,249	14,80	17,00
1,8	0,987	7,20	3,95	3,8	4,471	15,20	17,88
1,9	1,108	7,60	4,43	3,9	4,698	15,60	18,79

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 161,00 + 1,6 \cdot 4 = 167,40 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla_{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla_{ГГП}, \nabla_{ГБП}] = 167,40 \text{ м.} \quad (6.36)$$

6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 165,00 - 129,00 = 36 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 399,5^2}{(21 + 2 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 2,91 \text{ м.} \quad (6.38)$$

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

$$\mathcal{E}_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{36}{2,91} = 12,39, \quad (6.39)$$

где $\varphi = 0,95$ – коэффициент скорости принимаем так как высота плотины от 15 до 40 м.

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

$$\mathcal{E}'_c = 0,23;$$

$$\mathcal{E}''_c = 2,95.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \mathcal{E}'_c \cdot h_{кр} = 0,23 \cdot 2,91 = 0,67 \text{ м.} \quad (6.40)$$

$$h''_c = \mathcal{E}''_c \cdot h_{кр} = 2,95 \cdot 2,91 = 8,57 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Так как $h''_c = 8,57 \text{ м} > h_{нб} = 7,95 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

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

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 24,84 \cdot \sqrt{0,67} = 3,1 \text{ м}, \quad (6.42)$$

$$\text{где } v_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + \delta_B \cdot (n-1))} = \frac{399,5}{0,67 \cdot (21 + 3 \cdot (2-1))} = 24,84 \text{ м/с}$$

Принимаем толщину плиты водобоя 3,0 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_B = 0,8 \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 39,0 = 31,2 \text{ м}, \quad (6.43)$$

$$\text{где } l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,57 - 0,67) = 39,00 \text{ м}$$

Принимаем $l_B = 30 \text{ м}$.

Так как в створе находится известняк, и плотина имеет среднюю высоту (36 м). В качестве гасителя энергии выбираем водобойную стенку.

6.2.2.6 Расчет водобойной стенки

Расчёт высоты водобойной стенки $h_{\text{ст}}$ проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом:

1) Рассчитываем высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 8,57 - 2,13 = 7,29 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой;

σ – коэффициент запаса (принимаем 1,1);

m – коэффициент расхода водослива зависит от типа водослива, $m = 0,35$;

q_c – удельный расход на водобое.

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q_c}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h''_c)^2}; \quad (6.45)$$

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{16,6}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 16,6^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 8,57)^2} = 2,13 \text{ м},$$

$$\text{где } q_c = \frac{Q_p}{(B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{399,5}{(21 + (2-1) \cdot 3)} = 16,6 \text{ м}^2/\text{с}$$

2) Рассчитываем сопряжения бьефов за стенкой:

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

$$T_0 = h_{ст} - H_{ст} = 7,29 + 2,13 = 9,42 \text{ м.} \quad (6.46)$$

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

$$\mathcal{E}_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{9,42}{2,91} = 3,24, \quad (6.47)$$

где $\varphi = 0,95$ – коэффициент скорости принимаем так как высота плотины от 15 до 40 м.

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

$$\mathcal{E}'_c = 0,44;$$

$$\mathcal{E}''_c = 1,9.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \mathcal{E}'_c \cdot h_{кр} = 0,44 \cdot 2,91 = 1,28 \text{ м.} \quad (6.48)$$

$$h''_c = \mathcal{E}''_c \cdot h_{кр} = 1,9 \cdot 2,91 = 5,52 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Так как $h''_c = 5,52 \text{ м} < h_{нб} = 7,95 \text{ м}$ – в НБ затопленный прыжок.

Делаем вывод, что вторая водобойная стенка не требуется, так как за первой образуется затопленный прыжок.

6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 3,0 \text{ м}$.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,5 + 2,0 = 3,5 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 3,5 = 129,00 + 3 + 3,5 = 135,50 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} + \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{165,00 + 159,67}{2} - 135,50 = 26,84 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{вв}} = \mu\omega\sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 26,84} = 129,8 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.52)$$

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

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 3,0^2 = 7,07 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{вв}}} = \frac{302}{129,8} = 2,4. \quad (6.53)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода $n = 3$.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Для гравитационных бетонных плотин на скальном основании конструируют без фундаментной плиты, потому что несущая способность скального основания довольно высокая. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным $0,67 \div 0,7$, а при оценке стабильности дамбы величину заложения можно откорректировать.

Разница между НПУ и отметкой подошвы:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 165 - 126 = 39 \text{ м}. \quad (6.54)$$

$$B_n = 0,67 \cdot h = 26,1 \text{ м}. \quad (6.55)$$

При расчете устойчивости плотины было принято решение изменить ширину подошвы для уменьшения запаса устойчивости.

В итоге принимаем ширину подошвы плотины 25 м.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах предусмотрены непрерывные (межсекционные и швы–надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устроены для обеспечения монолитности бетона сегментов плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного разделения температуры в теле плотины.

Деформационные температурно–осадочные швы устроены вертикальными шириной 4–5 см в верхней части и 1–1,5 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов–надрезов 1–2 см.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принята на 1 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Разрезной бык состоит из двух полубыков, их суммарная толщина 3 м.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляют – 0,3 х 1,0 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,3 х 0,8 м.

Расстояние между затворами принимаем 0,5 м, с целью обеспечения прохода персонала для осмотра и ремонта затворов.

6.3.4 Устои

Устраивается один разделяющий устой: между водосливной плотиной и зданием ГЭС, длиной 100 м, и шириной 3,5 м, а также один сопрягающий устой для обеспечения плавного растекания потока в НБ, длиной 70 м и шириной 2,5 м.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

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

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}}; \quad (6.56)$$

$$2 \text{ м} \geq \frac{34,4 \cdot 1,2}{25} = 1,65 \text{ м},$$

где $H_d = 34,4$ м – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

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

Принимаем $a_{др} = 2$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 15 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и поправления вертикального дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и иного оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 129,00$ м и $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 144,00$ м, и размеры галерей, соответственно, $2,5 \times 3,0$ и $2 \times 2,5$ м.

6.4 Основные элементы плотины

В состав плотины входят: фундаментная плита, водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберму с ковшом, анкерный понур, шпунт, зубья, дренажи в теле плотины и основании.

6.4.1 Цементационная завеса

Цементационная завеса применяется в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта вследствие содержания большого количества валунов, прослоек скалы в грунте или, когда основание сложено скальными грунтами. Толщина противofильтрационной завесы δ_3 должна быть:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}} = \frac{27,6 \cdot 1,2}{15} = 2,2 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где $\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 27,6$ м – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе следует принимать для скальных грунтов – 15.

Принимаем $\delta_3 = 3$ м

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1) B_n = 0,1 \cdot 25 = 2,5 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 34,4 = 17,2 \text{ м}, \quad (6.59)$$

$$\text{где } H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 165 - 130,56 = 34,4 \text{ м}. \quad (6.60)$$

6.4.2 Дренажные устройства в основании

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

Применён трёхслойный пластовый дренаж под каждой площадью водобоя и рисбермы.

Дренаж выполнен в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм. Глубину скважин принимают равной $h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 17,2 = 8,6 \text{ м}$.

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

6.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.5.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Под водобойной плитой устроен плоский горизонтальный дренаж с обратным фильтром. Для отвода фильтрующейся воды устроены дренажные колодцы в отдельных устоях и сопрягающих стенках. Толщина водобоя определена по формуле В.Д. Домбровского (6.42).

6.5.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкции рисбермы по течению уменьшается, достигается это путём уменьшения толщины плит. Толщину плит рисбермы 1-го порядка назначаем 2 м, далее по потоку толщина плит уменьшаются, толщина последней плиты равна 0,7 м.

6.6 Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе – $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$.

6.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.6.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_б$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 495,6 \text{ м}^2$, $S_б = 786,6 \text{ м}^2$.

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{495,6 \cdot 7 \cdot 9,81 \cdot 2350}{7 + 3} = 7997,72 \text{ кН/м}, \quad (6.61)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина пролёта;

$\delta_б$ – толщина быка;

$\rho_б$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{786,6 \cdot 3 \cdot 2350 \cdot 9,81}{7 + 3} = 2533,24 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.63)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (166,66 - 161,00 + 0,5) \cdot 7 = 47 \text{ м}^2. \quad (6.64)$$

$$Q_з = 0,055 \cdot 47 \cdot \sqrt{47} \cdot 9,81 = 172 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м. длины секции:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{172}{7 + 3} = 17 \text{ кН/м}. \quad (6.65)$$

6.6.1.2 Сила гидростатического давления воды

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:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 39^2}{2} = 7460,5 \text{ кН/м}, \quad (6.66)$$

где $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 165,00 - 126,00 = 39 \text{ м}$.

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5^2}{2} = 101,99 \text{ кН/м}, \quad (6.67)$$

где $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 130,56 - 126,00 = 4,56 \text{ м}$.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа определяется:

$$W_B = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^B = 2350 \cdot 9,81 \cdot 760,5 = 7460,5 \text{ кН/м}, \quad (6.68)$$

где $S_{\text{ЭП}}^B = 760,5 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа определяется:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 2350 \cdot 9,81 \cdot 9,6 = 94,18 \text{ кН/м}, \quad (6.69)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H = 9,6 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

6.6.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_2 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,56 = 44,73 \text{ кН}, \quad (6.70)$$

где $h_1 = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 130,56 - 126,00 = 4,56 \text{ м}$.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 84,6 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 829,93 \text{ кН/м}, \quad (6.71)$$

где $S_{\text{ЭП}} = 84,6 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

6.6.1.4 Сила фильтрационного давления

Эюра фильтрационного давления построена в п. 6. В качестве воздействия на плотину учитывается часть эюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 144,07 = 1413,33 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

где $S_{\text{эп}} = 144,07 \text{ м}^2$ – площадь эюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.6.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 12 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 11,3 \text{ кН/м}^2, \quad (6.73)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 12 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаем $h_{\text{н}} = 2 \text{ м}$;
 $\varphi_{\text{н}} = 21^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{2 \cdot 11,3}{2} = 11,34 \text{ кН/м}. \quad (6.74)$$

Определяем пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа.

Удельный вес взвешенного грунта $\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}$ равняется:

$$\gamma_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_{\text{в}} = 25,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 18,14 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.75)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес сухого грунта;

n_0 – пористость сухого грунта;

$\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес воды.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяют по формулам:

Под водобойной плитой:

$$p'_{\text{пн}} = \gamma_{\text{бет}} \cdot h_{\text{пл}} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right); \quad (6.76)$$

$$p'_{\text{пн}} = 14,9 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 260,5 \text{ кН/м}^2.$$

На уровне подошвы плотины:

$$p''_{\text{пн}} = (\gamma_{\text{бет}} \cdot h_{\text{пл}} + \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right); \quad (6.77)$$

$$p''_{\text{пн}} = 18,14 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 471,86 \text{ кН/м}^2.$$

где $h_{\text{пл}}$ – толщина водобойной плиты;

$h_{\text{гр}}$ – толщина слоя грунта от низа водобойной плиты до подошвы плотины;

$\gamma_{\text{бет}}^{\text{взв}}$ $\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}$ – удельный вес взвешенного бетона плиты и грунта, соответственно;

$\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта.

Численное значение равнодействующей пассивного давления грунта на 1 п. м. длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{\text{пас}} = \frac{p'_{\text{п}} \cdot p''_{\text{п}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{260,5 + 471,86}{2} \cdot 2 = 732,37 \text{ кН}. \quad (6.78)$$

6.6.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.79)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,67 \cdot \left(\frac{7,86}{3,14} + \frac{0,18}{2} \right) = 8,52 \text{ кН/м}.$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;

$\bar{\lambda}$ – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,67^2}{7,86} = 0,18 \text{ м}. \quad (6.80)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя ВБ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,86}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,67 = 1 \text{ м}. \quad (6.81)$$

6.6.2 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчётов составлена таблица 6.2, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f .

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	7460,51	13	96986,57
T_H	1,0	←	101,99	1,46	-148,91
W_B	1,0	↓	0	0	0
W_H	1,0	↓	0	0	0
G_6	0,95	↓	5168,03	7,32	-37829,95
$G_{пл}$	0,95	↓	7597,83	4,49	-34114,28
$W_{взв}$	1,0	↑	829,93	0	0
W_ϕ	1,0	↑	1413,33	6,35	8974,62
E_H	1,2	→	13,60	3,66	50
$W_{волн}$	1,0	→	8,52	37,28	317,63
q_3	0,9	↓	15,46	10,38	-160,45
$E_{пн}$	0,8	←	585,893	0,45	-263,65
		$\Sigma \downarrow \uparrow$	10538,06	ΣM	33811,4

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{10538,06}{25} + \frac{6 \cdot 33811,4}{25^2} = -96,93 \text{ кН/м}^2. \quad (6.82)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (6.83)$$

$$\sigma_x^u = -96,93 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 39 \cdot (1 - 0^2) = -382,59 \text{ кН/м}^2.$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 165,00 - 126,00 = 39 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{tg } \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 39 + (-96,93)) \cdot 0 = 0. \quad (6.84)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (6.85)$$

$$\sigma_1^u = -96,93 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 39 \cdot 0^2 = -96,93 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 39 = -382,59 \text{ кН/м}^2. \quad (6.86)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{10538,06}{25} - \frac{6 \cdot 33811,4}{25^2} = -746,11 \text{ кН/м}^2. \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.88)$$

$$\sigma_x^t = -746,11 \cdot 0,47^2 - 9,81 \cdot 4,56 \cdot (1 - 0,47^2) = -197,24 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 130,56 - 126,00 = 4,56 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{ctg } \alpha_2 = \text{ctg } 65^\circ = 0,47, \quad (6.89)$$

где $\alpha_2 = 35^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.90)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 4,56 - 746,11) \cdot 0,47 = 327,06 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.91)$$

$$\sigma_3^t = -746,11 \cdot (1 + 0,47^2) + 9,81 \cdot 4,56 \cdot 0,47^2 = -898,62 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 4,56 = -44,73 \text{ кН/м}^2, \quad (6.92)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

Расчёт крайних напряжений представлен в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-96,93	-746,11
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-382,59	-197,24
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	327,06
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-96,93	-898,62
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-382,59	-44,73

6.6.3 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.93)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$R_b = 2,8$ МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условия работы;

$$1,2 \cdot 1,0 \cdot |-898,62| \leq 0,5 \cdot 2,8;$$

$$1,08 \text{ кН/м}^2 \leq 2,66 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.94)$$

$$-96,93 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.95)$$

$$96,93 \text{ кПа} \geq 95,65 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.6.3 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения.

Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.96)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,95$ – коэффициент условий работы;

R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_B + W_H) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega; \quad (6.97)$$

$$R = (7597,83 + 5168,03 + 15,46 - 1413,33 - 829,93 + 0 + 0) \cdot \operatorname{tg} 35^\circ + 585,89 \cdot 0,7 + 125 \cdot 25 = 10911,77 \text{ кН},$$

где γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается $\gamma'_c = 0,7$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м. $\omega = B_n \cdot 1$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав}; \quad (6.98)$$

$$F = 7460,51 - 101,99 + 8,52 + 13,60 + 0 = 7380,64 \text{ кН}.$$

$$\frac{10911,77 \cdot 0,95}{7380,64 \cdot 1,0} = 1,40 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

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

7.1 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Горнозаводского гидроузла

7.1.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

Гидроэнергетические объекты оказывают существенное влияние на окружающую природную среду. Это влияние является локальным.

При рассмотрении влияния гидроэнергетических объектов на окружающую среду необходимо различать период строительства гидроэнергетических объектов и период их эксплуатации.

Первый период сравнительно кратковременный – несколько лет. В это время в районе строительства нарушается естественный ландшафт. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями – частицами песка, глины и т. п. Возможно загрязнение воды коммунально–бытовыми стоками строительного посёлка.

Подъём уровня воды в верхнем бьефе начинается обычно в период строительства. В результате производного при этом наполнении водохранилища изменяются расходы и уровни воды в нижнем бьефе.

В период строительства Горнозаводской ГЭС будут проводиться следующие виды работ:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению:

- 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.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов и климатические изменения;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Ангара в нижнем бьефе Горного гидроузла;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы в верхнем бьефе изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907–85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими законодательными нормативными документами:

- Конституция РФ (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993г.);
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» № 7–ФЗ от 10.01.2002;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96–ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89–ФЗ от 24.06.1998;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52–ФЗ от 13.12.1996;
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года № 33–ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 № 69–ФЗ);
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года № 52–ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 № 309–ФЗ);
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 года № 117–ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 № 186–ФЗ);
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 года № 174–ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 № 75–ФЗ);
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 года № 166–ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 № 333–ФЗ);
- Земельный кодекс РФ № 136–ФЗ от 25.10.2001;

- Водный кодекс РФ № 74–ФЗ от 03.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.);
- Лесной кодекс РФ № 200–ФЗ от 04.12.2006;
- Другие нормативные документы РФ.

7.1.2 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Проектируемый Горнозаводский ГУ расположен на территории Пермского края.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входит:

- санитарная очистка территории кладбищ в пределах затопления;
- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

Плотиной Горнозаводской ГЭС будет создано водохранилище, которое подтопит сельскохозяйственные угодья, а также земли, занятые под лесом и кустарниками.

Водохранилищем затрагивается п. Усть–Койва населением 18 человек (по данным 2010 года). Жители данной деревни будут переселены.

Объектов важного народнохозяйственного значения в зоне затопления нет.

Для компенсации сельскохозяйственных потерь, вызываемых созданием водохранилища, предусматривается освоение подлесных земель, создание новых совхозов, в зоне водохранилища.

Планируемое число рабочих составляет около 5 тысяч человек, в том числе эксплуатационный персонал будущего гидроузла.

Для рабочих и переселенцев будет построен поселок со всеми необходимыми объектами культурного, коммунального и бытового значения.

7.1.3 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.11.2007 года № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74–ФЗ от 03.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

В проекте водоохраной зоны обосновывается ее граница и граница прибрежной защитной полосы, также определяются комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно–защитных мероприятий.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохраной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.11.2007 года № 800 в водоохраной зоне запрещается:

- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохраной зоне запрещается:

- распашка земель;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения;

Так же запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно–техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;

- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;

- размещение складов для хранения горюче–смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

7.1.4 Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловители. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов)

стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно–чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

– при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

Осуществление строительства Горнозаводской ГЭС потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

7.1.5 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)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (258500 м³);

q – удельный норматив образования, % (q =1,8%);

ρ – плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{258500 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 9382,5.$$

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 %.

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

где N – количество арматуры, т (1137 т);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1137 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 11,37.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 9382,5 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 11,37 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.

7.1.6 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96 ФЗ от 4 мая 1999 г. (изменён 13.07.2015 г).

7.2 Безопасность гидротехнических сооружений

Обеспечение безопасности сооружения Горнозаводской ГЭС является одной из главных задач службы эксплуатации.

Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими не только для региона, но и для государства

В соответствии с законодательством России выделяют такие требования к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений:

- создание минимального уровня риска возникновения аварии объекта;
- осуществление регулярного государственного контроля состояния безопасности сооружения;
- непрерывная работа гидротехнического сооружения;
- наличие документации о безопасности сооружений;

- оснащение гидротехнических сооружений всеми необходимыми техническими средствами и внедрение новых технологий для постоянного контроля их безопасности;

- обеспечение необходимой квалификации обслуживающего персонала;
- регулярное осуществление технических осмотров и ремонтов гидротехнических сооружений, а также проведение комплекса работ, нацеленных на уменьшение риска возникновения ЧС.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 29 июля 2018 года)

Одним из основных требований закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является соблюдение декларации безопасности гидротехнических сооружений, составом которой определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ.

Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации безопасности гидротехнических сооружений, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Внутреннее содержание декларации устанавливается Правительством России в зависимости от функционального назначения сооружения.

Ответственность за обеспечение безопасности гидротехнического объекта несет его собственник и эксплуатирующая компания. Поэтому в их обязанности входит множество пунктов:

- контроль полного соответствия, проектируемого или работающего сооружения всем требованиям и нормам;

- постоянное изучение характеристик состояния гидротехнического объекта и его безопасности;

- в случае снижения уровня безопасности – выявление причин этого процесса и осуществление мероприятий, направленных на достижение нужных результатов;

- выполнение регулярных осмотров сооружения;

- внедрение более совершенные системы контроля за состоянием безопасности объекта;

- обеспечение высокой квалификации сотрудников эксплуатирующей организации и систематическая проверка их знаний;

- обязательное взаимодействие с органами надзора по вопросам состояния и безопасности гидротехнического сооружения, немедленное информирование о поломке или аварии на объекте;

- материальные вложения в развитие и модернизацию строения;

– содержать в состоянии готовности системы оповещения о ЧС на объекте.

Владелец или компания–пользователь несут полную ответственность за безопасность гидротехнического сооружения и возмещение ущерба на 100% в случае аварии или ЧС до перехода прав собственности к другому лицу.

7.3 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно–гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Горнозаводской ГЭС следует считать:

- обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса;
- гарантия условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких–либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения;
- формирование у работников безопасного поведения на производстве и навыков предупреждения опасных ситуаций;
- постоянное улучшение условий труда.

Организацию работы по технике безопасности, охране труда на Горнозаводской ГЭС должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя назначается лица, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: служба охраны труда и

производственного контроля, уполномоченные по охране труда, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- соблюдение требований законодательных и иных нормативных правовых актов Российской Федерации в области охраны труда;
- обучение работников ГЭС по охране труда и проверку знаний требований охраны труда;
- все работники должны быть застрахованы от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- все работники ГЭС должны быть обеспечены необходимыми и соответствующими средствами индивидуальной защиты, исправным инструментом, приспособлениями и средствами производства;
- обеспечивать безопасность работников, при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений;
- приводить санитарно-гигиенических условий труда на рабочих местах в соответствие с нормами;
- осуществлять контроль за соблюдением требований охраны труда на объектах ГЭС;
- мотивировать работников к безусловному соблюдению требований охраны труда;
- обеспечивать выявления, оценки и снижения рисков в области охраны труда;
- внедрение и использование передовых технологий, обеспечивающих безопасные условия труда на рабочих местах;
- финансирование и обеспечение необходимыми материально-техническими ресурсами для реализации политики организации в области охраны труда;
- постоянное усовершенствование и функционирование системы управления охраной труда.

На Горнозаводской ГЭС планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы должны осуществляться в соответствии с:

- рекомендациями Министерства здравоохранения и социального развития РФ;
- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;
- коллективным договором (соглашением по охране труда);
- выводами из анализа производственного травматизма профессиональной заболеваемости на основе материалов расследования и другого информационного материала;
- результатами контрольных проверок состояния охраны и условий труда;
- предложениями комиссий и уполномоченных лиц по охране труда;

- предписаниями органов государственного и ведомственного надзора;
- организационно–распорядительными документами вышестоящих органов управления.

Руководством Горнозаводской ГЭС охрана труда должна обеспечиваться в соответствии с действующим законодательством. Основными из которых являются Трудовой кодекс РФ (ТК РФ), Гражданский кодекс РФ (ГК РФ) и

Федеральный закон от 17 июля 1999 г. № 181–ФЗ "Об основах охраны труда в Российской Федерации".

Основные законодательные акты, обеспечивающие безопасные и безвредные условия труда, представлены ТК РФ. ГК РФ устанавливает ответственность работодателей вследствие причинения вреда работнику на производстве, а также определяет формы и размер возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью гражданина.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

7.4 Пожарная безопасность

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара.

Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления 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.

Требования к пожарной безопасности изложены в федеральном законе от 22 июля 2008г. №123–ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

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 Горнозаводской ГЭС, 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 Горнозаводской ГЭС входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка инженерно–технических работников Горнозаводской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;

- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;

- занятия по пожарно–техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;

- проведение противопожарных тренировок;

- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;

- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы мощностью более 65 МВА;
- реакторы; – кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренчерами – ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорнопусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

8 Технико–экономическое обоснование

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС полагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы крупнённо показаны в календарном графике, приложение Г.

Оценка объёмов реализации электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2027	2028	2029	2030	2031
Установленная мощность	МВт	117,96	117,96	117,96	117,96	117,96
Число часов использования установленной мощности	Часы	3 200	3 200	3 200	3 200	3 200
Выработка электроэнергии	МВт·ч	31 456	31 456	31 456	31 456	31 456
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	314,56	314,56	314,56	314,56	314,56
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	31141	31141	31141	31141	31141
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 642	1 678	1 707	1 724	1 740
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	51,1	52,2	53,2	53,7	54,2
НДС к выручке	млн.руб	7,8	7,9	8,1	8,2	8,3

Данные, полученные в итоге расчётов, показывают, что при непрерывном объеме продаж электроэнергии полученная выручка повышается. Это связано раньше каждого с ростом тарифов на электроэнергию.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Образование нынешних затрат исполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Цельные сценарные данные ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Цельные сценарные данные подготовлены для унификации начальной информации в целях обеспечения цельного подхода при образовании

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».

Цельные сценарные данные представляют собой перечень особенно важных показателей, а также условий и допущений, нужных для подготовки расчетов в границах образования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической производительности инвестиционных планов.

Затраты, нужные для создания продукции, именуются нынешними затратами, это денежные средства, нужные для организации производственного процесса и создания продукции, работ либо служб.

Себестоимость продукции непринужденно зависит от нынешних затрат предприятия, потому что характеризует величину расходов, доводящихся на единицу продукции. Видимо, что все факторы, влияющие на образование затрат, оказывают непосредственное могущество и на себестоимость продукции.

Нынешние расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на службы регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по всему 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 прихода 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 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	61,1
Прочие	274,0	38,8
Итого по ГЭС	529,2	99,9

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные познания затрат на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 4	0,06
От 5 до 14	0,09
От 15 до 19	0,14
Свыше 20	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	10,64
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	0,75
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,22
Итого		11,61

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

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

Из полученных данных дозволено сделать итог, что основную часть расходов по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

Для большей наглядности нынешние затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

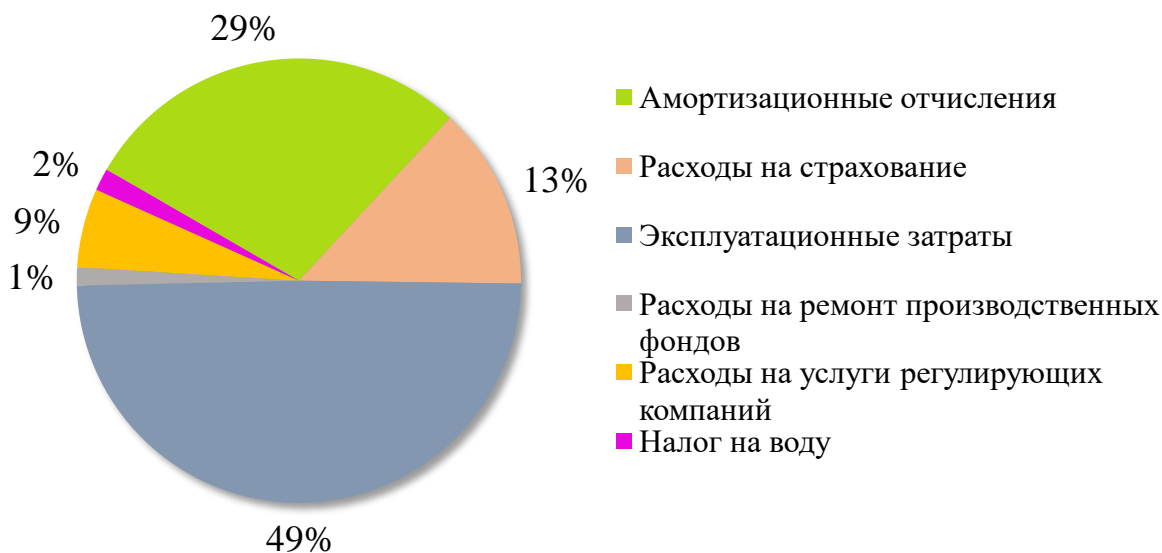


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Существенная часть отчисляется в территориальный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	253,80	257,32	260,47	263,44	263,46
НДС, млн.руб.	155,13	300,80	295,23	306,16	128,57
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13
Налог на имущество, млн.руб.	87,70	85,79	83,88	81,98	87,27
Итого, млн.руб.	253,80	257,32	260,47	263,44	263,46

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

Структура налогов представлена на рисунке 8.2.

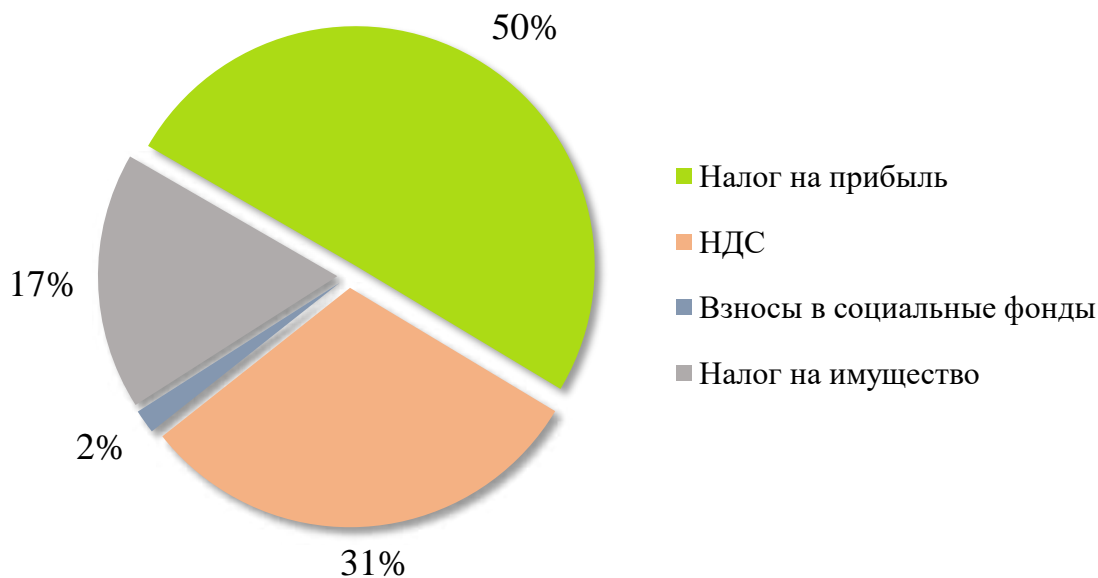


Рисунок 8.2 – Структура налогов, %

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Выручка является финальным финансовым итогом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в целом представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая выручка первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7. График изменения суммы чистой выручки по плану в первые годы эксплуатации представлен на рисунке 8.3.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	932,12	1432,08	1464,32	1490,48	1505,21
Текущие расходы, млн.руб.	205,59	300,86	305,34	304,47	303,63
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	932,11	1432,08	1464,32	1490,48	1505,21
ЕВИТ (прибыль до налогообложения), млн.руб.	768,30	1216,13	1243,58	1271,65	1288,28
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	127,22	243,22	248,71	254,33	257,65
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	641,07	972,91	994,86	1017,32	1030,63
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

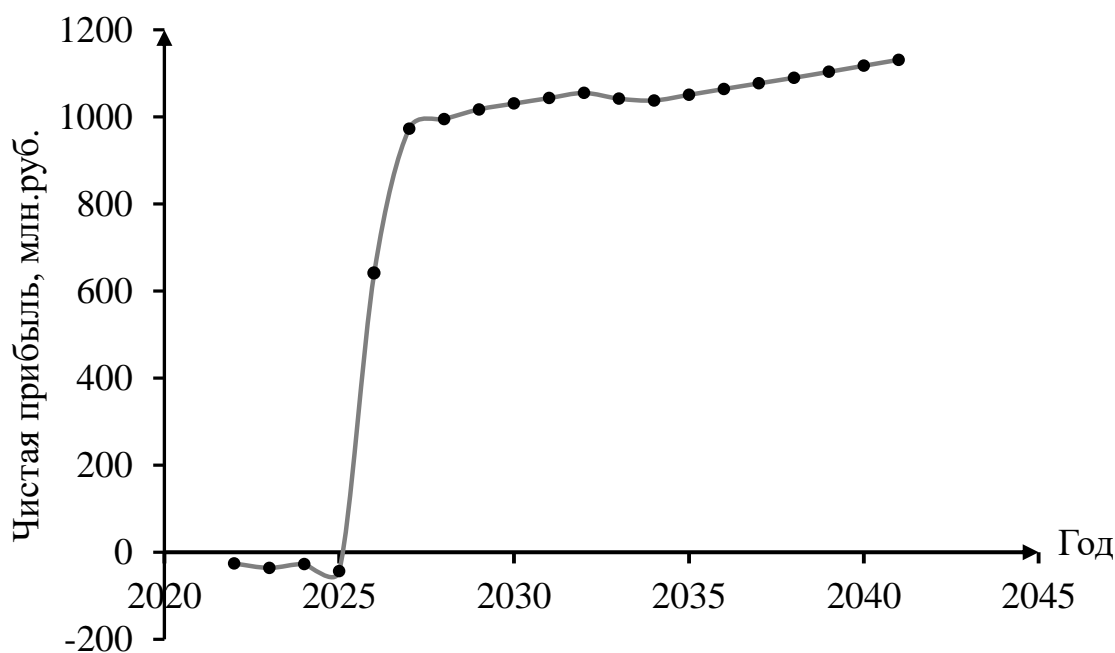


Рисунок 8.3 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации, млн. руб.

До 2026 года у нас нет выручки потому что в первые годы строительства ГЭС происходит большой взнос бюджета в оборудование, строительные материалы, наем работников и получение рабочих машин. Начиная с 2026 года начинается резкий скачок выручки, с нашего плана потому что мы установили 1-й гидроагрегат и начали изготавливать и продавать электрическую энергию. После этого в связи расходами на установку второго гидроагрегата отслеживается уменьшение поступающей выручки. С 2033 года снижается, основные вложения в работы по установке второго гидроагрегата и выручка начинает непрерывно возрастает. Это говорит о том, что в строительство ГЭС, начиная с 2033 года, не вкладывается больших денег, дабы повлиять на ее выручку.

8.3 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 8.4.

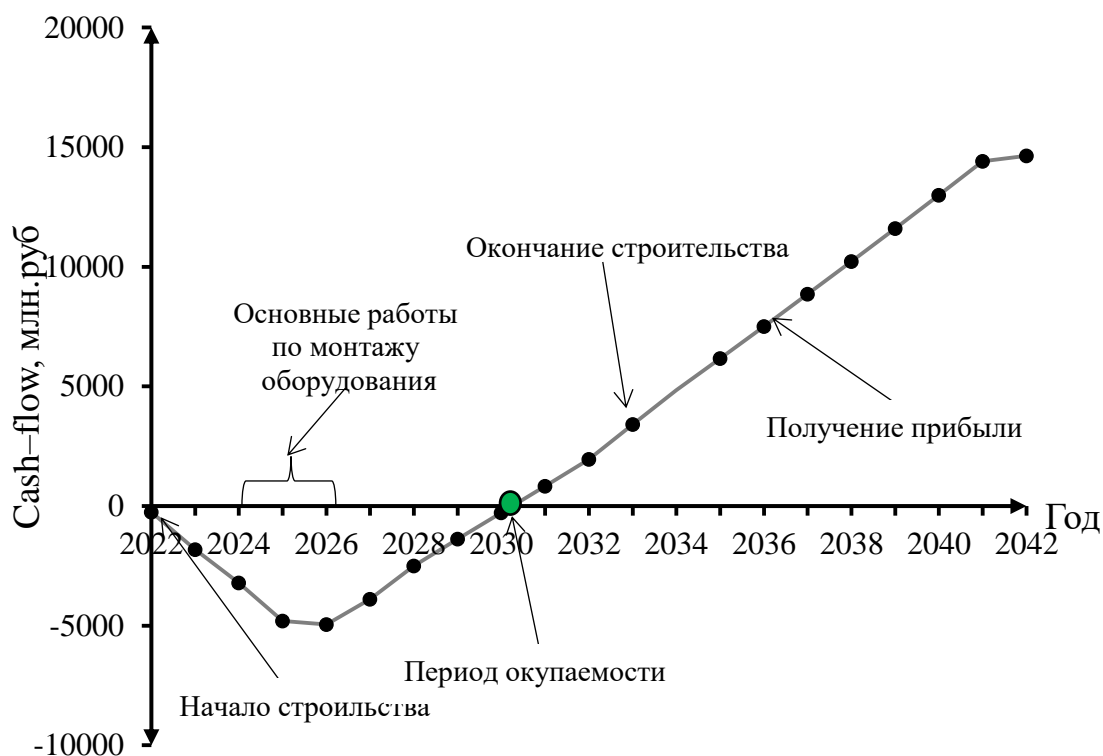


Рисунок 8.4 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Изучая график денежного потока, мы можем отслеживать негативный денежный поток, т.е. нехватку денежных средств период с 2022 года (предисловие строительства) до 2030 года (период, когда план сравнялся по расходам и выручки). Если разглядеть данный период подробнее, то мы отслеживаем, постепенное снижение денежных средств с 2022 по 2026, потому что в данный период разрабатывается местность под строительство ГЭС и огромных затрат не требуется. Позже установки первого гидроагрегата денежные средства по плану понемножку возрастают, потому что монтаж первого аппарата завершен, и ГЭС начинает продавать электроэнергию, и данный период отслеживается вплотную до середины 2030 года. Позже этого доходы начинают покрывать расходы и приносить выручка.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

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

8.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход;

2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости;
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24–16–1/20–113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Горнозаводской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года;

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Горнозаводской ГЭС на реке Чусовая»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости – РВ, мес	120
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	765,89
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,19
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	13,99
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,34
Удельные капиталовложения, руб/кВт	61889,83

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит 765,89 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,34 руб./кВт·ч.

Показатель чистого приведенного дохода является правильным, что говорит об производительности плана. Период окупаемости 120 месяц, такой срок обусловлен высокими исходными расходами на строительство, но этого не стоит, пугаться потому что выручка с плана будет грандиозной в связи с электрическим недобором района строительства. Себестоимость электрической энергии и удельные капиталовложения находятся на приемлемом уровне.

8.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.руб	6,99	3,29	2,07	125,37	251,10
В региональный бюджет, млн.руб	0,61	5,99	7,21	59,45	89,56
Итого налоговых поступлений, млн.руб	7,61	9,28	9,27	184,82	340,67

Строительство Горнозаводской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и районный бюджеты. Крупный объем поступлений в территориальный бюджет дозволено будет применять для становления региона. Стоит подметить, что с момента начала производства электроэнергии поступления в бюджеты гораздо увеличатся.

8.5 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Цена сбыта;
- б) Ставка дисконтирования;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

График изменение NPV представлен на рисунке 8.5.

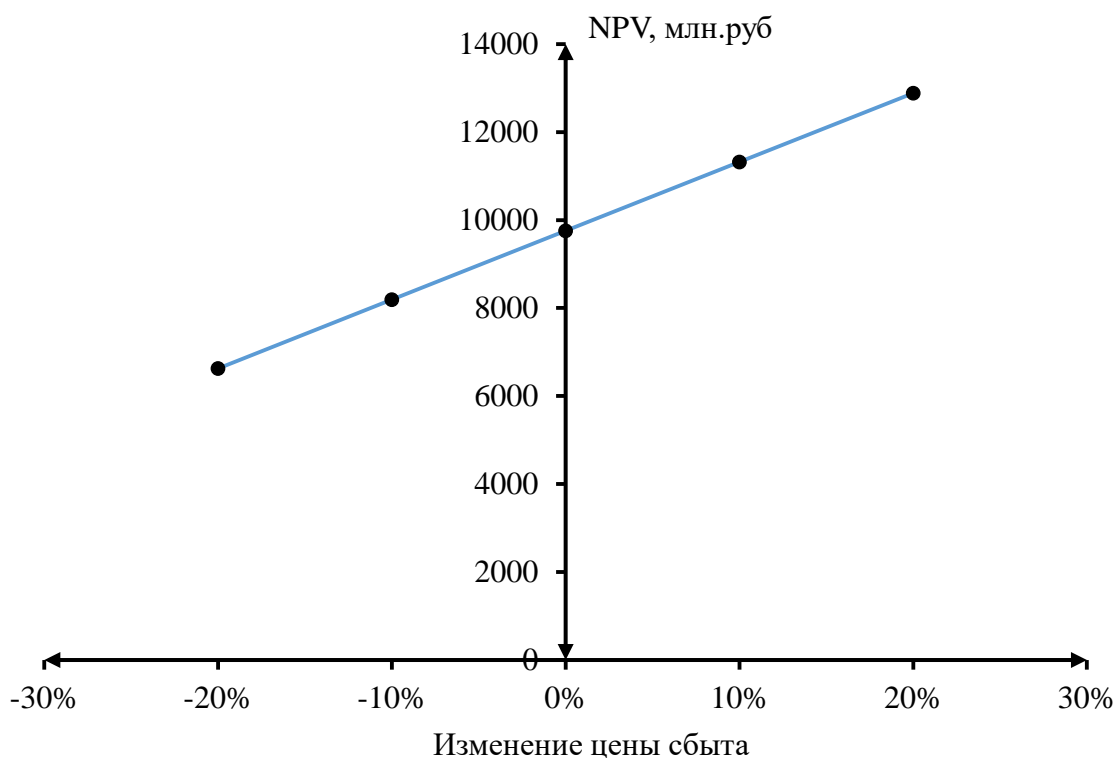


Рисунок 8.5 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

График показывает, что увеличение цены приводит к увеличению (NPV).
 График Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлен на рисунке 8.6.

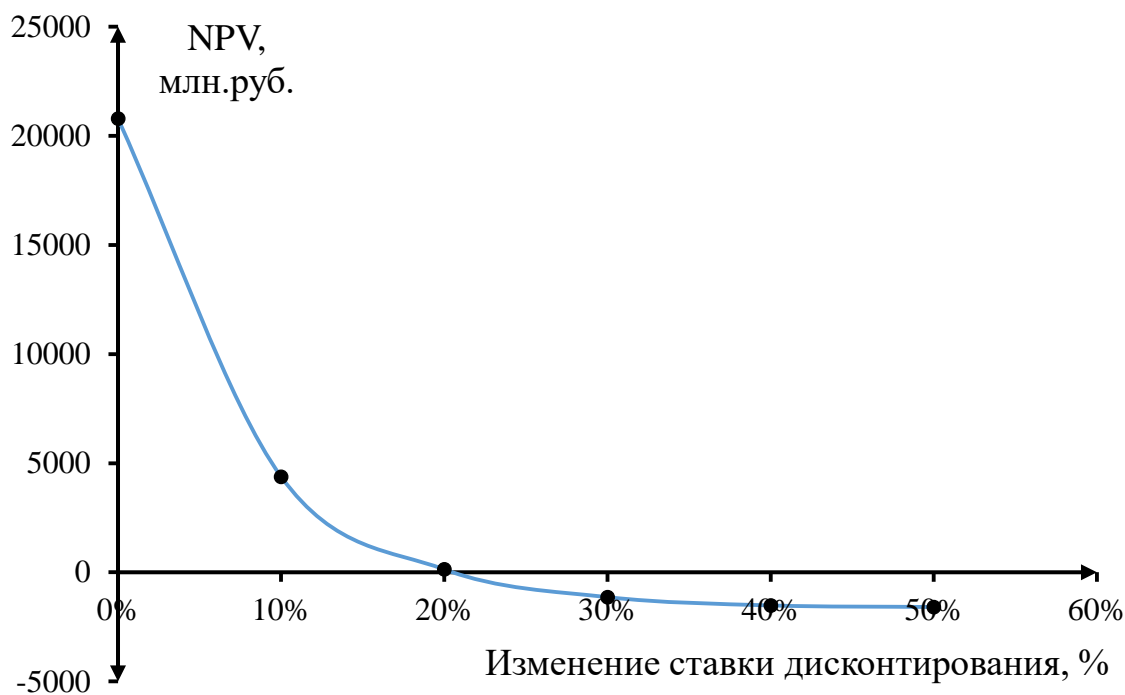


Рисунок 8.6 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению NPV.

График изменения суммы NPV в зависимости от изменения ставки налогов представлен на рисунке 8.7.

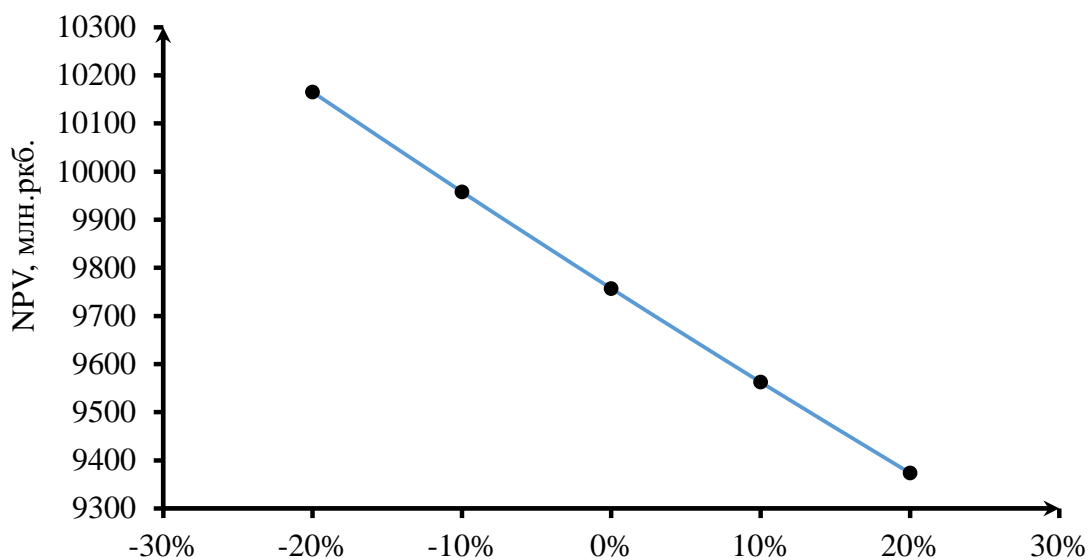


Рисунок 8.7 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки налогов

График показывает, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины NPV.

9. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел

9.1 Общие сведения о маслохозяйстве и типах масла

Масляное хозяйство является одной из главных систем обеспечения надежности работы ГЭС. На станции присутствуют трансформаторы и выключатели, заполненные трансформаторным маслом, конструкции генераторов и турбин, такие как подпятники, подшипники, системы регулирования турбин, наполненные турбинным маслом разных сортов, которые применяются в качестве энергоносителей, смазки, охлаждения. Также, на станции необходимо иметь определённое количество промышленных сортов масла, которое применяется для смазки различного рода механизмов – насосов, компрессоров, двигателей. Правила технической эксплуатации предъявляют серьёзные требования к качеству и чистоте применяемого на ГЭС сортам масла. Так, все применяемые энергетические (турбинные, электроизоляционные, компрессорные, промышленные и др.) должны иметь сертификаты качества или паспорта предприятия–изготовителя, подвергаться лабораторному анализу для соответствия государственным стандартам. Качество электроизоляционного масла должно соответствовать объемам и стандартам испытаний электрооборудования. Марку свежего трансформаторного масла следует выбирать в зависимости от типа и класса напряжения оборудования. При получении и хранении трансформаторного масла должен осуществляться контроль качества в соответствии с положением «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

Каждая электростанция либо сеть должна быть оснащена масляным хозяйством, надобность сооружения МХ, а также выбор вида МХ и сооружений решается владельцем определенного объекта в зависимости от условий размещения объекта и вероятности получения масла требуемого качества и числа.

Масляное хозяйство предназначено для приёма поступающего масла («свежего» масла), хранения подготовленного к эксплуатации масла, периодической проверки качества масла (на больших станциях также и поправки его физико–механических свойств) и хранения отработанного масла. В маслonaполненных баках маслохозяйства хранятся два типа масел: смазочное («турбинное») и изоляционное («трансформаторное»), смешивание которых неприемлемо. Поэтому для транспортировки этих масел предусмотрены отдельные резервуары и нефтепроводы.

Схема масляного хозяйства должна быть спроектирована таким образом, чтобы при наименьшей длине маслопроводов и количестве установленных задвижек, обеспечить простоту обслуживания, надёжную подачу масла как в машинный зал, так и в распределительное устройство, а также в резервуар для хранения отработанного масла. Диаметр маслопровода, как правило, не превышает 200 мм. Маслохранилище центрального и станционного масляного хозяйства в зависимости от региона расположения гидроэлектростанции,

климатических условий, а также планировки здания может быть открытым или закрытым. Во втором случае маслохранилище может быть встроено в здание станции или размещено в специальном помещении. В открытых маслохранилищах рекомендуется устанавливать ёмкости вместимостью по 25 – 63 м³. Для закрытых маслохранилищ резервуары могут быть выполнены по специальным проектам.

9.2 Схемы маслохозяйства

На ГЭС, ГАЭС и электрических сетях в зависимости от конкретных условий сооружаются следующие виды МХ:

- станционное, предназначенное для обслуживания только объекта базирования (например: большой ГЭС или мощной подстанции электрической сети);
- центральное, предназначенное для обслуживания помимо объекта базирования, также и других объектов (например: ГЭС каскада, подстанций электрических сетей);
- филиальное, предназначенное для обслуживания объекта базирования с использованием оборудования, средств и персонала центрального маслохозяйства.

Централизованное, станционное или филиальное маслохозяйство ГЭС или электрической сети должно обеспечивать выполнение следующих технологических операций:

- прием масел из железнодорожных и/или автомобильных цистерн, транспортных резервуаров и тары;
- хранение масел;
- подготовку (очистку) свежих, эксплуатационных и (или) регенерированных масел для залива (долива) их в оборудование;
- подачу подготовленных масел в оборудование;
- слив отработанных масел из оборудования и их прием на МХ;
- очистку, регенерацию и стабилизацию присадками отработанных масел;
- выдачу масел в транспортные емкости;
- учет всех видов принимаемых, отпускаемых и перекачиваемых масел;
- хранение запаса сорбентов, присадок, фильтровальных материалов, реагентов и других расходных материалов, применяемых при обработке масла;
- подготовку отработанных масел для сдачи на переработку или утилизацию;
- подготовку свежих сорбентов и восстановление адсорбционных свойств отработанных сорбентов;
- отбор проб масел;
- калибровку резервуаров и трубопроводов;
- контроль технологических параметров при выполнении технологических операций на МХ;

- промывку трубопроводов;
- сбор протечек и дренажей масел;
- аварийный слив масла из резервуаров хранения.

Для выполнения данных операций в состав центрального или станционного маслохозяйства должны входить:

- узел приема и выдачи масла в транспортные емкости;
- маслоаппаратная;
- склад хранения масел;
- система маслопроводов;
- стационарное и/или передвижное МОО для обработки масла непосредственно в оборудовании или на филиальных МХ;
- складские помещения для хранения запасных частей, сорбентов и расходных материалов;
- транспортные емкости для доставки масел к оборудованию.

В состав филиального маслохозяйства должны входить:

- склад хранения масел;
- система маслопроводов;

Схема маслохозяйства должна обеспечивать контроль качества масел при приеме, хранении, перекачке, обработке, подаче к потребителям, эксплуатации, сливе из оборудования электрических станций и сетей и выдаче в транспортные емкости. На рисунке 9.1 представлена схема маслохозяйства.

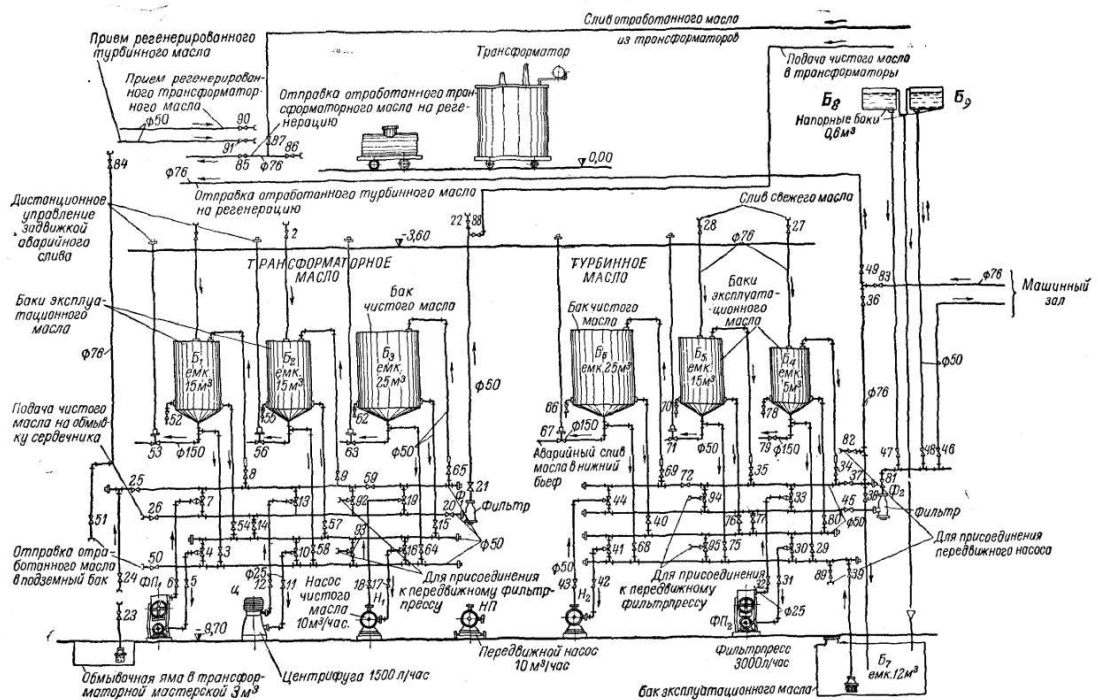


Рисунок 9.1 – Схема масляного хозяйства в здании станции

9.3 Виды масел, применяемых на ГЭС

9.3.1 Турбинное масло

Предназначены для смазки и охлаждения турбинных подшипников. Эти же масла применяются в качестве рабочих жидкостей в системах регулирования гидроагрегатов, а также в циркуляционных и гидравлических системах различных промышленных механизмов.

Турбинное масло должно обладать хорошей устойчивостью к окислению, не выделять при длительной работе осадков, не образовывать стойкой эмульсии с водой, которая может проникать в смазочную систему во время работы, и защищать поверхность стальных деталей от коррозии. Перечисленные эксплуатационные свойства достигаются при помощи использования высококачественной нефти, применением глубокой очистки при переработке и введением присадок, улучшающих антиокислительные, деэмульгирующие, антикоррозионные, а в некоторых случаях противоизносные свойства масел.

На электростанциях должен храниться постоянный запас турбинного масла в количестве, равном (или более) вместимости маслосистемы самого крупного агрегата и запас на доливки не менее 45–дневной потребности.

На Камской ГЭС применяется дистиллятное турбинное масло марки Тп–30. Его вырабатывают из парафинистых нефтей с применением метода селективной очистки.

Свежее турбинное масло обладает высокой стойкостью против окисления, хорошими деэмульгирующими свойствами, содержит присадки, улучшающие свойства масла:

- антиокислительная присадка «Агидол–1» не менее 0,5%;
- антикоррозионная присадка не менее 0,02%;
- противоизносная присадка ДФ–11 не менее 0,5%;
- деактивирующая присадка не менее 0,02%;
- деэмульгирующая присадка не менее 0,02%;

В начальной стадии эксплуатации турбинного масла Тп–30 наблюдается снижение кислотного числа за счет срабатывания присадок, содержащихся в масле. После достижения кислотного числа масла значений от 0,08 до 0,12 мг КОН/г его снижение замедляется или прекращается, и затем происходит его постепенное увеличение в связи с накоплением в масле продуктов старения. При дальнейшем увеличении кислотного числа свыше 0,15 мг КОН/г появляется риск образования шлама в масле и выпадения осадков в маслосистеме, что недопустимо, т.к. может привести к нарушениям в работе систем регулирования и смазки гидротурбин.

Основным фактором ускорения старения масла Тп–30 в условиях гидротурбин является каталитическое воздействие загрязнений, содержащихся в масле (частицы металлов и вода).

Турбинные масла Тп–30, эксплуатируемые в системах регулирования гидроагрегатов (МНУ), не должны содержать масляный шлам.

Турбинное масло марки Тп–30 рекомендуется применять, не смешивая с маслами других марок.

Не допускается при работе с турбинным маслом марки Тп–30 подключать к маслосистеме адсорберы, заполненные силикагелем, т.к. при этом полностью удаляются антикоррозионная и противоизносная присадки, качество масла значительно ухудшается.

Обводнение масла в масляных системах гидротурбины не допускается. При обнаружении в масле воды необходимо произвести очистку масла от воды в маслохозяйстве после его слива с гидроагрегата, либо с использованием передвижного маслоочистительного оборудования в системах гидротурбин.

9.3.2 Трансформаторное масло

Они используются для заливки в силовые и измерительные трансформаторы, в реакторное оборудование, а также в масляные выключатели. В выключателях, масло выполняет функции дугогасящей среды. Изоляционные свойства масел определяются в основном тангенсом угла диэлектрических потерь. Диэлектрическая прочность трансформаторных масел в основном определяется наличием волокон и воды, поэтому механические примеси и вода в маслах должны полностью отсутствовать.

Низкая температура застывания масел ($-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже) необходима для поддержания их подвижности при низких температурах. Для обеспечения эффективного отвода тепла трансформаторные масла должны обладать наименьшей вязкостью при температуре вспышки не менее 95, 125, 135 и 150 $^{\circ}\text{C}$ для разных марок.

В качестве сырья для получения трансформаторных масел используются дистилляты различной нефти. Все отечественные трансформаторные масла содержат ингибитор окисления антиокислительную присадку «Ионол» (АГИДОЛ – 1)

Эффективность добавки основана на ее способности взаимодействовать с активными пероксидами, которые образуются при окислении углеводородов.

Перед заливкой в электрооборудование масло подвергается глубокой термовакuumной обработке. Согласно действующим РД 34.45–51. 300–97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования" концентрация воздуха в масле, заливаемом в трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные вводы и герметичные измерительные трансформаторы не должна превышать 0,5 % (при определении методом газовой хроматографии), а содержание воды 0,001% (мас. доля). В силовые трансформаторы без пленочной защиты и негерметичные вводы могут быть заполнен маслом с содержанием воды 0,002 % (массовая. доля). Перед заливкой масла необходимо проверить значение напряжения пробоя.

В силовом электрооборудовании Камской ГЭС применяются масла следующих марок:

- ГК, ТУ 38.101.1025–85 – автотрансформатор 110/220 кВ;

- Т–1500, ГОСТ 982–80 – силовые трансформаторы 110 кВ, измерительные трансформаторы, ДГК, до 220 кВ включительно;
- Nytro 11 GX, МЭК 60296(82) силовые трансформаторы напряжением 220 кВ, ингибированное трансформаторное масло, отвечающее спецификациям IEC 296(82) Класс IA и ПА.

Трансформаторные масла различаются между собой по стабильности к окислению, электроизоляционным показателям, содержанию серы, температурам вспышки, температуры застывания и т.д.

Масла, изготовленные по различным стандартам и техническим условиям, рекомендуется хранить отдельно и использовать в соответствии с областью применения.

При необходимости допускается смешивать отечественные ингибированные масла в любых соотношениях, учитывая при этом их область применения. Область применения и порядок смешения масел приведен в приложении Г, СТО РусГидро 02.01.112–2015.

9.3.3 Компрессорное масло

Компрессорное масло применяется для смазки трущихся частей компрессоров высокого и низкого давления. При работе компрессоров подвергается действиям высоких температур (до 170°C) и высокого давления (до 230 атм) и должно быть устойчивым против окисления. Температура вспышки не ниже 216°C удовлетворять требованиям ГОСТ 1861–73.

В оборудовании Филиала эксплуатируются компрессорные масла отечественного и импортного производства:

- КС–19, ГОСТ 9243 (компрессор «ВШВ 3/100»);
- Mobil Rarus 425 (компрессор «ДЭН–200ШМ БКК»)
- Atlas Copco Roto–ingectfluid (компрессор «GA 200–100FT»)

Основные эксплуатационные свойства компрессорных масел:

- высокая термоокислительная стабильность;
- не образуют коксообразных масляных отложений в нагнетательных линиях компрессоров;
- обладают хорошими антипенными свойствами и вязкостными характеристиками;

Основные функции компрессорного масла:

- снижают образование углеродных отложений
- демонстрируют хорошее отделение воздуха и конденсата
- защищают узлы оборудования от износа и коррозии
- способствуют сохранению, продлению срока службы быстро изнашиваемых узлов и агрегатов.

9.3.4 Индустриальное масло

Индустриальные масла применяются для смазки подшипников скольжения электродвигателей, насосов, лебедок, мостовых и башенных кранов, станков и т.п. оборудования. Должно соответствовать требованиям ГОСТ 20799–75. Температура вспышки должна быть выше 250°С.

В оборудовании Камской ГЭС эксплуатируется моторное масло импортного производства. Масло типа Mobil 1 SAE 10W30 (глубинный насос «Grundfos» типа S2, дренажный насос «Grundfos» типа SV (SEV)).

Основные функции моторного масла:

- уменьшить трение между соприкасающимися деталями, снизить износ и задиры трущихся частей;
- защитить детали от коррозии;
- отвести тепло от трущихся поверхностей;
- удалить продукты износа из зоны трения, тем самым замедлить образование отложений на поверхности трущихся частей.

9.3.5 Трансмиссионное масло

Масло предназначено для применения в узлах трения агрегатов трансмиссии, смазывания зубчатых зацеплений механизмов. Масло обладает высокими защитными свойствами, предупреждающих усиленный износ оборудования, содержит специальные присадки (противозадирную, антипенную и моющую). Диапазон рабочих температур масла от минус 25 до плюс 130 °С.

В козловых и грейферных кранах, полукозловом кране Камской ГЭС эксплуатируется трансмиссионное масло отечественного производства «ТСП–14».

Трансмиссионное масло ТСП–14 получают смешением дистиллятного и остаточного компонентов сернистых нефтей с добавлением противозадирной, антиокислительной, депрессорной и антипенной присадок.

Для обеспечения работоспособности механизмов трансмиссионные масла должны выполнять следующие функции:

- предотвращать износ поверхностей трения за счет образования стойкой масляной пленки между ними;
- снижать потери на трение в зубчатых зацеплениях;
- отводить тепло от поверхностей трения;
- удалять продукты износа из зон трения;
- защищать детали от коррозии;
- снижать ударные нагрузки на шестерни, вибрации и шум, уплотняя зазоры между поверхностями трения;

9.3.6 Гидравлическое масло

Масло гидравлическое необходимо рабочим системам, так как усиливает передаваемую механическую энергию. Благодаря ему увеличивается приложенная сила, происходит координация направления ее движения. Масло

гидравлическое обладает рядом преимуществ, с которыми работа механических средств улучшается:

- усиливается энергетическая подача к механизмам, приводимым в движение от гидравлического цилиндра;
- увеличиваются эксплуатационные сроки безаварийной работы механизмов и деталей, предотвращается их износ благодаря эффективной смазке;
- осуществляется противокоррозионная защита деталей из металла;
- усиленно охлаждаются работающие узлы гидравлической системы;
- обеспечивается надежная защита оборудования от повышенной влажности и перепадов температуры.

В козловых кранах Камской ГЭС эксплуатируется гидравлическое масло отечественного производства «АМГ – 10» арктическое.

Масло «АМГ–10» предназначено для использования в гидросистемах авиационной и наземной техники, работающей при температуре окружающей среды от –60 до +55°С.

Масло «АМГ–10» содержит пакет загущающих и антиокислительных присадок, а также специальный отличительный органический краситель. Масло «АМГ–10» относится к группе гидравлических масел HL по ИСО 6743–4. Масло АМГ–10 может заменять масло ВМГЗ 45/60, а также большинство других гидравлических масел. Данное масло содержит эффективный загуститель с высокой стойкостью к деструкции и присадки, улучшающие антиокислительную стабильность, противоизносные и антикоррозионные свойства.

Благодаря уникальной рецептуре масло в качестве рабочей жидкости обеспечивает надежную эксплуатацию гидравлических систем и устройств, работающих в интервале температур окружающей среды от –60°С до +55°С.

Основные преимущества масла:

- минимальное изменение вязкости во всём диапазоне рабочих температур;
- низкая температура застывания обеспечивает работоспособность гидросистем при самых низких температурах;
- высокая механическая стабильность.

9.4 Применение импортных масел

Масла различаются между собой по эксплуатационным свойствам, в связи с различиями в применяемом сырье, технологиях их производства и составах композиций присадок, которыми они стабилизированы.

Непрерывно расширяется ассортимент предлагаемых к применению для нужд электроэнергетики масел. Увеличивается доля присадок зарубежного производства, которые используются на российских энергетических предприятиях. Производители отечественных масел все более широко применяют импортные композиции присадок для повышения качества новых отечественных товарных масел. Главным достоинством импортных

энергетических масел является наличие присадок, положительно воздействующих на изоляционные, антиокислительные и антикоррозионные свойства масла, а также имеют допуски ведущих автопроизводителей, применимы в арктических условиях, снижают износ и увеличивают интервал замены масла. Большой популярностью в России пользуется совместное производство, которое заключается в использовании отечественного масла, но с добавлением импортных присадок.

Турбинное масло фирмы Лукойл производится на Пермском нефтеперерабатывающем заводе (Пермнефтеоргсинтез) и заводе Энергонефтересурс (ЭНР) с применением присадок от фирмы Shell. На ряде российских предприятий производится трансформаторное масло, однако, данные предприятия не зависят от поставок зарубежных присадок. Однако на Камской ГЭС применяется трансформаторное масло NYTRO 11GX по причине того, что трансформаторы уже поступили с этим маслом и в паспорте оборудования производитель прописывает именно такую марку масла.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Горнозаводской ГЭС на реке Чусовая, которая является сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного случая 0,1% и поверочного 0,01%: $Q_{0,1\%} = 1504 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 1618 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно–энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Горнозаводской ГЭС (118 МВт), и определена зона ее работы в графиках нагрузки для зимы и лета. Определен уровень мертвого объема (УМО = 159,67 м). Полезный объем равен 4,46 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет 460 млн. кВт–ч. Была построена область допустимых режимов работы, на которой определены следующие напоры:

- максимальный $H_{\max} = 34,08 \text{ м}$;
- расчетный $H_{\text{расч}} = 27,05 \text{ м}$;
- минимальный $H_{\min} = 24,75 \text{ м}$.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов Горнозаводской ГЭС. При выборе гидротурбин рассматривались два варианта ПЛ 40а и ПЛ 40б с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5 метров.

По справочным данным для выбранной поворотно–лопастной турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ–808/130–44 с номинальной активной мощностью 40 МВт.

Далее выбрана структурная схема Горнозаводской ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ – 110 кВ – «две рабочие системы шин». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- трансформаторы силовые ТДН–63000/110;
- трансформатор собственных нужд ТСЗУ–1600/10–80УХЛ4.

Для ВЛЭП сталеалюминевые провода марки АС 70/11.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ, а также рассчитаны уставки основных защит генератора.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Водосливная плотина принята бетонной, а здание ГЭС – руслового типа.

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом;
- станционная бетонная плотина;
- глухая левобережная бетонная плотина;
- правобережная каменно–набросная плотина.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка гребня водослива – 161,00 м;
- отметка гребня быка – 167,40 м;
- отметка подошвы плотины – 126,00 м;
- ширина подошвы по основанию – 25 м;
- количество водосливных отверстий – 3 шт;
- ширина водосливных отверстий – 7 м;
- ширина сооружения по гребню – 25,6 м;
- толщина быка – 3 м.

В качестве гасителя энергии потока используется водобойная стенка.

Для уменьшения величины противодавления устроена цементационная завеса на глубину 17,2 метра и дренаж на глубину 8,6 метра относительно подошвы плотины.

Были произведены оценки на прочность и устойчивость гидросооружения, по результатам которых можно сделать вывод, что Горнозаводская ГЭС отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, а растягивающие отсутствуют, таким образом плотина Горнозаводской ГЭС отвечает всем нормам СНиП.

Рассмотрены меры безопасности ГТС и приведены мероприятия по охране окружающей среды и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,34 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 61890 руб./кВт
- чистый приведенный доход – 766 млн. руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2005. – 114 с.
3. Затеева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е.Ю. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2012. – 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно–энергетические расчеты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014. – 106 с.
5. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
6. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. Новоженин В.Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / В.Д. Новоженин, Е.В. Невский. – Санкт–Петербург: Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. / М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушникова, И.В. Слива, В.В. Берлина. – Санкт–Петербург: Издательство Политехнического Университета, 2018. – 224 с.
9. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Няшкова. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нещеретный, В.А. Чекулаев. — Москва: «Машиностроение», 1972. — 168 с.
11. Брызгалов В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. — Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. — 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78–2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75–2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ.

19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022–2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.

15. СТО 17330282.140.016–2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.

16. Куценов Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2009. – 232 с..

17. СТО 56947007–29.240.014–2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35–750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10–750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.

18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4–е, перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

19. Номенклатурный каталог 2020 [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/blog/information-materials/#bx>

20. СТО 56947007–29.240.30.010–2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения» – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.

21. Каталог «Трансформаторно–реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // УЭТМ. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformarno-reaktornoe+oborudovanie>

22. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.

23. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 – 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>

24. СТО 17330282.27.140.020–2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

25. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>

26. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

27. ГОСТ Р 57114–2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» – Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

28. ГОСТ Р 56302– 2014 «Оперативно–диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

29. ГОСТ Р 56303–2014 «Оперативно–диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

30. СТО 56947007–29.240.10.249–2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» – Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

31. Чернобровов Н.В. Релейная защита электрических систем: Учебное пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.

32. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1–5 / И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2020. – 64 с.

33. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.

34. 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.

35. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82: дата введения 2013–01–01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.

36. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33–01–2003: дата введения 2013–01–01. – Москва: ФГУП ЦПП, 2012. – 110 с.

37. Киселев П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам / П.Г. Киселев. – Москва: Энергия, 1974. – 312 с.

38. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84: дата введения 2011–05–20. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.

39. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов. – Москва: АСВ, 2011. – 584 с.

40. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85: дата введения 2013–01–01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.

41. Лапасова В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной

квалификационной работы / В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2018. – 40 с.

42. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.» – Москва, 2017. – 22 с.

43. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации N 117–ФЗ (ред. от 18.03.2020) по состоянию на 5 августа 2000 г. – Москва: Кодекс, 2020. – 1228 с.

44. Лебедев В.Д. «Измерительные преобразователи тока для цифровых устройств релейной защиты и автоматики» – Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем / В.Д. Лебедев, Г.А. Филатова, А.Е. Нестерихин. – Екатеринбург: Научные труды IV Международной научно–технической конференции, 2013. – 7 с.

45. Цифровые измерительные трансформаторы [Электронный ресурс]: офиц. сайт производ. // ООО НПО «ЦИТ». – Режим доступа: <https://digitrans.ru>

46. Мир цифровой обработки. Цифровая обработка сигналов / А. Опенгейм, Р. Шафер, С.А. Кулешова, А.С. Ненашева – Москва: Техносфера, 2006. – 858 с.

47. Коберниченко В.Г. Основы цифровой обработки сигналов: учеб. пособие / В.Г. Коберниченко. – Екатеринбург: Министерство науки и высшего образования Российской Федерации; Издательство Уральского Университета, 2018. – 150 с.

48. Трансформаторы тока: учеб. пособие / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель И.М. Сирота, Б.С. Стогний. – Санкт–Петербург: Энергоатомиздат, 1989. – 416 с.

49. Направления исследований для повышения достоверности информации цифровой подстанции. Электротехнические системы и комплексы / А.В. Паздерин, П.В. Мурзин, И.Н. Одинаев, Ф.З. Бобокалонов. – Москва: Издание 45, 2019. – 8 с.

50. Анализ математических методов снижения погрешности трансформатора тока в режиме насыщения. Электротехнические системы и комплексы / И.Н. Одинаев, П.В. Мурзин, А.В. Паздерин, В.А. Тащилин, А. Шукало. – Москва: Выпуск 47, 2019. – 8 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно–энергетические расчёты

Таблица А.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

№П/П	P, %	Q _{ср.год.} м ³ /с	Годы	Q _{меж.} м ³ /с	Годы	Q _{пол.} м ³ /с	Годы
1	3	307	1969	88	1958	643	1969
2	6	299	1958	83	1961	594	1958
3	9	272	1966	79	1960	544	1966
4	12	271	1960	78	1986	539	1960
5	15	242	1979	78	1987	502	1971
6	18	240	1971	78	1967	493	1979
7	21	236	1985	77	1966	492	1973
8	24	235	1984	75	1985	469	1970
9	26	235	1973	70	1984	466	1984
10	29	231	1970	70	1968	461	1985
11	32	230	1987	68	1965	444	1987
12	35	229	1961	68	1969	434	1961
13	38	214	1967	66	1983	433	1972
14	41	212	1986	65	1957	415	1983
15	44	212	1972	64	1959	404	1967
16	47	212	1983	63	1979	403	1956
17	50	205	1956	63	1956	400	1986
18	53	202	1959	61	1970	395	1959
19	56	194	1957	60	1977	378	1977
20	59	193	1977	59	1982	374	1957
21	62	178	1964	58	1963	350	1964
22	65	172	1975	57	1962	347	1975
23	68	171	1965	55	1964	337	1976
24	71	170	1976	54	1972	325	1980
25	74	167	1980	53	1980	316	1965
26	76	158	1978	52	1971	307	1978
27	79	156	1962	51	1978	295	1962
28	82	152	1968	51	1976	293	1955
29	85	152	1955	51	1973	292	1981
30	88	147	1981	51	1955	269	1963
31	91	146	1963	48	1975	267	1968
32	94	134	1982	44	1981	239	1982
33	97	117	1974	41	1974	224	1974

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Сработка и наполнение водохранилища (окончательный вариант)

Сработка–наполнение водохранилища в маловодном году по конечному варианту гарантированной мощности																					
Месяц, декада	Расходы м ³ /с											Объемы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность N _{гар}
	бытовой расход Q _{быт}	потери на				Полезный бытовой расход Q _{пб}	Расход из водохранилища Q _{вдхр}	Расход ВХК Q _{вхк}	Расход через турбины Q _{тэс}	Расход холостыз сбросов Q _{хс}	Расход нижнего бьефа Q _{нб}	Объем начальный V _{нач}	Приращение объема ΔV	Объем конечный V _{кон}	Верхний бьеф			Отметка НБ Z _{нб}			
		Шлюзование Q _{шл}	Фильтрование Q _ф	Испарение Q _{исп}	Льдообразование Q _л										Начальная отметка Z _{нач}	Конечная отметка Z _{кон}	Средняя отметка Z _{ср}				
IX	97,0	0	1,0	1,0	0	95,0	4	100	99,0	0	100,0	4,69	0,01	4,68	165,00	164,98	164,99	131,69	33,00	28	по ВХК
X	91,0	0	1,0	1,0	0	89,0	10	100	99,0	0	100,0	4,68	0,03	4,65	164,98	164,92	164,95	131,69	32,96	28	по ВХК
XI	82,0	0	1,0	1,0	1	79,0	97	100	176,0	0	177,0	4,65	0,25	4,40	164,92	164,45	164,68	133,08	31,30	47	47
XII	74,0	0	1,0	1,0	3	69,0	205	100	274,0	0	275,0	4,40	0,53	3,87	164,45	163,58	164,01	133,87	29,85	70	70
I	24,0	0	1,0	0,0	4	19,0	272	100	291,0	0	292,0	3,87	0,71	3,17	163,58	161,88	162,73	133,99	28,44	70	70
II	26,0	0	1,0	0,0	7	18,0	182	100	200,0	0	201,0	3,17	0,47	2,69	161,88	160,27	161,07	133,30	27,48	47	47
III	30,0	0	1,0	0,0	-7	36,0	63	100	99,0	0	100,0	2,69	0,16	2,53	160,27	159,67	159,97	131,69	27,98	24	по ВХК
IV	213,0	0	1,0	2,0	-5	215,0	-116	100	99,0	0	100,0	2,53	-0,30	2,83	159,67	160,76	160,22	131,69	28,23	24	по ВХК
V	461,0	0	1,0	5,0	-3	458,0	-359	100	99,0	0	100,0	2,83	-0,93	3,76	160,76	163,38	162,07	131,69	30,08	25	по ВХК
VI	315,0	0	1,0	3,0	0	311,0	-212	100	99,0	0	100,0	3,76	-0,55	4,31	163,38	164,30	163,84	131,69	31,85	27	по ВХК
VII	200,0	0	1,0	2,0	0	197,0	-98	100	99,0	0	100,0	4,31	-0,25	4,57	164,30	164,74	164,52	131,69	32,53	27	по ВХК
VIII	150,0	0	1,0	2,0	0	147,0	-48	100	99,0	0	100,0	4,57	-0,12	4,69	164,74	165,00	164,87	131,69	32,88	28	по ВХК

Продолжение приложения А

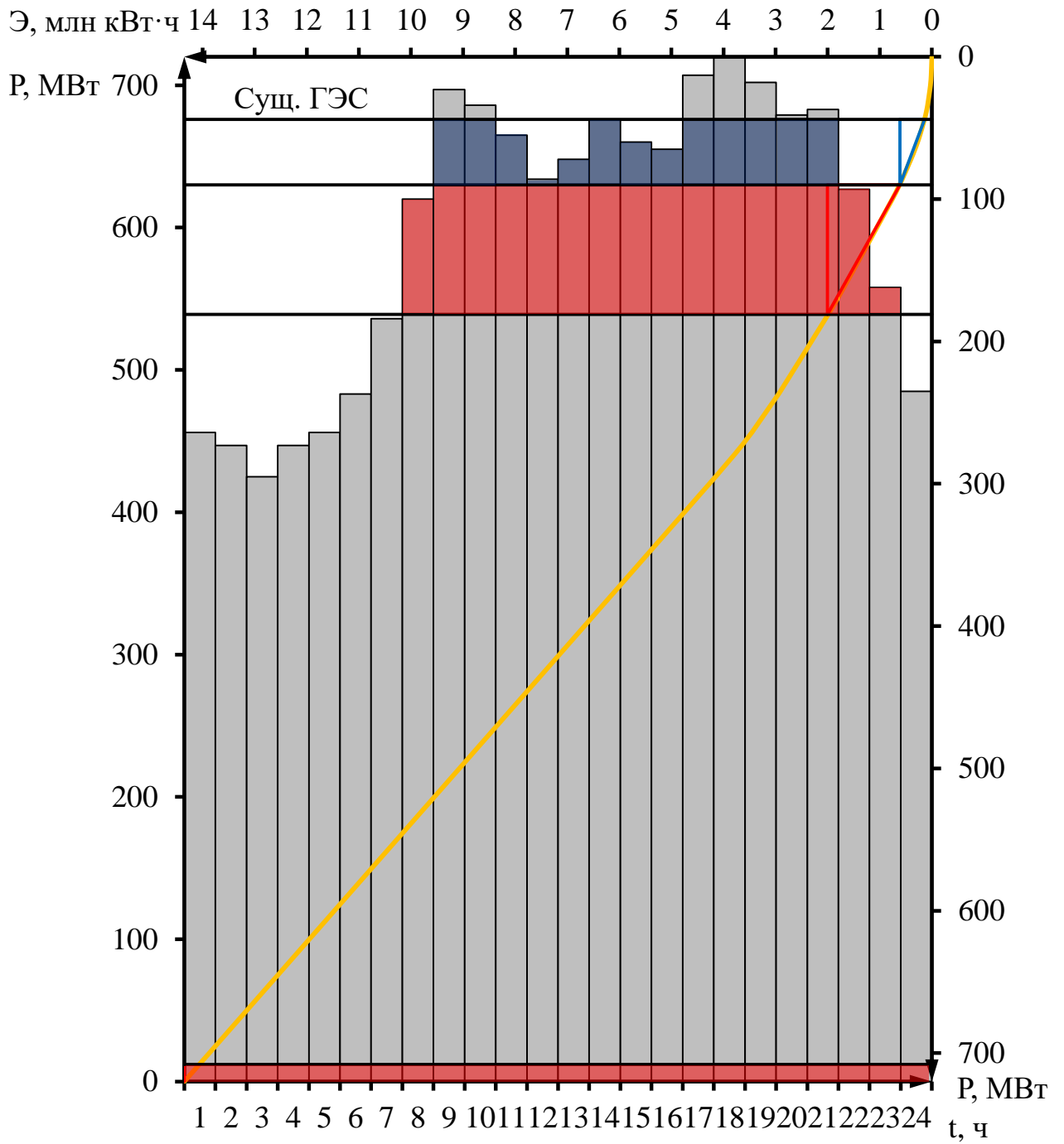


Рисунок А.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Баланс мощности

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Р _{мах}	Р _{авар.}	Р _{нагр.}	Н _{раб.}	Н _{нагр.}	Н _{рем.}	Н _{раб.}	Н _{нагр.}	Н _{рем.}	Н _{раб.}	Н _{нагр.}	Н _{авар.}	Н _{рем.}
I	715	72	21	46	6	0	110	15	0	559	0	72	0
II	681	68	20	46	8	0	76	12	0	559	0	68	0
III	621	62	19	46	9	0	51	10	0	524	0	62	0
IV	552	55	17	46	9	0	42	8	0	464	0	55	0
V	492	49	15	46	8	0	40	7	0	406	0	49	0
VI	458	46	14	46	8	0	37	6	0	375	0	46	38
VII	458	46	14	46	8	0	39	6	0	373	0	46	38
VIII	492	49	15	46	8	0	45	7	0	401	0	49	0
IX	552	55	17	46	8	8	49	9	18	457	0	55	0
X	621	62	19	46	8	0	58	11	0	517	0	62	0
XI	681	68	20	46	8	0	76	12	0	559	0	68	0
XII	715	72	21	46	6	0	110	15	0	559	0	72	0

Окончание приложения А

Таблица А.6 – Расчёт водно–энергетического регулирования в среднем по водности году (работа ГЭС по мощностям маловодного года)

Сработка–наполнение водохранилища в средневодном году по второму варианту гарантированной мощности																						
Месяц, декада	Расходы м ³ /с										Объемы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар	ЭГЭС, млн кВт·ч	
	бытовой расход Qбыт	потери на				Полезный бытовой расход Qпб	Расход из водохранилища Qвдхр	Расход ВХК Qвхк	Расход через турбины Qтэс	Расход холостыз сбросов Qхс	Расход нижнего бьефа Qнб	Объем начальный Vнач	Приращение объема ΔV	Объем конечный Vкон	Верхний бьеф							Отметка НБ Zнб
		Шлюзование Qшл	Фильтрование Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач	Конечная отметка Zкон	Средняя отметка Zср					
IX	115,0	0	2,0	1,0	0	112,0	0	100	112,0	0	114,0	4,69	0,00	4,69	165,00	165,00	165,00	131,92	32,78	31	по ВХК	23
X	100,0	0	2,0	1,0	0	97,0	2	100	99,0	0	101,0	4,69	0,01	4,68	165,00	164,99	164,99	131,71	32,99	28	по ВХК	21
XI	88,0	0	2,0	1,0	2	83,0	93	100	176,0	0	178,0	4,68	0,24	4,44	164,99	164,52	164,75	133,09	31,36	47	47	35
XII	76,0	0	2,0	1,0	4	69,0	207	100	276,0	0	278,0	4,44	0,54	3,91	164,52	163,64	164,08	133,89	29,89	70	70	52
I	26,0	0	2,0	0,0	6	18,0	271	100	289,0	0	291,0	3,91	0,70	3,20	163,64	162,00	162,82	133,98	28,54	70	70	52
II	28,0	0	2,0	0,0	8	18,0	182	100	200,0	0	202,0	3,20	0,47	2,73	162,00	160,41	161,20	133,31	27,60	47	47	35
III	32,0	0	2,0	0,0	–4	34,0	78	100	112,0	0	114,0	2,73	0,20	2,53	160,41	159,67	160,04	131,92	27,82	26	по ВХК	20
IV	317,0	0	2,0	3,0	–6	318,0	–220	100	98,0	0	100,0	2,53	–0,57	3,10	159,67	161,68	160,68	131,69	28,68	24	по ВХК	18
V	602,0	0	2,0	6,0	–10	604,0	–506	100	98,0	0	100,0	3,10	–1,31	4,41	161,68	164,47	163,07	131,69	31,08	26	по ВХК	19
VI	528,0	0	2,0	5,0	0	521,0	–107	100	414,0	0	416,0	4,41	–0,28	4,69	164,47	165,00	164,73	134,27	30,16	106	по ВХК	79
VII	334,0	0	2,0	3,0	0	329,0	0	100	329,0	0	331,0	4,69	0,00	4,69	165,00	165,00	165,00	133,79	30,91	86	по ВХК	64
VIII	212,0	0	2,0	2,0	0	208,0	0	100	208,0	0	210,0	4,69	0,00	4,69	165,00	165,00	165,00	132,99	31,71	56	по ВХК	42

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛ40а–В

Параметры	Значения									
	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
$D_1, \text{м}$	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
η_H	0,922	0,922	0,923	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926	0,927
$N'_{арр}, \text{МВт}$	30	34	38	43	48	53	59	66	76	84
$Z'_{арр}$	3,93	3,47	3,11	2,74	2,46	2,23	2,00	1,79	1,55	1,40
$Z_{арр}$	4	4	4	3	3	3	2	2	2	2
$N_{арр}, \text{МВт}$	29,5	29,5	29,5	39,3	39,3	39,3	59	59	59	59
m	1,046	1,047	1,048	1,048	1,049	1,049	1,050	1,051	1,051	1,052
n'_c	177,3	166,3	156,6	147,9	140,2	133,2	125,7	119,0	111,1	105,8
$2p$	16	18	19	20	22	22	24	25	26	28
n_c	187,5	166,7	157,9	150,0	136,4	136,4	125,0	120,0	115,4	107,1
$n'_{I \max}$	138,2	131,0	131,8	132,5	127,1	133,8	130,0	131,8	135,7	132,3
$n'_{I \text{ расч}}$	132,2	125,3	126,1	126,8	121,6	128,0	124,3	126,1	129,8	126,6
$n'_{I \min}$	117,7	111,6	112,3	112,9	108,3	114,0	110,8	112,3	115,7	112,7
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,42	1,247	1,104	1,311	1,176	1,06	1,415	1,266	1,102	0,999
$Q'_{\max} \cdot \eta_T$	1,004	0,882	0,78	0,927	0,832	0,75	1	0,895	0,779	0,706

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛ406–В

Параметры	Значения									
D_1 , м	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
η_H	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930	0,930	0,931	0,931
$N'_{арг}$, МВт	28	32	37	41	46	51	57	64	73	81
$Z'_{арг}$	4,21	3,69	3,19	2,88	2,57	2,31	2,07	1,84	1,62	1,46
$Z_{арг}$	4	4	3	3	3	3	2	2	2	2
$N_{арг}$, МВт	29,5	29,5	39,3	39,3	39,3	39,3	59	59	59	59
m	1,052	1,053	1,053	1,054	1,054	1,055	1,055	1,056	1,057	1,057
n'_c	175,0	164,1	154,5	145,9	138,3	131,4	124,0	117,4	109,6	104,4
$2p$	16	18	19	20	22	23	24	25	26	29
n_c	187,5	166,7	157,9	150,0	136,4	130,4	125,0	120,0	115,4	103,4
$n'_{I \max}$	137,8	130,6	131,4	132,2	126,8	127,6	129,6	131,4	135,4	127,4
$n'_{I \text{ расч}}$	131,8	124,9	125,7	126,4	121,3	122,1	124,0	125,7	129,5	121,9
$n'_{I \min}$	117,4	111,3	112,0	112,6	108,1	108,8	110,5	112,0	115,4	108,6
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,409	1,237	1,46	1,301	1,167	1,052	1,404	1,256	1,093	0,991
$Q'_{\max} \cdot \eta_T$	0,996	0,875	1,032	0,92	0,825	0,744	0,993	0,888	0,773	0,701

Окончание приложения Б

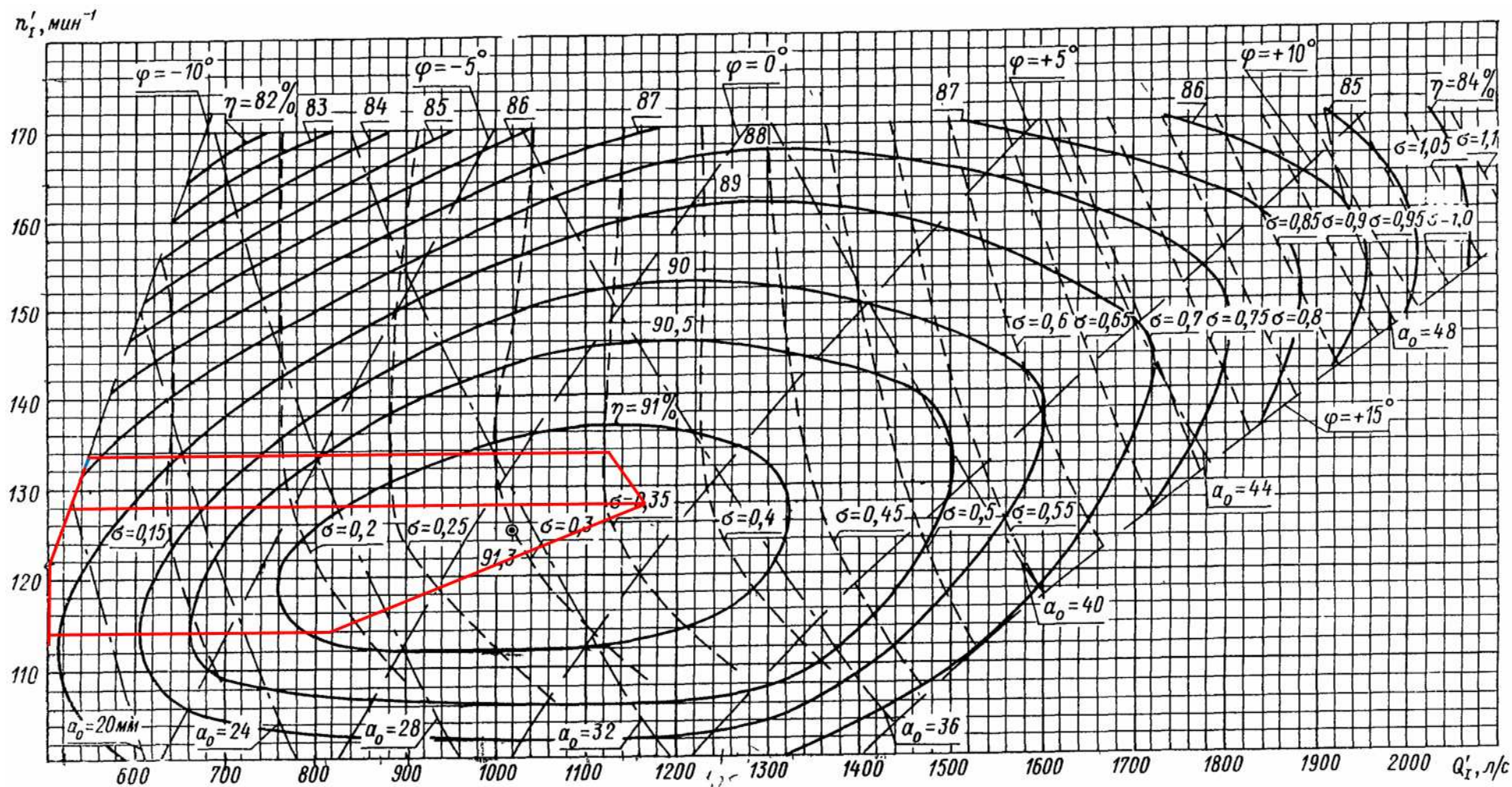


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ40а-В-500

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица уставок и матрицы отключений защит

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,35 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	1,51 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,5	–
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,7 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	3,02 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	6,47 А
			I_{OTC}	$6,0 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	25,84 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	–	5 В
		t_2	U_{0G}	–	10 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,5	–
ЗПН	$U >$	2 ступ.	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_{НОМ.Г}$	140 В
		1 ступ.	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_{НОМ.Г}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	0,30 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	0,52 А
		ТО I	$I_{2С.З.}$	$0,55 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	2,37 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	4,61 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	4,75 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,22 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	5,27 А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	Z_1	$0,085 \cdot Z_{нагр}$	1,14 Ом
			$Z_{см1}$	$0,20 \cdot Z_I$	0,23 Ом
		2 ступ.	Z_2	$0,38 \cdot Z_{нагр}$	5,09 Ом
			$Z_{см2}$	$0,20 \cdot Z_2$	1,02 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P.СИГН}$	$1,07 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$	1,02 А
		ПО	$I_{P.ПУСК}$	$1,21 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$	1,16 А
		ТО	$I_{P.ТО}$	$2,36 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$	2,25 А
Защита ТВ	$I \gg TV$	ТО	$I_{ТО}$	$25,44 \cdot I_{T.НОМ}^{(2)}$	29,26 А
	$I > TV$	МТЗ	$I_{MTЗ}$	$3,63 \cdot I_{T.НОМ}^{(2)}$	4,17 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение СШВ		
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+	-	-	-		
ЗЗГ	U_0	t_1	-	-	-	-	+	-		
		t_2	+	+	+	-	-	-		
	U_0	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	+	+	-	-	-	-	-
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1	-	-	-	-	+	-	
			t_2	+	+	+	-	-	-	
		2 ступень	t_1	-	-	-	-	+	-	+
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	-	-	-	-	-	+		
		ИО	+	+	-	-	-	-		
		Отсечка	+	+						

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Технико-экономическое обоснование

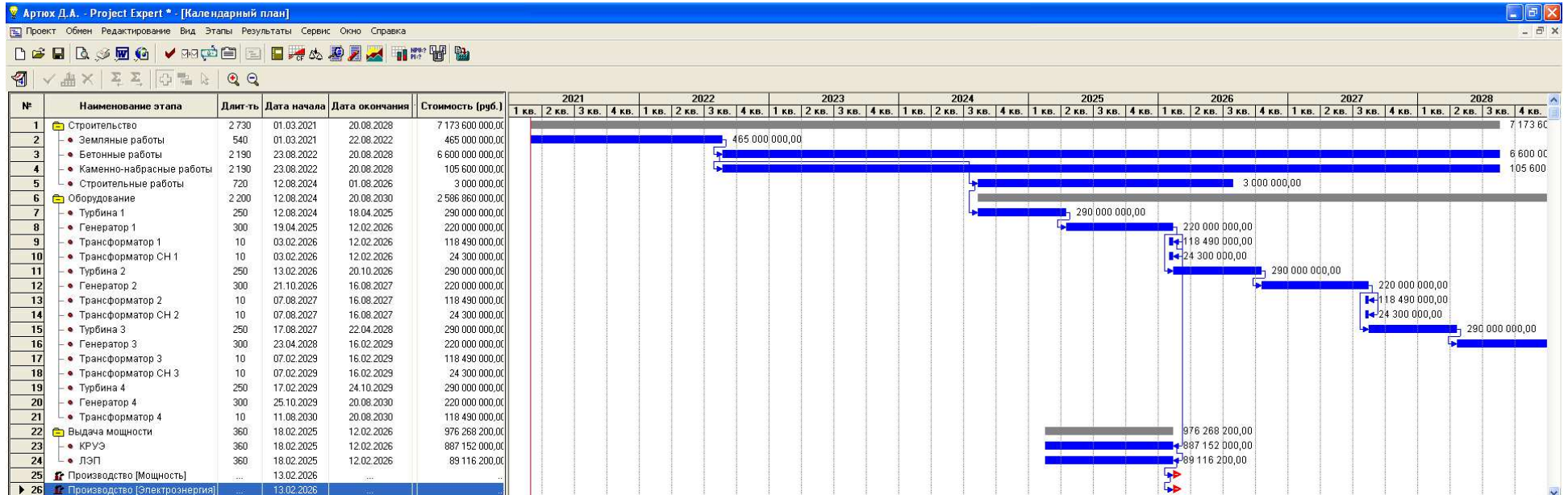


Рисунок Г.1 – Календарный план

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
инициалы, фамилия

« 16 » июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехник

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГОРНОЗАВОДСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
ЧУСОВАЯ. СХЕМЫ МАСЛОХОЗЯЙСТВА ГЭС. ПРИМЕНЕНИЕ
ИМПОРТНЫХ МАСЕЛ**

Руководитель


подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС

Саяно-Шушенского

филиала СФУ

должность, ученая степень

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

 16.06.22
подпись, дата

И.М. Рафейчик

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022


Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Горнозаводской ГЭС на реке Чусовая. Системы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел.»

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

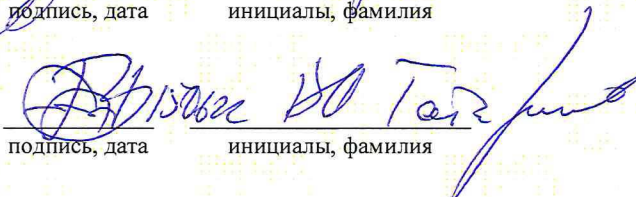
Релейная защита и автоматика


подпись, дата инициалы, фамилия

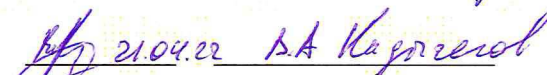
Компоновка сооружения и гидроузла


подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата инициалы, фамилия

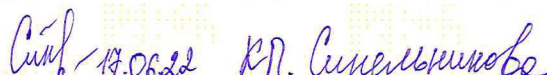
Охрана окружающей среды


подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование


подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата инициалы, фамилия