

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

институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код-наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАДЫНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ. СХЕМЫ МАСЛОХОЗЯЙСТВА ГЭС. ПРИМЕНЕНИЕ ИМПОРТНЫХ МАСЕЛ

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

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кадынской ГЭС на реке Катунь. Схемы 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 и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Кадынской ГЭС.....	6
Введение.....	9
1 Общая часть	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климатические условия.....	10
1.1.2 Гидрологические условия	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.4 Сейсмические условия.....	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2 Водноэнергетические расчеты.....	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Исходные данные	13
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов.....	13
Кривые обеспеченности расходов.....	14
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	15
2.1.4 Определение типа регулирования	17
2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса	18
2.2.2 Баланс энергии	19
2.2.3 Водно – Энергетические расчёты режима работы Кадынской ГЭС в маловодном году	19
2.2.4 Расчёт установленной мощности проектируемой ГЭС	20
2.2.5 Баланс мощности.....	20
2.2.6 Водно – энергетические расчёты режима работы Кадынской ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки	21
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	23
3.1.1 Построение режимного поля Кадынской ГЭС по напору и расходу.....	23
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	25
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	28
3.4 Выбор типа гидрогенератора	29
3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры.....	30
3.6 Расчет вала на прочность	33
3.7 Расчет подшипника	34
3.8 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора.....	34
3.9 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины	35
4 Электрическая часть ГЭС.....	36
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	36
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	36
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	36

4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	37
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	38
4.2.4	Выбор трансформаторов СН.....	39
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	40
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	41
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	42
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.	43
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	43
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	44
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	46
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	46
4.9	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	48
4.10	Выбор параметров ОРУ	48
4.10.1	Выбор выключателей и разъединителей	48
4.10.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	49
5	Релейная защита и автоматика.....	50
5.1	Технические данные оборудования	50
5.2	Расчет номинальных токов	51
5.3	Перечень защит основного оборудования.....	52
5.4	Описание защит и расчёт их уставок	53
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)	53
5.4.2	Поперечная дифференциальная защита	55
5.4.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (Un (Uo)).....	55
5.4.4	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	57
5.4.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	58
5.4.6	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	61
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	62
5.4.8	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	64
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	67
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	68
6	Компоновка и сооружения гидроузла	69
6.1	Проектирование водосливной плотины.....	69
6.1.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины	70

6.2	Гидравлические расчеты	72
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	72
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	73
6.2.3	Проверка пропуска расчетного расхода при поперечном расчетном случае	74
6.2.4	Построение профиля водосливной грани	75
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	78
6.2.6	Расчет водобойной стенки	78
6.2.7	Расчет сопряжения потока после водобойной стенки.....	79
6.2.8	Расчет водобойного колодца.....	79
6.2.9	Расчет водобоя.....	81
6.3	Конструирование плотины.....	82
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	82
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	82
6.3.3	Быки.....	83
6.3.4	Галереи в теле бетонной плотины.....	83
6.3.5	Элементы подземного контура плотины	83
6.4	Определение основных нагрузок на плотину	84
6.4.1	Вес сооружения	84
6.4.2	Сила гидростатического давления воды.....	85
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления	85
6.4.4	Сила фильтрационного давления	86
6.4.5	Давление грунта	87
6.4.6	Волновое давление.....	88
6.5	Расчёт прочности плотины.....	88
6.5.1	Определение напряжений	88
6.5.2	Критерии прочности плотины	91
6.5.3	Критерии устойчивости плотины.....	91
6.5.4	Расчёт глубинных водовыпусков	92
7	Охрана труда. Пожарная Безопасность. Охрана окружающей среды.....	93
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	93
7.2	Пожарная безопасность	93
7.3	Охрана труда.....	94
8	Охрана природы.....	96
8.1	Общие сведения о районе строительства	96
8.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	98
8.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	99
8.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	101
8.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	102
9	Технико-экономические показатели	103
9.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	103
9.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	103

9.3	Налоговые расходы.....	106
9.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	107
9.5	Оценка инвестиционного проекта.....	108
9.6	Коммерческая эффективность	109
9.7	Бюджетная эффективность	110
9.8	Анализ чувствительности.....	110
10	Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел.....	113
10.1	Общие сведения о МХ и типах масла	113
10.2	Турбинные масла.....	114
10.3	Трансформаторные масла.....	114
10.4	Схемы маслохозяйства ГЭС.....	116
10.5	Применение импортных масел	117
	Заключение	118
	Список использованных источников	120
	Приложение А. Анализ исходных данных	122
	Приложение Б. Водноэнергетические расчёты.....	124
	Приложение В. Основное и вспомогательное оборудование.....	133
	Приложение Г. Таблица уставок и матрица отключений защит.....	134

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КАДЫНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Катунь
2. Наименование ГЭС Кадынская
3. Местонахождение ГЭС Республика Алтай
4. Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний $400 \text{ м}^3/\text{с}$
 - б) максимальный с обеспеченностью 1,0% $2209 \text{ м}^3/\text{с}$
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1% $2478 \text{ м}^3/\text{с}$
 - г) максимальный с обеспеченностью 0,01% $2832 \text{ м}^3/\text{с}$
 - д) минимальный $110 \text{ м}^3/\text{с}$
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годичный
 - б) Отметка НПУ 480 м
 - в) Отметка ФПУ 483 м
 - г) Отметка УМО 470,6 м
 - д) объем водохранилища полный $4,6 \text{ км}^3$
 - е) объем водохранилища полезный $6,96 \text{ км}^3$
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 29,1 м
 - б) расчётный 19,4 м
 - в) минимальный 15,3 м
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная 201 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 691 млн. кВт · ч
9. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная насыпная плотина 184/36 м
 - б) левобережная насыпная плотина 197/36 м
 - в) станционная часть 135/48,5 м
10. Водобросные сооружения:
 - 10.1. Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролётов $2 \times 12 \text{ м}$
 - б) общая длина 27 м
 - в) максимальная высота 36 м
 - 10.2. Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения 2, прямоугольное
 - б) размеры сечения $2 \times 4 \text{ м}$
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания русловое
 - б) число агрегатов 4
 - в) грунты в основании гранит
 - г) тип спиральной камеры бетонная
 - д) тип отсасывающей трубы изогнутая

12. Основное оборудование:

- а) тип турбин..... ПЛ30в-В-670
- б) тип генератора..... СВ1030/120/68
- в) номинальная активная мощность генератора 52,7 МВт
- г) частота вращения 88,2 об/мин
- д) тип трансформаторов ТДЦ-80000/220-УЛ

13. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости 6 лет, 2 месяца
- б) себестоимость электроэнергии..... 0,20 руб/кВт·ч
- в) удельные капиталовложения 27627,32 руб/кВт

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалом в мире. Энергию рек используют Китай, РФ, Бразилия, Канада, Индия, США. Гидро-ресурсы России оцениваются сегодня без малого в 900 млрд. кВт·ч, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам, этот показатель в нашей стране немногим превышает 20 %, в то время как в США и Канаде составляет 50-55%, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60% до 90 %. Гидропотенциал России используется на 50 % в европейской части, на 20% в Сибири и всего лишь на 3 % - на Дальнем Востоке.

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

1 Общая часть

Одной из главных водоносных жил Республики Алтай является река Катунь, общая протяжённость которой составляет 688км. Катунь имеет множество притоков, наиболее крупные притоки с ледниковым питанием: Мульта, Кураган, Аккем, Кучерла, Аргут, Чуя.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климатические условия

Климат резко континентальный, с коротким жарким летом и длинной морозной зимой. На формирование климата Горного Алтая огромное влияние оказывает его географическое положение и сложный рельеф - колебание высот от 350 до 4500 м.

Зимой на территории Республики Алтай господствуют континентальные арктические массы, которые приносят холодный воздух с низкой температурой, северо-западные и западные воздушные массы низкого давления являются источником обильных снегопадов, юго-западные и западные ветры приносят малооблачную и сухую погоду.

Средние годовые температуры воздуха в Горном Алтае колеблются в пределах от +4°, на северных и западных окраинах, до -7° в высокогорной зоне.

Также характерна для климата Республики Алтай большая разница абсолютных температур в различных районах. Например, средняя температура января в Чемале -12,6°С, на юге Телецкого озера -8,1°С, а абсолютный минимум температуры в Кызыл-Озеке -44°С, в Кош-Агаче -55°С.

1.1.2 Гидрологические условия

Река Катунь имеет бассейн 60900 км² и среднегодовой расход воды 626 м³/с в 53 км от устья. В бассейне реки насчитывается более 800 ледников общей площадью 625 тыс. км², поэтому ледниковое питание играет существенную роль. Замерзает в верховьях в декабре, в низовьях — в конце ноября, вскрывается в первой половине апреля.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Катунь в период с 1948 г. по 1997г. представлен в приложении А, таблица А.1.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1

Таблица 1.1- Координаты кривой связи ВБ и НБ

Q, м ³ /с	0	127	303	645	1011	1378
Z, м	450	451	452	453	454	455

Кривая связи $Z_{нб}=f(Q)$

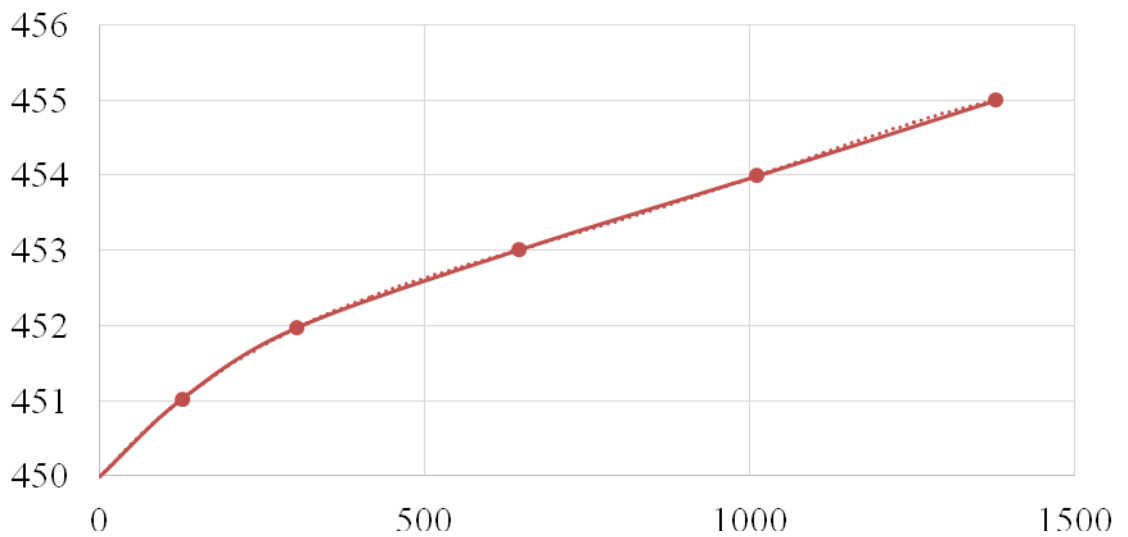


Рисунок 1.1 – Кривая связи $\nabla HB = f(Q_{нб})$

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании реки Катунь - скальные породы: гранит. Физико - механические характеристики грунта, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Физико механические характеристики грунта

Тип грунта	Наименование грунта	Удельный вес грунта в массиве, кН/м ³	Расчетные значения характеристик для расчетов устойчивости ГТС по контакту скала-бетон	
			tg φ	c, кПа
Скальные с пределом прочности на одноосное сжатие	гранит	26	0,8	150

1.1.4 Сейсмические условия

Сейсмичность территории Республики Алтай по карте сейсмического районирования ОСР-97 находится на уровне 8-9 баллов по шкале MSK-64 при среднем периоде повторения сотрясений такой силы 500 лет и 9-10 баллов при периоде 5000 лет. Согласно закону повторяемости, на каждое землетрясение заданного энергетического класса приходится примерно в 3 раза больше землетрясений на класс ниже. Это средние вероятностные оценки, не гарантирующие, что периоды сотрясений указанной силы не могут быть меньше.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Установленная мощность 17 объектов генерации, расположенных в РДУ Алтай, составляет 1686,5 МВт.

На территории Республики Алтай расположены 268 линий электропередачи класса напряжения 110-220-500 кВ; 281 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110-220-500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 11 519,8 МВА.

По отчетным данным за 2019 год, выработка электроэнергии электростанциями, расположенными на территории Республики Алтай, составила 6276,41 млн кВт·ч, электропотребление – 10 607,97 млн кВт·ч.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Нижнебурейская ГЭС;
- Виллойская ГЭС.

2 Водноэнергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 2.1, рисунок 1.1);
- энергосистема – Алтайского РДУ;
- коэффициент мощности:
 $K_N = 8,8$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях:
 $\Delta h = 0,3$ м;
- НПУ Кадынской ГЭС:
НПУ = 1650 м;
- расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Катунь в створе Кадынской ГЭС с 1932г. по 1981г (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1- Требования ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217
$Q_{исп}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	5	11	6	4	3	1	0	0
$Q_{фильтр}, \text{м}^3/\text{с}$	-3	-1	4	5	7	0	0	0	0	-1	-5	-6
$Q_{ледообр}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{шлюз}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{сан\ поп}, \text{м}^3/\text{с}$	110											

- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания.

Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{cp}}, \quad (2.1)$$

где Q_n - n-ый член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{\text{ср}}$ - средний многолетний максимальный расход ($\text{м}^3/\text{с}$).

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{1,39}{50}} = 0,17, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cv} = \frac{\sqrt{1+3\cdot C_v^2}}{\sqrt{2\cdot(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3\cdot 0,17^2}}{\sqrt{2\cdot(50-1)}} \cdot 100\% = 10,5\%. \quad (2.3)$$

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = 2 \cdot C_v = 2 \cdot 0,17 = 0,34. \quad (2.4)$$

По [2] назначаем класс гидротехнического сооружения. Кадынский ГУ – сооружение I-ого класса (по последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного, основного и строительного максимальных расходов по [2].

Заполняем таблицу 2.2, используя формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.5)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.6)$$

$$Q_s = Q_{\text{ср}} \cdot k_s. \quad (2.7)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

Расход	p , %	Φ	M_s	k_s	Q_s
поверочный	0,01	5,01	1,38	2,38	2832
основной	0,1	3,93	1,08	2,08	2478
строительный	5	1,94	0,53	1,53	1825

Кривые обеспеченности расходов

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

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем

каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

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

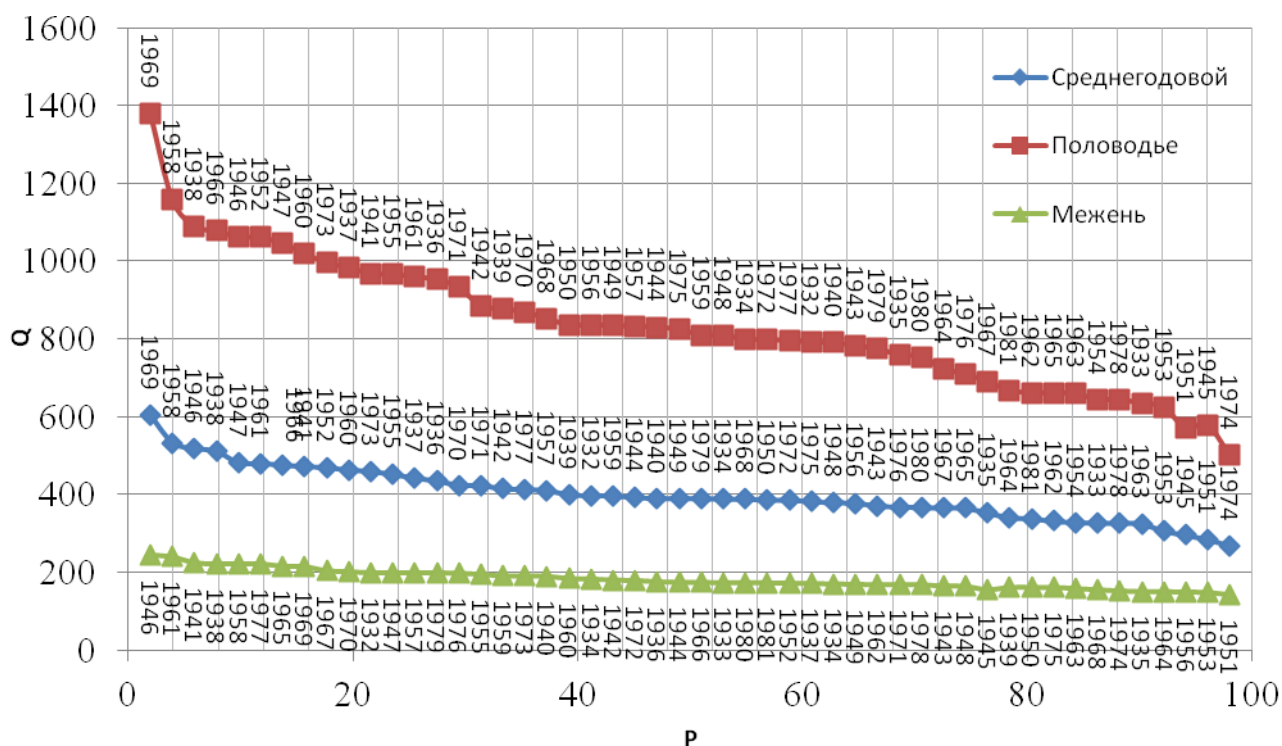


Рисунок 2.1- Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

За средневодный принимаем 1949 год с обеспеченностью 49%.

За маловодный год принимаем 1963 год с обеспеченностью 90%.

Найдем коэффициенты приведения и занесём таблицу 2.3:

Таблица 2.3-Коэффициенты приведения для средневодного года (P=90%)

1949	$K_{\Pi} = \frac{Q_{1975}}{Q_{1949}} = \frac{825}{834} = 0,99$
	$K_{M} = \frac{Q_{1944}}{Q_{1989}} = \frac{174}{169} = 1,03$
1979	$K_{\Pi} = \frac{Q_{1952}}{Q_{1992}} = \frac{810}{774} = 1,04$
	$K_{M} = \frac{Q_{1986}}{Q_{1992}} = \frac{174}{199} = 0,87$

Выбираем 1949 год, так как его коэффициенты ближе всего к единице.
Рассчитанные коэффициенты для маловодного года занесём таблицу 2.4

Таблица 2.4-Коэффициенты для расчетного маловодного 1963 года (P=90%)

1963	$K_{\Pi} = \frac{Q_{п33}}{Q_{п63}} = \frac{634}{659} = 0,96$
	$K_{M} = \frac{Q_{п35}}{Q_{п63}} = \frac{150}{159} = 0,94$

Так как оба коэффициента понижающие, то для данного года не приводят корректировки, так как они повлияют на среднегодовой расход.

Построим гидрографы средневодного (1949) и маловодного (1963) лет.
Расходы в расчётном средневодном году запишем в таблицу 2.5

Таблица 2.5- Расходы в расчетном средневодном году 1949 (P=50%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
Исходные	107	106	109	208	778	1155	828	498	326	227	202	136	390

Расходы в маловодном году занесены в таблицу 2.6

Таблица 2.6-Расходы в расчетном маловодном году 1992 (P=90%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
Исходные	104	92	107	137	518	1069	608	441	281	210	200	134	325

Расходы средневодного года с корректировкой учтены в таблице 2.7

Таблица 2.7- Расходы средневодного года с корректировкой

Расчеты средневодного года (P=50%) с корректировкой													
Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год
Q50%-Q90%	3	14	2	81	264	114	225	64	55	17	-48	-12	
Изменения Q50%	0	0	0	0	-48	0	-12	0	0	0	48	12	

Продолжение таблицы 2.7

Расчеты средневодного года (P=50%) с корректировкой													
Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
Q50% с корректировкой	107	106	109	208	778	1155	828	498	326	227	202	136	390

Гидрограф маловодного и средневодного года реки Катунь представлен на рисунке 2.2

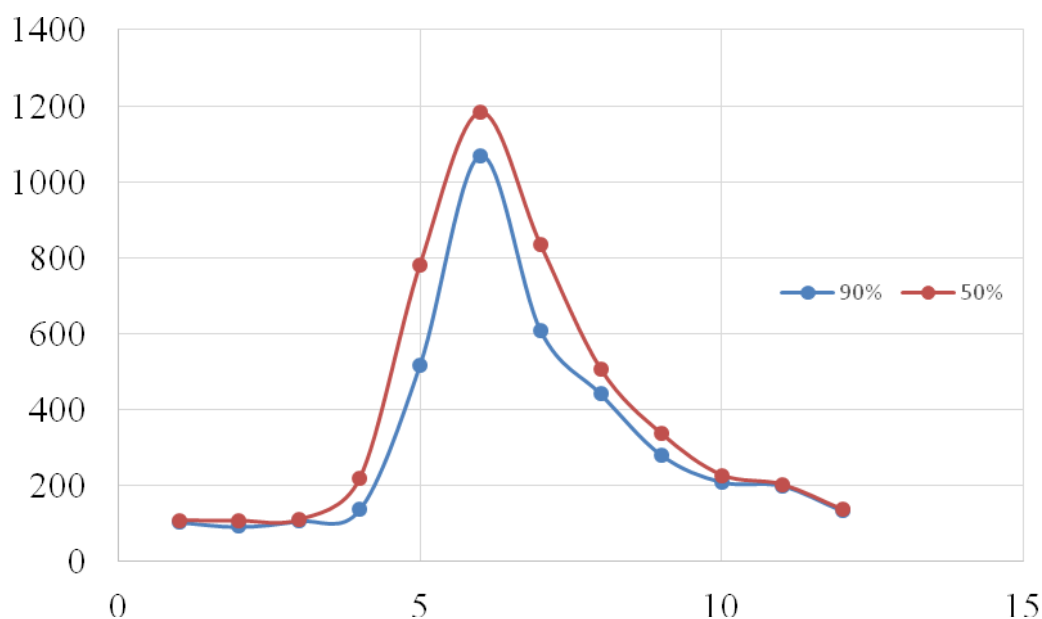


Рисунок 2.2- Гидрограф маловодного и средневодного года

2.1.4 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объёма водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО (минимальной отметки верхнего бьефа), которая равна 470,6 м. Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней ВБ (рисунок 1.1).

$$V_{\text{НПУ}} = 6,96 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 2,36 \text{ км}^3.$$

Тогда полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 6,96 - 2,36 = 4,6 \text{ км}^3. \quad (2.9)$$

Для расчёта необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулирования стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗН}}}{\bar{W}}, \quad (2.10)$$

где \bar{W} - среднемноголетний сток в заданном створе.

$$\bar{W} = \bar{Q}_{\text{МНОГОЛЕТ}} \cdot t, \quad (2.11)$$

где $\bar{Q}_{\text{МНОГОЛЕТ}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;
 t – число секунд в году.

$$\bar{W} = 400 \cdot 31536000 = 12,614 \text{ км}^3;$$

$$\beta = \frac{4,6}{12,614} = 0,37.$$

Имеем водохранилище годичного регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

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

Для выбранного расчётного маловодного года (1963 г.) и принятой обеспеченности вычисляем мощности на бытовом стоке для каждого месяца по следующей формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = K_N \cdot Q_{\text{ПОЛ БЫТ}} \cdot N_{\text{ГЭС}}^{\text{ПОДВ}}, \quad (2.12)$$

где $K_N = 8,8$ – коэффициент мощности;

$Q_{\text{ПОЛ БЫТ}}$ – полезный бытовой расход расчётного маловодного года:

$$Q_{\text{ПОЛ БЫТ}} = Q_{\text{БЫТ}} - Q_{\text{СУММ}} = Q_{\text{БЫТ}} - (Q_{\text{ИСП}} + Q_{\text{ЛЁД}} + Q_{\text{Ф}}), \quad (2.13)$$

где $Q_{\text{СУММ}}$ – Суммарные потери воды;

$Q_{\text{ИСП}}$ – Расход, расходуемый на испарение воды в водохранилище;

$Q_{\text{ЛЁД}}$ – Расход, расходуемый на льдообразование в водохранилище;

$Q_{\text{Ф}}$ – Потери воды на фильтрацию;

$N_{\text{ГЭС}}^{\text{ПОДВ}}$ – Подведённый напор на ГЭС:

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

где $Z_{\text{ВБ}}$ – Отметки верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ 480 м;

$Z_{\text{НБ}} \cdot (Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определённым по летней или зимней кривым связи (в соответствии с рисунком 1.2).

Для определения $Z_{\text{НБ}}$ воспользуемся кривыми связями расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла, построенными в пункте 1.3.

На следующем этапе рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

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

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

2.2.2 Баланс энергии

Построим график баланса энергий для Алтайского края.

За основу возьмём годовой график средних мощностей, значения которого представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – годовой график средних нагрузок Алтайского РДУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{\text{ср}}, \text{МВт}$	1372	1372	1372	1372	1372	1372	1372	1372	1372	1372	1372	1372

На графике откладываем $N_{\text{ВХК}}$ и $N_{\text{быт}}$. Далее на графике баланса энергий проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключённая между линией гарантированной мощности и $N_{\text{ВХК}}$ была равна $N_{\text{избыток}} = 132 \text{ МВт}$.

В таблице 2.9 можно увидеть значения гарантированной мощности для каждого месяца.

Таблица 2.9 – Гарантированная мощность

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	129	89	37	36	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	53	89	129

Также по графику баланса энергий определяем месяц начала сработки водохранилища следующим образом, месяц в котором разница $N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$ будет отрицательна, является месяцем начала сработки. В нашем случае – это X месяц.

2.2.3 Водно – Энергетические расчёты режима работы Кадынской ГЭС в маловодном году

Данный расчёт сводится к определению периода и глубины сработки водохранилища в расчётный маловодный год. Начало сработки водохранилища было определено – X месяц.

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен $\nabla_{\text{НПУ}} = 480 \text{ м}$ и $V_{\text{н}} = 6,96 \text{ км}^3$.

Окончательный вариант сработки и наполнения водохранилища приведён в приложении Б, таблица Б.3. Отметка верхнего бьефа в начале сработки равна

отметке верхнего бьефа в конце наполнения водохранилища. В результате сработки уровень мёртвого объёма $V_{УМО} = 470,6$ м.

2.2.4 Расчёт установленной мощности проектируемой ГЭС

Сначала определим рабочую мощность Кадынской ГЭС для декабря (января). Чтобы найти рабочую мощность для каждого месяца работы, необходимо использовать ИКН для этих месяцев. Так как ИКН для соседних месяцев схожи, то мы с некоторыми приближениями считаем их одинаковыми. Также необходимо посчитать суточную выработку ГЭС при гарантированной мощности.

Рабочую мощность ГЭС можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}}. \quad (2.16)$$

Рабочие мощности занесены в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 - Расчет рабочих мощностей

Месяц	Мощность (база), МВт	Выработка (база), млн*кВт*ч	Мощность пика, МВт	Выработка пика, млн*кВт*ч	Суммарная мощность (рабочая), МВт	Суммарная выработка, млн*кВт*ч
Январь	22	0,5	175	2,6	197	3,1

$$N_{\text{раб}} = 22 + 175 = 197 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{нагр.рез}}, \quad (2.17)$$

где $N_{\text{нагр.рез}} = 2\% \cdot N_{\text{раб}} = 197 \cdot 0,02 = 4 \text{ МВт.}$

$$N_{\text{уст}} = 197 + 4 = 201 \text{ МВт.}$$

2.2.5 Баланс мощности

Основой для построения баланса мощности служит годовой график максимальных мощностей.

Для построения баланса мощности необходимо к вычислениям в пункте 2.2.4 при определении установленной мощности проектируемой ГЭС, дополнительно построить интегральные кривые графиков нагрузки системы с размещением на них треугольников мощностей ГЭС для каждого месяца и произвести некоторые расчёты.

В таблице 2.11 отражены полученные рабочие мощности для каждого месяца.

Таблица 2.11 - Результаты расчёта выработки электроэнергии проектируемой ГЭС для каждого месяца

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
N _{раб}	197	141	75	73	64	77	85	81	107	107	156	194

Ремонтная площадь для проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект}} = \frac{N_{\text{раб}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 14 \text{ МВт} \cdot \text{месяц/год}. \quad (2.18)$$

Полученные данные для построения баланса мощности внесены в приложение Б, в таблицу Б.4. График баланса мощности отражён на плакате «использование водной энергии».

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

Водно-энергетические расчёты в средних по водности условиях проводятся для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Эти расчёты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчётом маловодного года.

При расчёт режима сработки и наполнения в средневодном году рассмотрены следующие возможные варианты:

1. Работа ГЭС по уровням сработки и наполнения расчётного маловодного года (приложение Б, таблица Б.5);
2. Работа с мощностями, принятыми в маловодном году (приложение Б, таблица Б.6).

Результаты расчёта выработки электроэнергии проектируемой ГЭС для каждого месяца приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 - Результаты расчёта выработки электроэнергии проектируемой ГЭС для каждого месяца

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Э млн. кВт · ч	197	141	75	73	64	77	85	81	107	107	156	194

График сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средневодных условиях изображён на рисунке 2.3

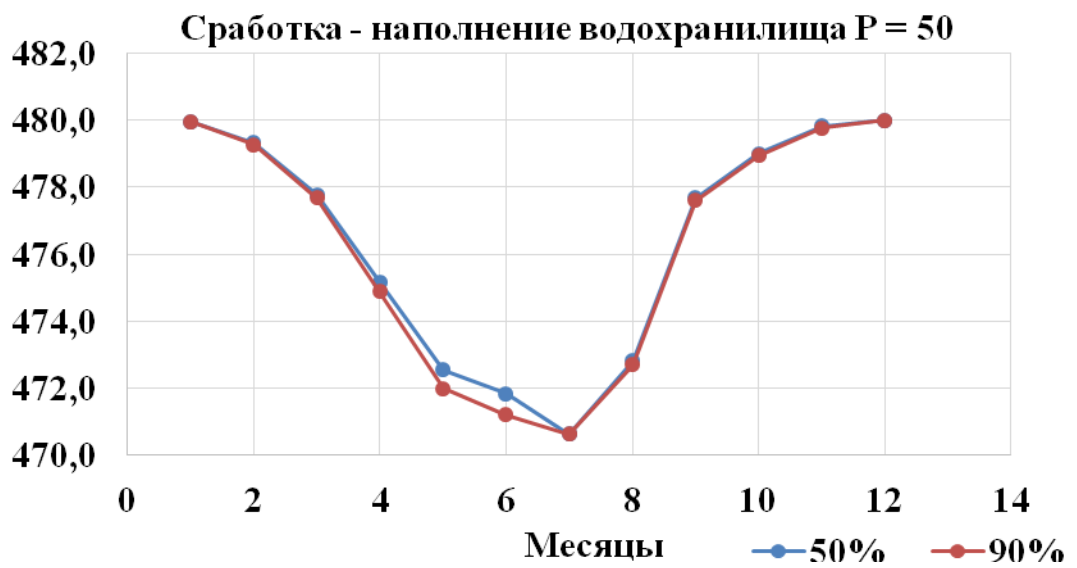


Рисунок 2.3 - сработки и наполнения водохранилища в маловодных и условиях средней водности

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля Кадынской ГЭС по напору и расходу

Для выбора оборудования было построено режимное поле или напорные характеристики станции.

$Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определены ограничения работы турбин:

Ограничение по расчетной установленной мощности:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (3.1)$$

где $k_N = 8,8$ – коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования построено по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (3.2)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

3) Ограничение по минимальному расходу (санитарный попуск)

$$Q_{min} = 110 \text{ м}^3/\text{с}$$

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определен диапазон изменения напоров и расходов таблица 3.1:

Таблица 3.1- Расчет режимного поля

Кривые связи верхнего и нижнего бьефов		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности ГЭС		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{нб.з}, \text{ м}$	$H_{НПУ}, \text{ м}$	$H_{УМО}, \text{ м}$	$H_{яНВВБ}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	450	30	21	25	25,5	1270	19,4	1670
127	451	29	20	24	24,5	1310	18,6	1635
303	452	28	19	23	23,6	1360	17,8	1600
645	453	27	18	22	22,8	1410	17,0	1564

Продолжение таблицы 3.1

Кривые связи верхнего и нижнего бьефов		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности ГЭС		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{нб.з}, \text{м}$	$H_{нпу}, \text{м}$	$H_{умо}, \text{м}$	$Q_{нб}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{нб.з}, \text{м}$	$H_{нпу}, \text{м}$	$H_{умо}, \text{м}$	$Q_{нб}, \text{м}^3/\text{с}$
1011	454	26	17	21	22,0	1460	16,2	1526
1378	455	25	16	20	21,0	1530	15,4	1488
1600	456	24	15	20	20,1	1600	15,0	1469
1760	456	24	15	19	19,4	1670	14,6	1449

По полученным значениям построено режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов. Оно отображено на рисунке 3.1.

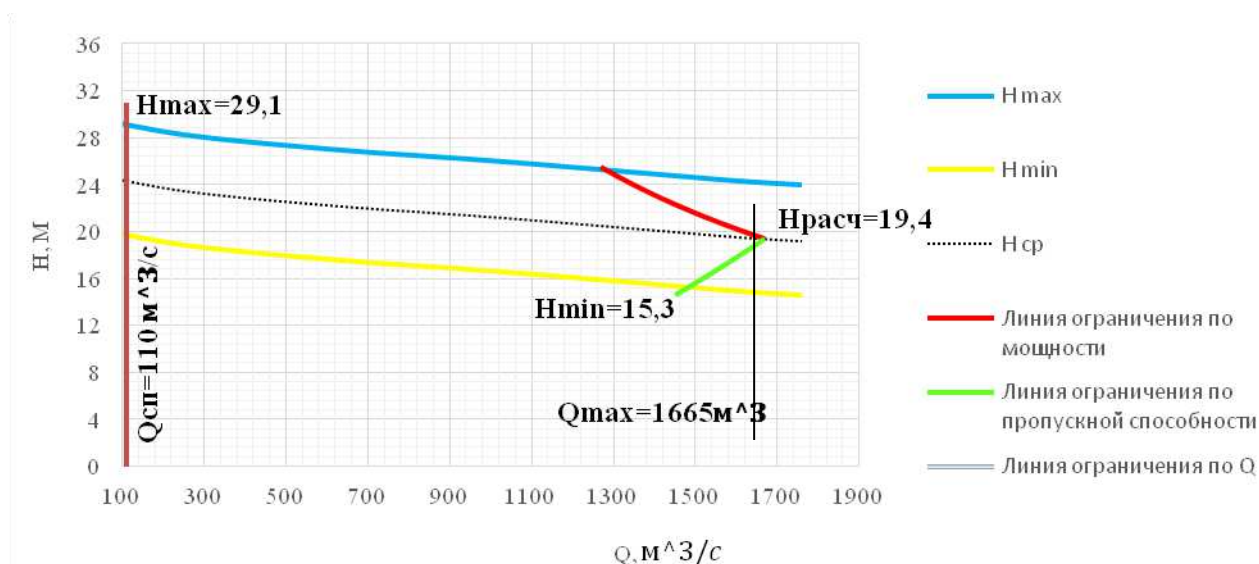


Рисунок 3.1. Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

Определенные величины из графика режимного поля:

- максимальный напор $H_{max} = 29,1 \text{ м}$. Определён в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{min} = 110 \text{ м}^3/\text{с}$;

- расчётный напор $H_{расч} = 19,4 \text{ м}$. Определён в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 15,3 \text{ м}$. Определён в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины произведён по максимальному напору, так чтобы значение $H_{max}=29,1$ м было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$. И по отношению

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{15,3}{30} = 0,51 \geq 0,5$$

Для данного максимального напора были выбраны Поворотно-лопастные гидротурбины:

- ПЛ30а-В;
- ПЛ30б-В.

Составлена таблица параметров моделей данных гидротурбин табл. 3.2:

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Марка	ПЛ30а – В	ПЛ30б – В
$H_{пред}, \text{ м}$	30	30
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n_{I \text{ opt}}, \text{ об/мин}$	126	130
$Q'_{I \text{ opt}}, \text{ м}^3/\text{с}$	890	1270
$\eta_{M \text{ opt}}$	0,912	0,911
$Q'_{I \text{ max}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1950	1900
$\sigma(Q'_{I \text{ max}})$	1	1
$D_{1,м}, \text{ м}$	0,46	0,46
$H_{mod}, \text{ м}$	4	8
$t_{mod}, \text{ }^\circ\text{C}$	5	21

На ГУХ турбин отмечены расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

Для выбора оптимального рабочего колеса были выполнены основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.3, 3.4 для ПЛ30а-В и ПЛ30б-В.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.3)$$

где $\eta_{(p1)}$, D_{1M} , H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины ;

D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_H , v_M – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г.ср}, \quad (3.4)$$

где $Q'_{(p1)}$ – приведенный расход в расчетной точке;
 $\eta_{г.ср}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,96).
 Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов определено по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.5)$$

где $N_{уст} = 201$ МВт – расчетная установленная мощность.

Если полученное число агрегатов дробное, то его нужно округлить в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3.

Частота вращения турбины:

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

где n'_{Ip} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.1);

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения было принято ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения

Для каждого выбранного диаметра нанесены линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , рассчитанные по формулам:

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}. \quad (3.7)$$

Рассчитано произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

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

Приведенный расход определён по формуле:

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

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ30а-В

D1, м	5,30	5,60	6,00	6,30	6,70	7,10
η_T , %	0,3	93	0,93	0,93	0,3	0,93
N'_{agr} , МВт	37,4	1,7	47,94	52,86	,8	7,1
Z, шт	5,37	4,81	4,19	3,80	3,6	2,99
z_a , шт	00	6,	6,	4,00	4,0	3,00
N_{agr} , МВт	3,50	3,50	33,50	50,25	50,25	67,00
Δl	1,5	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'c$	107,19	101,47	94,7	90,25	,88	80,12
$n_{синх}$	115,0	107,0	100,00	93,00	88,20	83,0
n'_{max}	15,75	149,75	149,76	147,47	147,4	147,51
$n'_{расч}$	35,65	132,	133,00	130,96	130,92	130,07
n'_{min}	110,76	108,58	108,59	106,93	106,0	106,9
$Q1^* \eta_{расч}$	1,6	1,44	1,25	1,71	1,51	,79
$Q1^* \eta_{max}$	0,88	0,78	0,8	0,93	0,9	0,98
Q_{max}	0,8	0,8	0,76	0,69	0,	0,54
Q_{min}	0,71	0,64	0,55	0,50	0,44	0,39

Таблица 3.4- Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ30б-В

D1, м	5,0	5,3	5,6	6,0	6,5	6,7
η_T , %	0,96	0,927	0,927	0,98	0,929	0,9
N'_{agr} , МВт	34,174	38,38	42,68	4,210	54,254	1,362
Z, шт	5,882	5,235	4,689	4,085	3,705	3,276
z_a , шт	6	6	6	6	4	4
N_{agr} , МВт	33,5	33,5	33,50	33,5	50,25	50,25
Δl	1,42	1,04	1,043	1,04	1,04	1,45
$n'c$	116,9	110,	10,4	97,5	92,9	8,
$n_{синх}$	120,00	115,40	107,1	100,0	93,0	85,37
n'_{max}	150,3	153,1	150,1	150,1	147,8	143,1
$n'_{расч}$	133,5	136,0	133,3	133,3	131,3	127,0
n'_{min}	109,0	111,0	108,9	8,9	107,2	103,7
$Q1^* \eta_{расч}$	1,80	1,60	1,43	1,25	1,70	1,5
$Q1^* \eta_{max}$	0,98	0,87	0,78	0,68	0,92	0,82
Q_{max}	1,10	0,9	0,88	,76	0,69	0,61
Q_{min}	0,80	0,71	0,64	0,55	0,50	0,44

Выбрана турбина ПЛ30а-В-670, так как при других диаметрах расчетная точка на главной универсальной характеристике находится за пределами рекомендуемой зоны работы.

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия бескавитационной работы гидротурбины, было определено допустимое заглубление рабочего колеса.

Расчетное значение высоты отсасывания определено наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчет произведен по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.10)$$

где $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{н.б.}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Высота отсасывания рассчитана для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и $H_{расч}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определена по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.}, \quad (3.11)$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

σ – коэффициент кавитации, определенный по универсальной характеристике для расчётных условий;

$Z_{х.пл.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ не учитывается.

Расчёты выбранной гидротурбины представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D1, м	Za, шт	nc, об/мин	Na, МВт	Hs1, м	Hs2, м	Hs3, м	ηт, %
ПЛ-30а-В	6,7	4	88,2	50,25	-1,78	-5,32	-0,26	89,35

Принята к установке гидротурбина ПЛ30а-В, её высота отсасывания соответствует допустимой $H_s \leq 8$ м.

Далее определена отметка расположения рабочего колеса, которое рассчитано для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -5,32$ м. Для этого случая $Z_{НБ} = 451,8$ м.

Такая отметка расположения рабочего колеса позволяет обеспечить бескавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.4 Выбор типа гидрогенератора

Так как на вычисленные $N (S_H)$ и $n_{\text{синх}}$ не существует гидрогенератора, произведен упрощенный расчет основных параметров.

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{P_{\text{ном}}}{\cos \varphi} = \frac{50,24}{0,85} = 62,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.12)$$

где $\cos \varphi = 0,81 \div 0,9$. $P_{\text{ном}} = 50,24$ МВт.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{88,2} = 34, \quad (3.13)$$

где $n_{\text{синх}} = 88,2 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$.

Расчетная мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,08 \cdot 62,8 = 67,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.14)$$

где k - коэффициент = 1,08, зависящий от $\cos \varphi$.

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{p} = \frac{62,8}{34} = 1,85 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.15)$$

Полюсное деление зависящее от нагрузки и от способа охлаждения, принято из справочника:

$$\tau^* = 0,41.$$

Номинальная угловая скорость вращения:

$$\Omega_{\text{ном}} = 2 \pi \cdot \frac{n}{60} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 88,2}{60} = 9,24 \text{ рад/с}. \quad (3.16)$$

Линейная нагрузка из справочника:

$$A = 979,7 \text{ Тл}.$$

Индукция в зазоре при номинальной нагрузке:

$$B_{\delta H} = 0,83.$$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{2}{\pi \cdot a_{\text{КвКw1}} \cdot A \cdot B_{\delta H}} = \frac{2}{3,14 \cdot 0,731 \cdot 979,7 \cdot 0,83} = 1,07 \cdot 10^{-5}, \quad (3.17)$$

где $a_{\text{КвКw1}} = 0,731$.

Диаметр ротора:

$$D_0 = \frac{4 \cdot f \cdot C_a \cdot S_H \cdot 10^3 \cdot k}{(2,6 \cdot \Omega_{\text{ном}})^{1/3}} = \frac{4 \cdot 50 \cdot 1,07 \cdot 10^{-5} \cdot 62,8 \cdot 10^3 \cdot 1,08}{(2,6 \cdot 9,24^2)^{1/3}} = 8,69 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Было проверено, не будет ли при этом диаметре превышать предельная

окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет $V_{пр} = 160$ м/с для генераторов кажущейся мощности $S \leq 175$ МВ · А.

Предельная окружная скорость:

$$V_{пр} = \frac{\pi \cdot D_0 \cdot k_{разг} \cdot n_{синх}}{60} = \frac{3,14 \cdot 8,69 \cdot 2 \cdot 88,2}{60} = 80,2 \frac{м}{с}. \quad (3.19)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{C_a \cdot S_H \cdot 10^3 \cdot k}{\Omega_{ном} \cdot D_0^2} = \frac{1,07 \cdot 10^{-5} \cdot 62,8 \cdot 10^3 \cdot 1,08}{9,24 \cdot 8,69^2} = 1,04 \text{ м}. \quad (3.20)$$

Общая масса генератора:

$$G_{ген} = \psi \cdot D_0 \cdot l_a = 45 \cdot 8,69 \cdot 1,04 = 417 \text{ т}, \quad (3.21)$$

где $\psi = (44 \div 50)$.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{рот} = 0,55 \cdot G_{ген} = 0,55 \cdot 417 = 230 \text{ т}. \quad (3.22)$$

При частотах вращения до 200 об/мин гидрогенераторы выполняются преимущественно в зонтичном исполнении, свыше 200 об/мин — в подвесном. Принято зонтичное исполнение.

Маркировка генератора: СВ-1030/120-68.

Основные размеры генератора занесены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Основные параметры генератора СВ-1030/120-68

Сном, В	Рном М т	cosφ	Ун.лин. кВ	Ω ом рад/с	пном Об/мин	пугон Об/мин	Ун.фаз. кВ	Vпр м/с
62,8	50,24	0,8	10,5	3,45	88,2	3,31	6062	80,2
τ	C _a 10 ⁻⁵	G _{ген} тон	G _{рот} тон	p	l _a , м	D ₀ , м	S* МВ · А	дв, м
0,41	1,07	417	2 0	34	1,04	69	1,85	1

3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости u_r .

Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $u_{\theta} r = \text{const}$, где u_{θ} – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

Исходные данные для расчета:

Угол охвата спиральной камеры – фсп – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры выбран из ГУХ или по таблице для расчетного напора.

Принят их ГУХ фсп = 210.

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ

$$r_{вх} = 1,789 \cdot D1. \quad (3.23)$$

Диаметр расположения входных кромок статора: Dнар = 10.3 м определён по таблице 3.1

$$r_a = \frac{Da}{2}. \quad (3.24)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора: Dвн = 9 м определён по таблице 3.1

$$r_b = \frac{Db}{2}. \quad (3.25)$$

Высота статора:

$$V_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D1, \quad (3.26)$$

где $b_0 = 0,4 \cdot D1$ высота направляющего аппарата по ГУХ (3.27)

Закон изменения положения вершин сечений – линейный.

Форма меридианного сечения спиральной камеры принята с плоским потолком ($n = 0$) с углом $\gamma = 15^0$. При таком сечении наиболее просто осуществляются проходы в шахту турбины, установка вспомогательного оборудования и трубопровода.

Определён полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}}. \quad (3.28)$$

Определён расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_{т.ф}}{360}. \quad (3.29)$$

Приняты следующие допущения: Площадь поперечного входного сечения определена по величине допустимой средней скорости.

Была определена площадь входного поперечного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{V_{вх}}, \quad (3.30)$$

где $V_{ВХ} = 3,2$ м/с.

Высота входного сечения определена из квадратного уравнения:

$$F_{ВХ} = b_0(r_a - r_b) + (r_{ВХ} - r_a) b_{ВХ} - \frac{(b_{ВХ} - b_0)^2}{2}. \quad (3.31)$$

Отбрасывая один из корней получено:

$$b_{ВХ} = 8,2 \text{ м};$$

$$a_{ВХ} = r_{ВХ} - r_a. \quad (3.32)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом. Результаты расчета сведены в таблицу 3.7.

График зависимости отражён на рисунке 3.2.

Величина:

$$a_i = r_i - r_a, \quad (3.33)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i, \quad (3.34)$$

$$k_2 = \frac{m_{ВХ}}{a_{ВХ}}. \quad (3.35)$$

Тогда:

$$b_i = m_i + b_0, \quad (3.36)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15. \quad (3.37)$$

Значение интеграла для любого сечения вычислены по формуле :

$$J_i = b_0 \cdot \ln \cdot \frac{r_a}{r_b} + b_i \cdot \ln \cdot \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln \cdot \frac{r_k}{r_a} + m_i. \quad (3.38)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{Q_{ВХ}}{J_{ВХ}} \cdot J_i. \quad (3.39)$$

Величина расхода для любого сечения спирали:

$$Q_i = \frac{Q_{ВХ}}{J_{ВХ}} \cdot J_i. \quad (3.40)$$

Таблица 3.7 – расчёт спиральной камеры аналитическим методом

Величина	Сечения											
r_i	12,0	11,4	10,7	10,1	9,5	8,9	8,3	7,6	7,0	6,4	5,8	5 1
a_i	,8	6,2	5,6	5,0	4,4	3,7	3,1	2,5	1,9	1,2	0,6	0,0
b_i	8,2	7,7	7,2	6,7	6,2	5,7	5,2	4,7	4,2	3,7	3,2	2,7

Продолжение таблицы 3.7

$\frac{r_k}{r_a}$	6,6	6,5	6,3	6,2	6,1	5,9	5,8	5,7	5,5	5,4	5,3	5,1
$\ln \cdot \frac{r_k}{r_a}$	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0
$\frac{r_i}{r_a}$	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
$\ln \cdot \frac{r_i}{r_a}$	2,	2,2	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0
$b \ln \cdot \frac{r_i}{r_a}$	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
$r_k \cdot \text{ctg } \gamma$	6 9	6 1	5,3	4,5	8	3,1	2,4	1,8	1,3	0,8	0,4	0,0
r_i	12,0	11,4	10,7	10,1	9,5	8,9	8,3	7,6	7,0	6,4	5,8	5,1
a_i	6,8	6,2	5,6	5,0	4,4	3,7	3,1	2,5	1,9	,2	0,6	0,0
b_i	8,2	7,7	7,2	6,7	6,2	5,7	5,2	4,7	4,2	3,7	3,2	2,7
$\frac{r_k}{r_a}$	6,6	6,5	6,3	6,2	6,1	5,9	5,8	5,	5,5	5,4	5,3	5,1

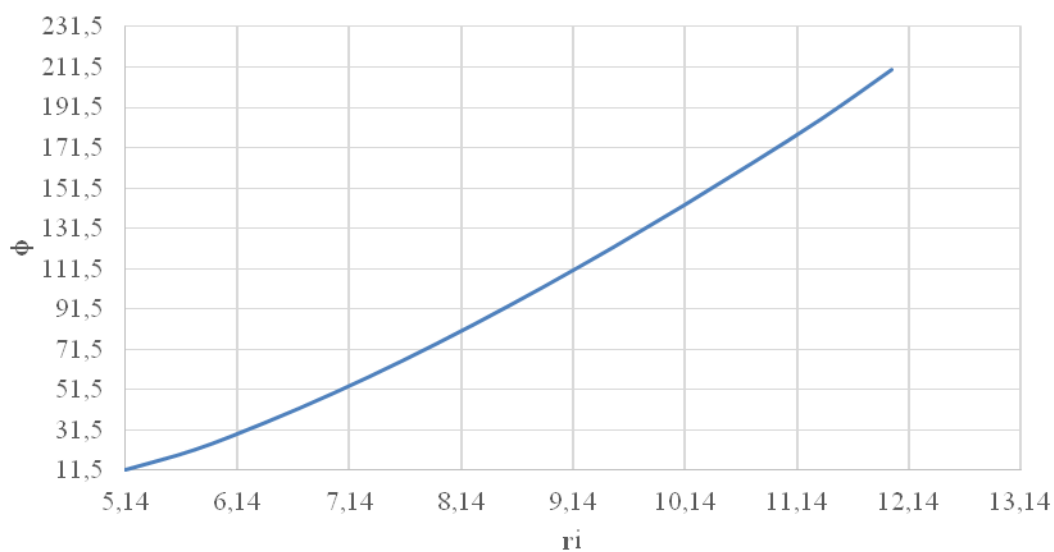


Рисунок 3.2 график зависимости $\phi = f(r_i)$

3.6 Расчет вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производится с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.41)$$

где: $\tau_{\text{доп}} = 30 \div 35$ МПа.

Принят $\tau_{\text{доп}} = 32,5$ МПа, а крутящий момент $M_{\text{кр}}$ определён по формуле:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 50250}{88,2} = 5,549 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.42)$$

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 5,549}{32,5} \right)^{0,33} = 0,95 \text{ м}. \quad (3.43)$$

Окончательно принят диаметр вала 1 метр.

3.7 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Радиальная сила на рабочем колесе определена по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 50250}{88,2 \cdot 6,7} = 68 \text{ кН}. \quad (3.44)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учетом облицовки, принят на 20 мм больше $D_{\text{в}}[1]$:

-для $D_{\text{в}} = 1000$ мм;

$d_{\text{п}} = 1020$ мм;

$h_{\text{п}} = 400$ мм;

$Z_{\text{сегм}} = 8$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}]. \quad (3.45)$$

$p_{\text{уд}} = 166,7$ кПа

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U \text{ (кПа)}. \quad (3.46)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 88,2 \cdot 1,02}{30} = 9,4 \text{ м/сек}. \quad (3.47)$$

$[p_{\text{уд}}] = 273$

Условие:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}] \text{ соблюдается. Выбран кольцевой подшипник.}$$

3.8 Выбор маслonaпорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслonaпорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По номограмме для турбин ПЛ определён тип маслонапорной установки: МНУ 12,5/1 – 40 – 12,5 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 12,5 м³, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 12,5– 2 вместимостью 12,5 м³ с двумя насосами.

Выбран электрогидравлический регулятор : ЭГРК – 2И1 – 150 – 4.

Тип панели электрооборудования – ЭГРК–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–150–4;

Принят к установке в машинном зале ГЭС кран полумостовой 250/32 т.с, грузоподъемностью главного крюка 250 т и вспомогательного крюка 32 т.

3.9 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС должна выбрана в соответствии с ОСТ 108.023.105-84.

Для выбора схемы компоновки есть следующие данные:

Тип генератора: Зонтичный

Номинальные значения D_1 : 8,69 м

Расположение подпятника генератора: на опоре подпятника, установленного на крышке гидротурбины

Верхнего: -

Нижнего: совместно с подпятником

В результате проведенного анализа была выбрана 5 схема компоновки, которая представлена на рисунке 3.3.

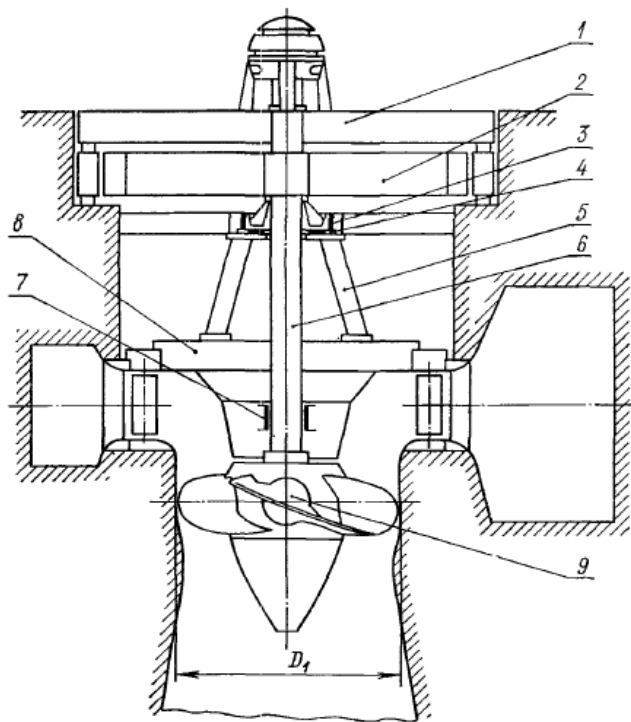


Рисунок 3.3 Схема компоновки №5

4 Электрическая часть ГЭС

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В энергосистеме Алтайского края присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Барагашская №27» 220 кВ с расстоянием 62 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 4.1.

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

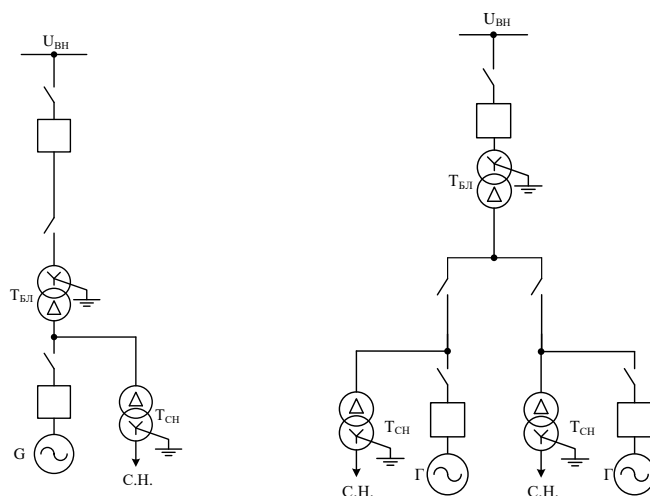


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО [9], мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 52,7 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ–1030/120–68 производства ООО "Электросила". Паспортные данные генератора СВ–1030/120–68 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-1030/120-68

Номинальная мощность, МВ·А МВт		U _{Г ном} ,кВ	cos φ _{Г,о.е.}	η	Индуктивные сопротивления		
S _{Г ном}	P _{Г ном}				x _d ''	x _d '	x _d
62	52,7	10,5	0,85	97	0,2	0,28	0,74

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы 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:

$$S_{расч} = \frac{P_{Г ном} - P_{с.н.}}{\cos \varphi_{Г}} = \frac{52,7 - 201 \cdot 0,01}{0,85} = 59,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор:

ТДЦ-80000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220–У1

S _{НОМ} , МВА	U _Н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
	U _{ВН}	U _{НН}				
80	242	10,5	11	280	60	0,3

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 876 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

где μ = 1 – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

ω = 0,025 – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

T_в = 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:

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

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.
Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,280}{1} \cdot \left(\frac{50,4}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 267,27 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{xx} + \Delta W_H) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (4.6)$$

где γ_0 – стоимость одного МВт · ч электроэнергии.

$$I_{\text{пот}(1)} = (523,74 + 267,27) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 2,9 \text{ млн. руб./год.}$$

Для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 2847,636 = 11,4 \text{ млн. руб./год.}$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{T \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_T} = 2 \cdot \frac{(52,7 - 52,7 \cdot 0,01)}{0,85} = 122,76 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

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

$S_{\text{ном}},$ МВА	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$I_x, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
125	242	10,5	11	380	90	0,55

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.9)$$

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:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8729 = 785,61 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{T ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{119,27}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 832,03 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформаторов:

$$I_{пот(1)} = (\Delta W_{xx} + \Delta W_H) \cdot T_{max} \cdot \gamma_0, \quad (4.12)$$

где γ_0 – стоимость одного МВт · ч электроэнергии;

$$I_{пот(1)} = (785,61 + 832,03) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 5,8 \text{ млн. руб/год.}$$

Для 2 блоков:

$$I_{пот} = 2 \cdot 5791,104 = 11,6 \text{ млн. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

4.2.4 Выбор трансформаторов СН

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от $S_{Г ном}$:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi_{Г}}. \quad (4.13)$$

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{201}{0,85} = 2,365 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Согласно СТО [2], в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Согласно СТО [5], должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу завода «СлавЭнерго» выбирается трансформатор ТСЗ-2500/10/6,

Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/10/6

$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$	
2,5	10	6	6,7

Электрическая схема СН Кадынской ГЭС выполнена с двумя ступенями напряжения: 6 кВ и 0,4 кВ.

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{201 - 2,01}{0,85} = 234,11 \text{ МВ}\cdot\text{А}. \quad (4.14)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,85;$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 220 кВ – $K = 1,2$.

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{\text{с}})} + 1 = \frac{198,99}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 2 \text{ шт}, \quad (4.15)$$

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{198,99}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,261 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 261 = 274,05 \text{ А}, \quad (4.17)$$

где $\alpha_{\text{и}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

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

По величине расчётного тока для линии напряжением $U = 220 \text{ кВ}$ выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{198,99}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,520 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

$I_{доп} > I_{п.ав}$, $605 \text{ кА} > 520 \text{ кА}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н.}} + t \cdot K_{ору}, \quad (4.19)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (23 млн.руб.);

$K_{T_{с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (13,8 млн.руб.);

$K_{ору}$ – стоимость ячейки ОРУ;

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается $k+2$)

Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{ору} = 18,3 \text{ млн.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 23 + 8 \cdot 13,8 + 6 \cdot 18,3 = 312,2 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 46 + 8 \cdot 13,8 + 4 \cdot 18,3 = 275,6 \text{ млн. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.20)$$

где $E = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 312,2 + 11,4 = 55,2 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 275,6 + 11,6 = 52,9 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{z_1 - z_2}{z_1} \cdot 100\%, \quad (4.21)$$

$$P = \frac{55,2 - 52,9}{55,2} \cdot 100\% = 4,17\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 4.2.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [19] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

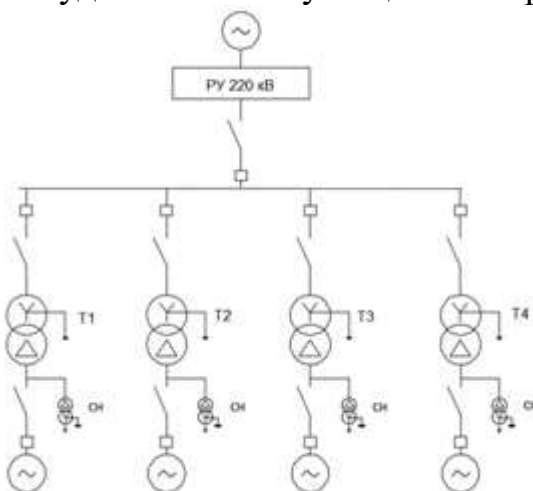


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–220 кВ: 6 (2 ВЛЭП 220 кВ, 4 блоков). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

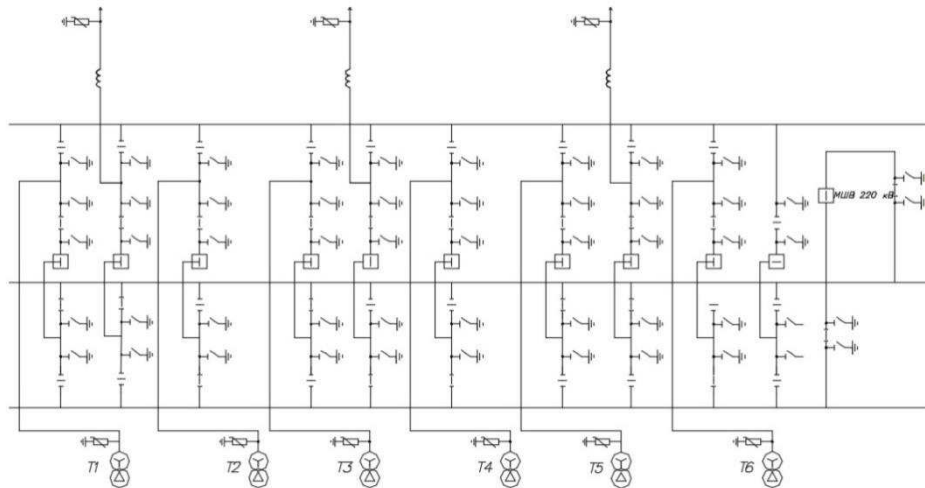


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ с ОШВ

4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{62} = 0,36 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,53 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 352,667 \text{ Ом,} \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,420 \cdot 62 = 26,04 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.27)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.28)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_r = \frac{x_{*r}}{T_{a,r} \cdot \omega} = \frac{0,36}{0,045 \cdot 314} = 0,26 \text{ Ом,} \quad (4.29)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом,} \quad (4.30)$$

$$r_l = r_{0,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 62 = 7,32 \text{ Ом,} \quad (4.31)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{ном}^2} = \frac{0,280 \cdot 230^2}{80^2} = 2,3 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	0	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	1	Генератор - 1		11
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Генератор - 2		11
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Генератор - 3		11
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Блок - 1		11
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Блок - 2		11
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Блок - 3		11
7	<input type="checkbox"/>			зак	7	Сеть - 1		230
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	Круэ		230

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1		Выкл	Выкл	1	4	1		Генератор - 1 - Блок - 1							
2		Выкл	Выкл	2	5	2		Генератор - 2 - Блок - 2							
3		Выкл	Выкл	3	6	3		Генератор - 3 - Блок - 3							
4		Тр-р	Тр-р	4	8	4		Блок - 1 - Круэ	2,56	80,53					0,046
5		Тр-р	Тр-р	5	8	5		Блок - 2 - Круэ	2,56	80,53					0,046
6		Тр-р	Тр-р	6	8	6		Блок - 3 - Круэ	2,56	80,53					0,046
7		ЛЭП	Выкл	8	7	7		Круэ - Сеть - 1	7,32	26,97					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1	Генератор -1	1	0,021	0,300	0,021	0,300	0,021	0,300	11,865				22,778	-85,996					22,778	-85,996	-22,778	-25,996	22,778	34,004
2		2	Генератор -2	2	0,021	0,300	0,021	0,300	0,021	0,300	11,865				0,023	-89,110					0,023	-89,110	-0,023	-29,110	0,023	30,890
3		3	Генератор -3	3	0,021	0,300	0,021	0,300	0,021	0,300	11,865				0,023	-89,110					0,023	-89,110	-0,023	-29,110	0,023	30,890
4		4	Сеть	7	32,090	352,667	32,090	352,667	32,090	352,667	230,000				0,347	-84,075					0,347	-84,075	-0,347	-24,075	0,347	35,925

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7,4.8,4.9 и сведены в таблицу 4.6.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	7			3.7355	-86.40

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1ф	7			1.3687	-86.27			1.3687	-86.27			1.3687	-86.27

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	1					22,8405	-86,00

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	7	4,08	6,22
3ф	7	3,74	9,5
3ф	1	22,85	58,19

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном}. \quad (4.33)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 3,41 = 3,58 \text{ кА.}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{62}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,148 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{248}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,33 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{248}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,65 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

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:

$$U_{ном} \geq U_{ном.с}.$$

$$I_{ном} \geq I_{раб,max}.$$

$$B_{к,ном} \geq B_{к,расч}.$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 3580 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$I_{\text{п0}} = 22,85 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 58,19 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}})$ $= 22,85^2 \cdot (0,08 + 0,01)$ $= 46,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ–10:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 22,85 \cdot e^{-0,01/0,035} = 24,28 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

$$\frac{i_{\text{ат}}}{\frac{I_{\text{п0}}}{\sqrt{2}}} \cdot 100\% = 75\%$$

$$75\% < 45\%$$

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

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150

(температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе II по ГОСТ 15150.

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3580 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ11 фирмы ОАО «Разряд».

4.10 Выбор параметров ОРУ

4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-

220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.11. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 3,74 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 9,5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.12 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Выбор трансформатора напряжения

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

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

5 Релейная защита и автоматика

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

5.1 Технические данные оборудования

Параметры гидрогенератора, номинальные данные трансформатора ТДЦ-80000/200-У1 и выбранного трансформатора собственных нужд ГЭС представлены соответственно в таблицах 5.1 параметры гидрогенератора, 5.2 параметры силового трансформатора, 5.3 параметры трансформатора собственных нужд.

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора

Тип	СВ-1030/120/68	
Мощность номинальная	Полная, МВА	62
	Активная, МВт	52,7
Номинальное напряжение, кВ	10,5	
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,85	
Частота вращения, об/мин	88,2	
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)	1	
Номинальный ток статора, А	2870	
Ток ротора при номинальной нагрузке, А	1165	
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное X_d , о.е.	0,74
	переходное $X'd$, о.е.	0,28
	сверхпереходное $X''d$, о.е.	0,2
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.	0,22	
Емкость обмотки статора, мкФ/фазу	0,82	

Таблица 5.2 - Параметры силового трансформатора ТДЦ-80000/220-УЛ

Тип	ТД-80000/220-УЛ
мощность номинальная	80 МВА
номинальное напряжение	230/10,5
напряжение короткого замыкания	11%
группа соединений	Yн/D-11
режим работы нейтрали	—

Таблица 5.3 - Параметры трансформатора собственных нужд ТСЗ-2500/10/6

Мощность номинальная	2500 кВА
номинальное напряжение	10/6
напряжение короткого замыкания	6,7
группа соединений	Δ/Ун
режим работы нейтрали	—

5.2 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{62000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3409 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Г,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{НГ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{3409 \cdot 1}{4000/5} = 4,26 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_{СХ}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Номинальный первичный ток на стороне напряжения 220 кВ:

$$I_{220,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ,Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,Т}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 201 \text{ А}, \quad (5.3)$$

где $S_{НОМ,Т}$ – номинальная полная мощность силового трансформатора;

$U_{НОМ,Т}$ – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный вторичный ток на стороне напряжения 220 кВ:

$$I_{220,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{220,НОМ}^{(1)}}{K_{ТТ,ВН}} = \frac{201}{2500/5} = 0,4 \text{ А}, \quad (5.4)$$

где $K_{ТТ,ВН}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне напряжения 220 кВ.

Ток ротора на стороне 10,5 кВ:

$$I_{ВН,РОТ} = \frac{I_{НОМ,РОТ} \cdot U_{НН}}{1,2255 \cdot U_{ВН}} = \frac{1165 \cdot 6}{1,2255 \cdot 10,5} = 543 \text{ А}, \quad (5.5)$$

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{НОМ,ВГ1} = I_{НОМ,РОТ} \cdot U_{НОМ,РОТ} = 1165 \cdot 200 = 233 \text{ кВА}. \quad (5.6)$$

Принимаем мощность генератора возбуждения 233 кВА.

$$I_{\text{ном},2} = \frac{233}{200} = 1165 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном},2}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1165}{4000/5} = 1,46 \text{ А}. \quad (5.7)$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ 1030/120-68 – 62 МВА:

- Поперечная дифференциальная защита генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от длительной форсировки;
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТД-40000/220-У1:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;

- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 220 кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Данный вид защиты действует на отключение генератора, гашение полей, на пуск пожаротушения генератора и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов. Подключается к трансформаторам тока и к линейным выводам статора генератора.

Начальный ток срабатывания $I_{СР.0}$ определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Его величина выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1460 = 73 \text{ А}, \quad (5.8)$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;

f_i – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;

I_N – номинальный ток генератора равный 1460 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

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

где K_{H} – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из вышеуказанного условия принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}} = 0,15 \cdot 3409 = 511 \text{ А}. \quad (5.10)$$

Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_{\text{H}} = \frac{1,13}{0,2} \cdot 3409 = 19260,9 \text{ А}, \quad (5.11)$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;

x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,2.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 19260,9 = 1926,1 \text{ А}, \quad (5.12)$$

где $K_{\text{АП}}$ – коэффициент апериодической составляющей равный 2.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_{\text{T}} > I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{НТ}},$$

где K_{H} – коэффициент надежности, 2;

I_{T} – ток трехфазного КЗ на выводах генератора, 19260,9 А.

Тогда:

$$K_{\text{T}} > \frac{1923,1 \cdot 2}{19260,9};$$

$$K_{\text{T}} > 0,2;$$

K_{T} принимается равным 0,35.

Уставка начального торможения равна:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{CP.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,35} = 0,43. \quad (5.13)$$

Далее рассчитывается тормозной ток B , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки B должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{CP.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,35} = 0,43.$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1

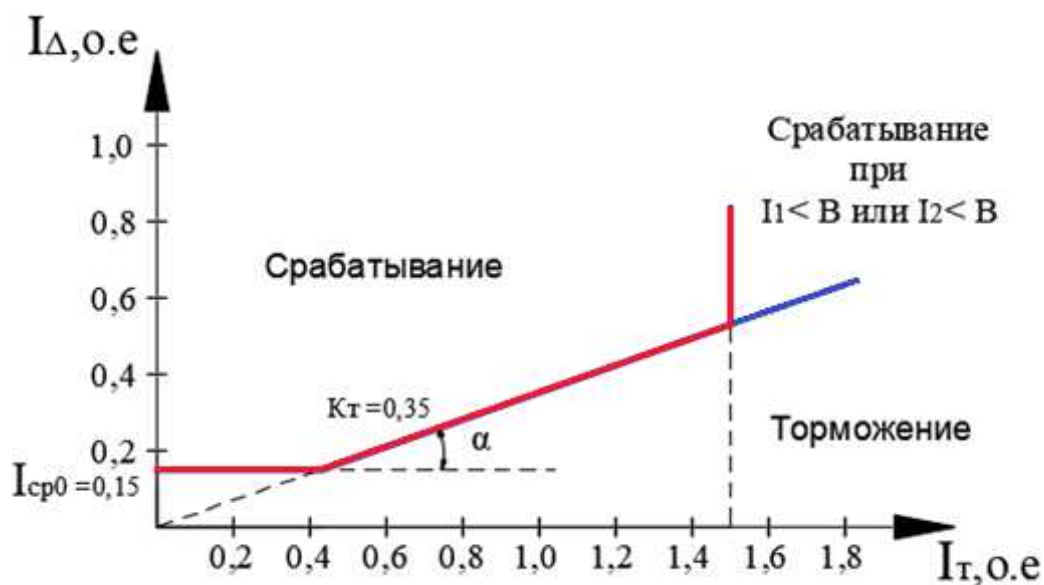


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

5.4.2 Поперечная дифференциальная защита

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора (при двухслойной обмотке генератора).

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях, и в соответствии с Руководящими Указаниями по релейной защите может быть принят:

$$I_{\text{ср.}} = (0,2 \dots 0,3)I_{\text{НОМ.Г}} = 0,25 \cdot 3409 = 852,3 \text{ А.} \quad (5.14)$$

5.4.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

Первый орган – это орган U_0 , реагирующий на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Он защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны фазных выводов и включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, которое измеряется обмоткой «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 эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения U_0 эл.ст. приведена на рисунке 5.2:

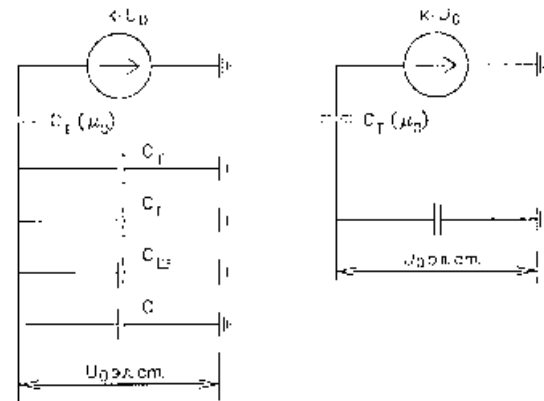


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения U_0 эл.ст.

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:
 $C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 1,08;
 $C_Т$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_Ш$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя.
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения

$$C_{\Sigma} = C_Т + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,82 + 0,008 + 0,35 = 1,185 \frac{\text{мкФ}}{\text{ф}}. \quad (5.15)$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}, \quad (5.16)$$

где $U_{\text{НОМ ВН}}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ.

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленной электростатической индукцией силового трансформатора

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_Т(\mu_0)}{C_Т(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,0073}{0,0073 + 1,185} = 135,5 \text{ В}, \quad (5.17)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение U_0 по обмотке ВН трансформатора;

$C_Т(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, мкФ.

Суммарный емкостный ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,185 \cdot 10^{-6} = 6,76 \text{ А.} \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq K_H K_B \cdot n_{\text{ТН}} \cdot U_0 \text{ ЭЛ.СТ,} \quad (5.19)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 K_B – коэффициент возврата;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \frac{0,1}{3}}} \cdot 135,5,$$

$$U_{\text{ср}} \geq 1,18 \text{ В.}$$

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. В связи с этим принимаются следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

Второй орган – это орган U_{03} , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Данный орган защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа U_{03} выбирается по коэффициенту торможения K_T от 1 до 3. В данном случае K_T принимается равным 1,5. Тогда расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от K_T будет равно:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,303. \quad (5.20)$$

Уставка срабатывания U_{03} принимается минимальной и равной 0,2 В.

Из выражения 3.14 видно, что орган U_{03} при K_T равном 1,3 работает селективно и защищает 30,3% обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{\text{СР2}} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.22)$$

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

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

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

Данная защита предназначена для ликвидации 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 содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ($I_{2СИГН}$) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Уставка сигнального органа принимается равной $0,07 \cdot I_H$.

1) Пусковой орган ($I_{2ПУСК}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{МАКС} = 500 \text{ с}$.

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.23)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;

t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2ПУСК} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.24)$$

где K_H – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}} = 0,15 \cdot 3409 = 511,4 \text{ А.} \quad (5.25)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока $I_{*2\text{ПУСК}}$:

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,15^2} \approx 1333 \text{ с.} \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.27)$$

Отсюда:

$$I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}} = 30 = A_{\text{ИО}}. \quad (5.28)$$

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

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_{H}	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

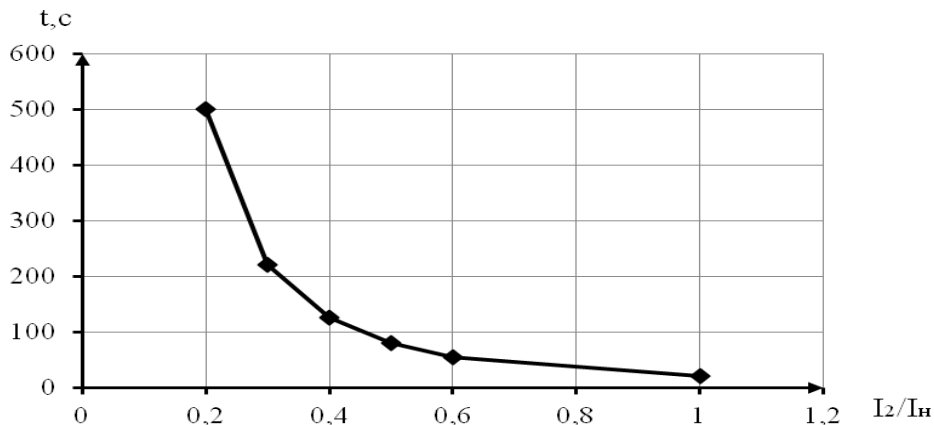


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс}} = 500 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($I_{\text{охл}}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

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

где $X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 26,040 \cdot \frac{62}{230^2} = 0,0024,$ (5.30)

$$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,2 \cdot \left(\frac{230}{10,5}\right)^2 = 95,96. \quad (5.31)$$

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

X_{T} – сопротивление обратной последовательности генератора;

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{62}{80} = 0,085 \text{ – сопротивление трансформатора в}$$

относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (95,96 + 0,085 + 0,0024)} = 0,004 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.3.} = I_{2С.3.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,004 \cdot 2 \cdot \frac{230}{10,5} = 0,175. \quad (5.32)$$

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

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

5.4.6 Защита от симметричных перегрузок (II)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{СИГН} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_N}{0,98} = 1,07 \cdot I_N = 1,07 \cdot 3409 = 3647,6 \text{ А}, \quad (5.33)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{ПУСК} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,08 \cdot I_N}{0,98} = 1,1 \cdot I_N = 1,1 \cdot 3409 = 3749,9 \text{ А}. \quad (5.34)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Кратность перегрузки I/I_N	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Меньше или равно 100МВт	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

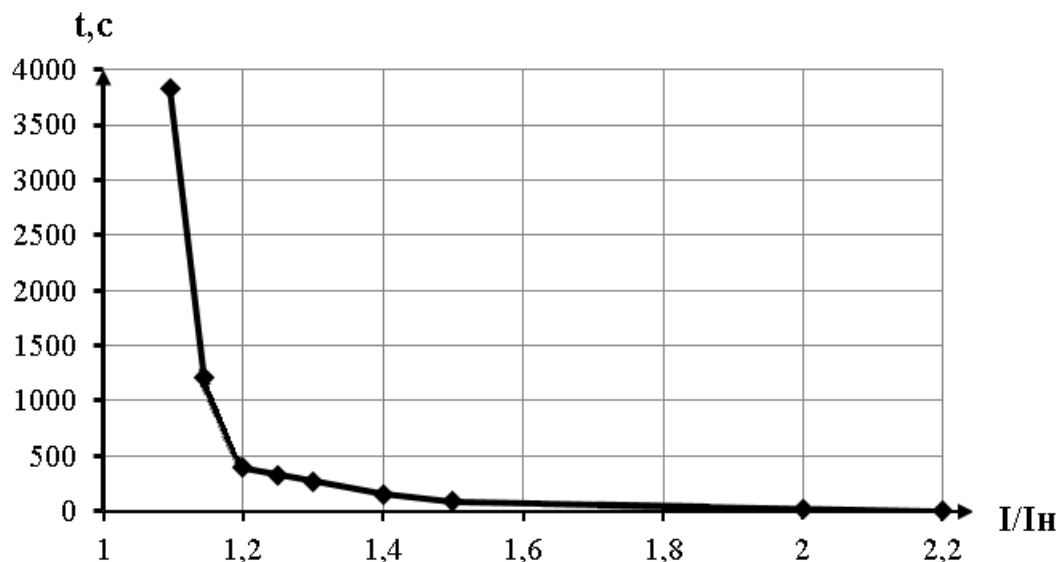


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,53 \cdot 3409 = 5215,77 \text{ А.} \quad (5.35)$$

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

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.36)$$

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

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,07 \cdot 1165 = 1246,6 \text{ А}, \quad (5.37)$$

где $I_{НОМ.Р}$ – номинальный ток ротора.

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,1 \cdot 1165 = 1281,5 \text{ А}. \quad (5.38)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора приведена в таблице 5.6

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Меньше или равно 100МВт	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5:

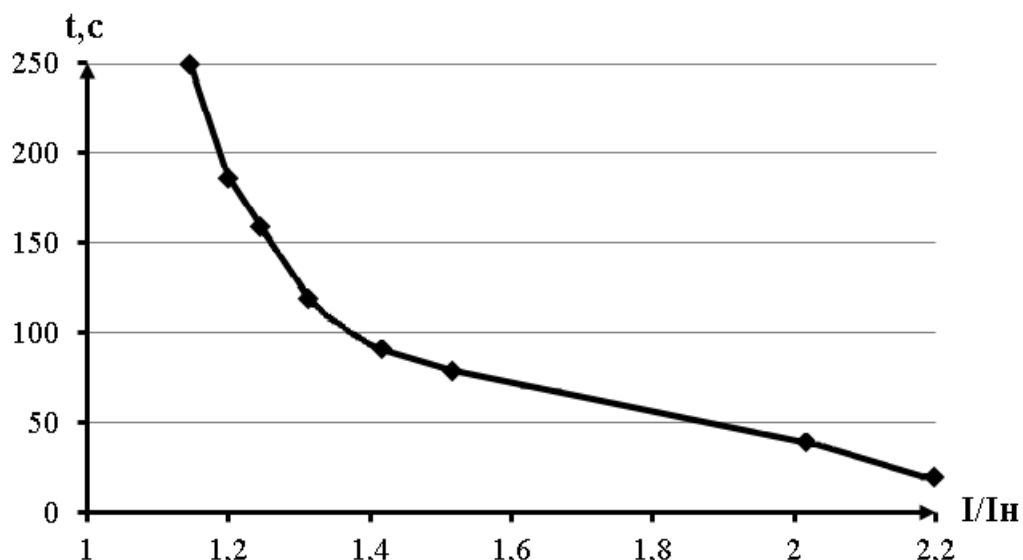


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2,143 \cdot 1165 = 2496,6 \text{ А.} \quad (5.39)$$

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

5.4.8 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Кадынская ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 72,74 + \frac{0,8}{2} \cdot 27,05 = 69 \text{ Ом,} \quad (5.40)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление линии;
 K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.
 Сопротивление трансформатора ТЦ-40000/220, приведенное к высшей стороне:

$$Z_{T,220} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{80} = 72,74 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

Сопротивление линии 220кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{26,04^2 + 7,32^2} = 27,05 \text{ м.} \quad (5.42)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_1 \text{ о.е.} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot 6280 + 0,82 \cdot 622202 \cdot 27,05 = 0,085$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,085 \cdot 1,78 = 0,15, \quad (5.43)$$

где Z_6 – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = U_6^2 / S_{НГ} = 10,5262 = 1,78 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot n_{TnH} = 0,15 \cdot 4000510500100 = 1,14 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Принимается уставка $Z_{1C3} = 1,1$.

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

2) Принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = U_{НОМ3} \cdot I_{НАГР} = 10,5 \cdot 1033 \cdot 2870 = 2,110 \text{ м,} \quad (5.46)$$

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

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

$$I_{\Phi} = 2 \cdot I_{B.HOM} / B.X.X. - 0,95 x d = 2 \cdot 2 - 0,95 \cdot 0,74 = 4,12 \text{ о.е.}, \quad (5.47)$$

где $I_{B.X.X.}$ – ток ротора холостого хода, А;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Принимаем $I_{\Phi} = 2,5$ о. е.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = 0,95 \cdot U_N / I_{\Phi} = 0,95 \cdot 12,5 = 0,38 \text{ о.е.} \quad (5.48)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} \quad (5.49)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 68,9^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} \quad (5.50)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,34 \cdot 1,78 = 0,61 \text{ Ом.} \quad (5.51)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,61 \cdot 4000 / 5}{10500 / 100} \quad (5.52)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,65$ Ом.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,17$ Ом, $Z_{CM2} = 0,8$ Ом.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

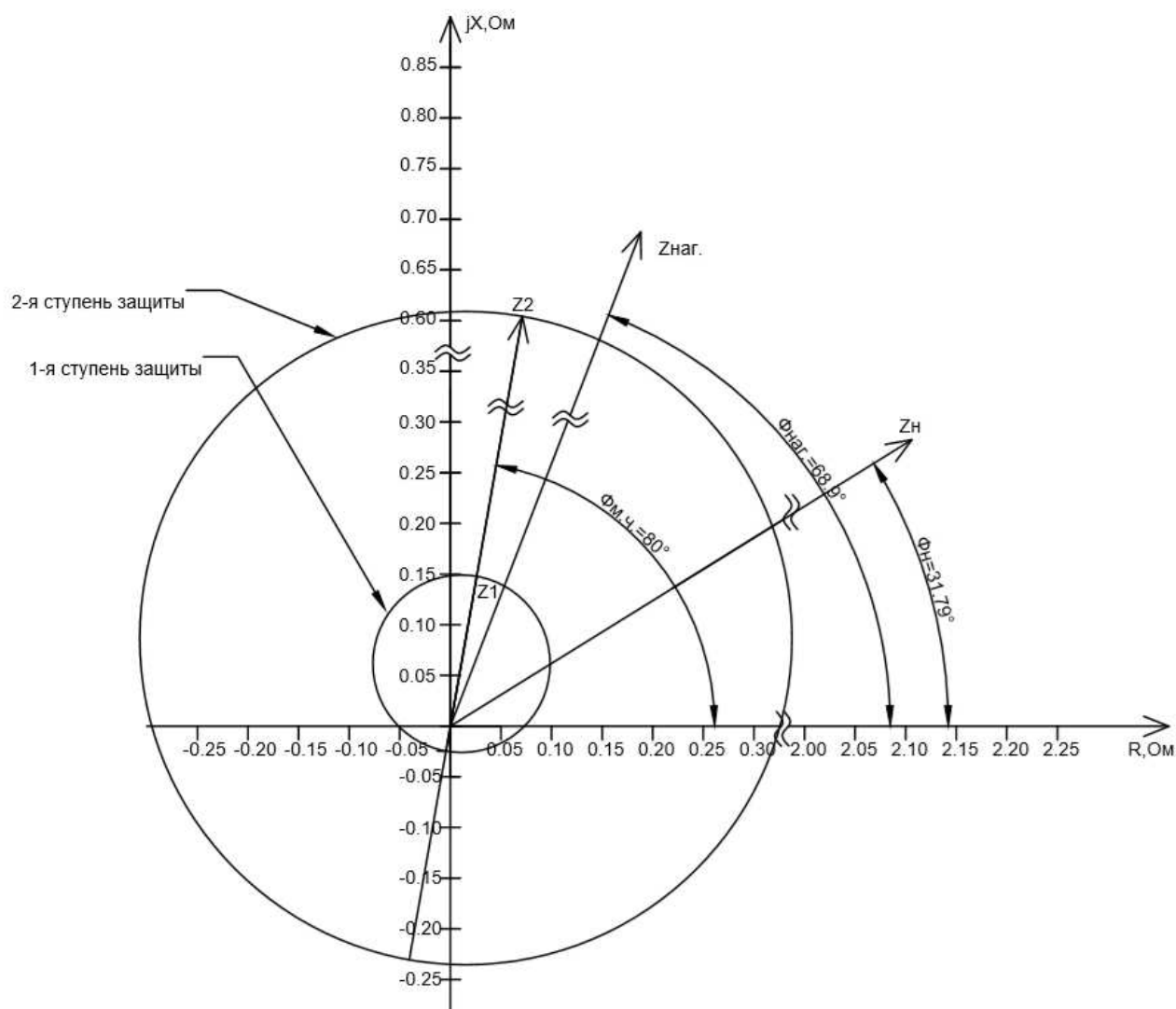


Рисунок 5.6 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства 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

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

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

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Для определения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС)

Класс ГТС назначаем в соответствии с [1]

- В зависимости от высоты и типа грунта основания:

Плотина из грунтовых материалов

Высота гидротехнического сооружения составляет 32 метра.

Тип грунта основания: скальный

III Класс.

- В зависимости от назначения ГТС и условий эксплуатации:

$N_{уст.} = 201 \text{ МВт}$

III Класс

- В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий:

Расстояние до ближайшего крупного населенного пункта отражено на рисунке 6.1.

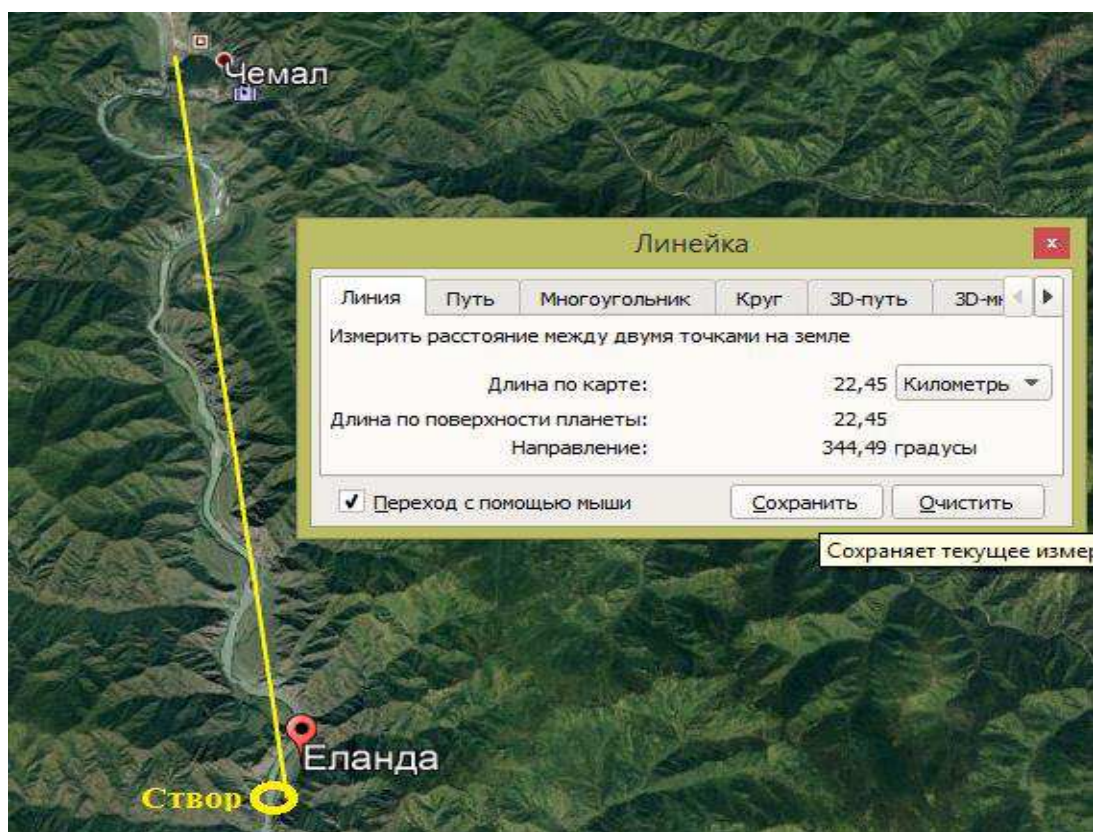


Рисунок 6.1 – Расстояние до населенного объекта

В населенном пункте Чемал, расположенном в 23 км ниже ГЭС по руслу, число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС составляет более 3 тысяч человек, что соответствует I классу.

Класс сооружения выбираем по максимальному, следовательно, назначаем:

I класс сооружения.

6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается:

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

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

$$h_s = h_{\text{run1\%}} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

где $h_{\text{run1\%}}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, для I класса сооружения $a = 0,8$ м;

Высота ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{v_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где $v_w = 15$ м/с – скорость ветра

$K_w = 1,65 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, зависящий от скорости ветра

Длина разгона волны при $\alpha = 0^\circ$

$L = 2240$ м

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{480 - 450}{2} = 15 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Таким образом, высота ветрового нагона из формулы (6.3) равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,65 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{2240 \cdot 15^2}{9,81 \cdot 15} \cdot 1 = 0,00565 \text{ м}.$$

Определение параметров волнового воздействия

Вычисляют безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2240}{15^2} = 97,66. \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{\vartheta_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 14126,4. \quad (6.6)$$

$t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ – период развития волн на водохранилище

Данные для определения параметров волны приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Данные для определения параметров волны

$\frac{gL}{\vartheta_w^2} = 97,66$		$\frac{gt}{\vartheta_w} = 14126,4$	
$\frac{gT}{\vartheta_w}$	$\frac{g\bar{h}}{v_w^2}$	$\frac{gT}{\vartheta_w}$	$\frac{g\bar{h}}{v_w^2}$
1,6	0,018	4,2	0,09

По графику [3, Приложение А, рис А. 1] используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны и среднюю высоту волны:

$$\bar{T} = \frac{1,6 \cdot \vartheta_w}{g} = \frac{1,6 \cdot 15}{9,81} = 2,45 \text{ с.} \quad (6.7)$$

$$\bar{h} = \frac{0,0075 \cdot v_w^2}{g} = \frac{0,018 \cdot 15^2}{9,81} = 0,41 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Вычисляют среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,45^2}{2 \cdot 3,14} = 9,38 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Необходимо проверить условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ на глубоководность, если условие не выполнено, то считается мелководной зоной

$$15 > 0,5 \cdot 9,38$$

$$15 > 4,69$$

Условие выполнено, зона глубоководная, расчеты подтверждены.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.10)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [3, Приложение А1, рис А.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$ (для глубоководной зоны).

$$K_i = 2,1.$$

$$h_{1\%} = 0,41 \cdot 2,1 = 0,86 \text{ м.}$$

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

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.11)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, определяемые по [6, Приложение Д, табл. Д1].

$k_r=1$, $k_p=0,9$ для откоса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;

k_{sp} – коэффициент, определяемый по [6, Приложение Д, рис. Д2] при $m = \operatorname{ctg}\varphi = 2$ и $v_w = 15 \text{ м/с}$, $= 1,2$;

$k_{run}=1,6$ – коэффициент, определяемый по [6, Приложение Д, рис. Д1] в зависимости от пологости волны;

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{9,38}{0,86} = 10,9. \quad (6.12)$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 1,8 \cdot 0,86 = 1,67 \text{ м.}$$

Рассчитывают превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе по формуле (6.2):

$$h_s = 1,67 + 0,00565 + 0,8 = 2,48 \text{ м}$$

Определяют отметку гребня грунтовой плотины для основного сочетания нагрузок по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГГП}} = 480 + 2,48 = 482,48 \text{ м.}$$

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}} = Q_{\text{макс.}}^{\text{осн.}} - Q_{\text{ГА}} \cdot (n - 1) = 2478 - 268,68 \cdot (4 - 1) = \frac{1671,96 \text{ м}^3}{\text{с}}, \quad (6.13)$$

где Q_{max} – максимальный основной расчетный расход для ГТС II класс;
 $Q_{\text{ГА}}$ – расход через один гидроагрегат ГЭС;

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{агр.}}}{9,81 \cdot H^{\text{осн.}} \cdot \eta} = \frac{50,25 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 20,5 \cdot 0,93} = 268,68 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.14)$$

$$H^{\text{осн.}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.}}^{\text{осн.}}) = 480 - 459,5 = 20,5 \text{ м.} \quad (6.15)$$

где n – количество гидроагрегатов.
Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1671,96}{71,25} = 23,47 \text{ м,} \quad (6.16)$$

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 57 = \frac{71,25 \text{ м}^2}{\text{с}}, \quad (6.17)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}^{\text{осн.}} = 6 \cdot 9,5 = 57 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.18)$$

$h_{\text{НБ}}^{\text{осн.}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 9,5\text{м} -$ глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\text{осн.маx}}$;

$[v_h] = 6\text{м/с}$ – допустимая скорость для скальных оснований.

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону до стандартного:

$$B = b \cdot n, \quad (6.19)$$

где n – число пролетов (не менее 2–3)

b – стандартная ширина пролета, м, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования.

Принимает 2 пролета стандартной ширины 12 м, тогда ширина водосливного фронта будет равна:

$$B = 2 \cdot 12 = 24 \text{ м.}$$

Полная ширина водосливного фронта, с учетом быка:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_B = 12 \cdot 2 + (2 - 1) \cdot 3 = 27\text{м.} \quad (6.20)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

Определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления $-H_{01}$, а затем с учетом сжатия и подтопления $-H_{02}$.

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1671,96}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,09 \text{ м,} \quad (6.21)$$

где m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [4, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1671,96}{0,49 \cdot 0,956 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,41 \text{ м,} \quad (6.22)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления [4, раздел 6-3]

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45 \cdot 10,09}{2 \cdot 12} = 0,956, \quad (6.23)$$

где b – ширина пролета

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7

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

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 10,41 - \frac{1,1 \cdot 2,06^2}{2 \cdot 9,81} = 10,17 \text{ м.} \quad (6.24)$$

$$v_0 = \frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}}}{(\nabla\text{НПУ} - \Delta\text{ДНО})(B + (n-1) \cdot \delta_{\text{Б}})} = \frac{1671,96}{(480 - 450)(24 + (2-1) \cdot 3)} = 2,06 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.25)$$

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

B – ширина водосбросного фронта с учетом дополнительного пролета, если такой есть.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст.}} = 480 - 10 = 470 \text{ м,} \quad (6.26)$$

где $H_{\text{ст.}}$ – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом.

$H_{\text{ст.}} = 10 \text{ м.}$

Отметку гребня быка плотины определим по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст.}} = 470 + 1,6 \cdot 10 = 486 \text{ м.} \quad (6.27)$$

6.2.3 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяем напор на гребне водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая ($P_{0,01\%}$):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{пов.}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2026}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,48 \text{ м,} \quad (6.28)$$

Здесь

$$Q_{\text{расч.}}^{\text{пов.}} = Q_{\text{макс.}}^{\text{пов.}} - Q_{\text{ГА}} \cdot (n - 1) - Q_{\text{с}} = 2832,2 - 268,68 \cdot (4 - 1) = \frac{2026 \text{ м}^3}{\text{с}} \quad (6.29)$$

$Q_{\text{макс.}}^{\text{пов.}}$ – расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая ($P_{0,01\%}$).

Q_c – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения $Q_c = 0$.

B – ширина водосливного фронта.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{пов.}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2026}{0,49 \cdot 0,951 \cdot 1,24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,87 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Коэффициент бокового сжатия:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45 \cdot 11,48}{2 \cdot 12} = 0,951. \quad (6.31)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов.}} = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 11,87 - \frac{1,1 \cdot 2,32^2}{2 \cdot 9,81} = 11,57 \text{ м.} \quad (6.32)$$

$$v_0 = \frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{пов.}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \Delta\text{ДНО})(B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{2026}{(482 - 450)(24 + (2-1) \cdot 3)} = 2,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.33)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов.}} = 470 + 11,57 = 481,57 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Расчетная отметка форсированного уровня не превышает заданный, следовательно, пропускная способность обеспечивается.

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Координаты для построения оголовка водосливной плотины в таблице 6.2 сам профиль на рисунке 6.2

Топографическая карта представлена на рисунке 6.3

Таблица 6.2 – Координаты для построения оголовка профиля типа А для напора

№точки	X	Y	№точки	X	Y
1	0,0	1,26	21	20,0	12,35
2	1,0	0,36	22	21,0	13,69
3	2,0	0,07	23	22,0	15,08
4	3,0	0,00	24	23,0	16,53
5	4,0	0,06	25	24,0	18,15
6	5,0	0,27	26	25,0	19,60
7	6,0	0,60	27	26,0	21,22
8	7,0	1,00	28	27,0	22,89
9	8,0	1,40	29	28,0	24,62
10	9,0	1,98	30	29,0	26,30

Продолжение таблицы 6.2

11	10,0	2,56	31	30,0	28,24
12	11,0	3,21	32	31,0	30,13
13	12,0	3,94	33	32,0	32,07
14	13,0	4,75	34	33,0	34,05
15	14,0	5,64	35	34,0	36,09
16	15,0	6,61	36	35,0	38,18
17	16,0	7,64	37	36,0	40,31
18	17,0	8,73	38	37,0	42,49
19	18,0	9,87	39	38,0	44,71
20	19,0	11,08	40	39,0	46,98
			41	40,0	49,38

Профиль

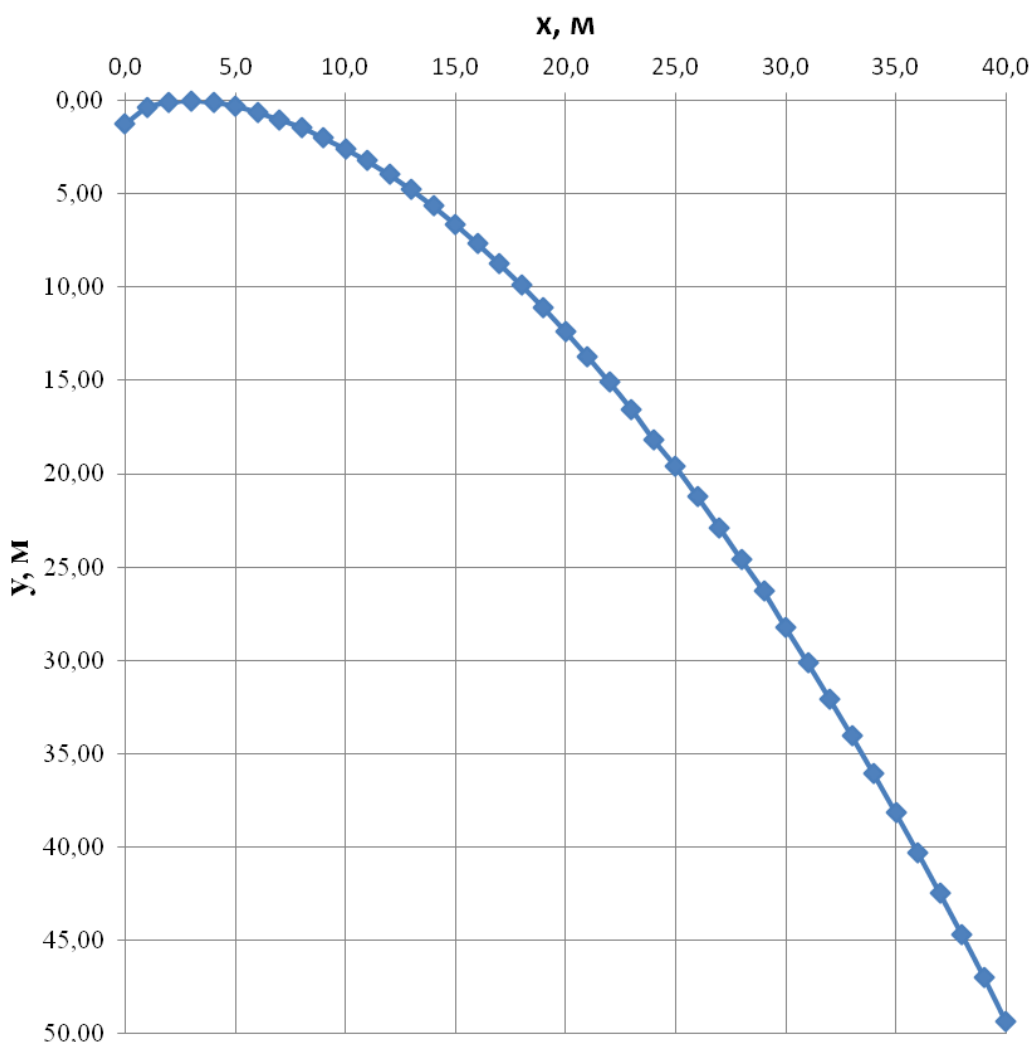


Рисунок 6.2— Оголовок безвакуумного водослива типа А

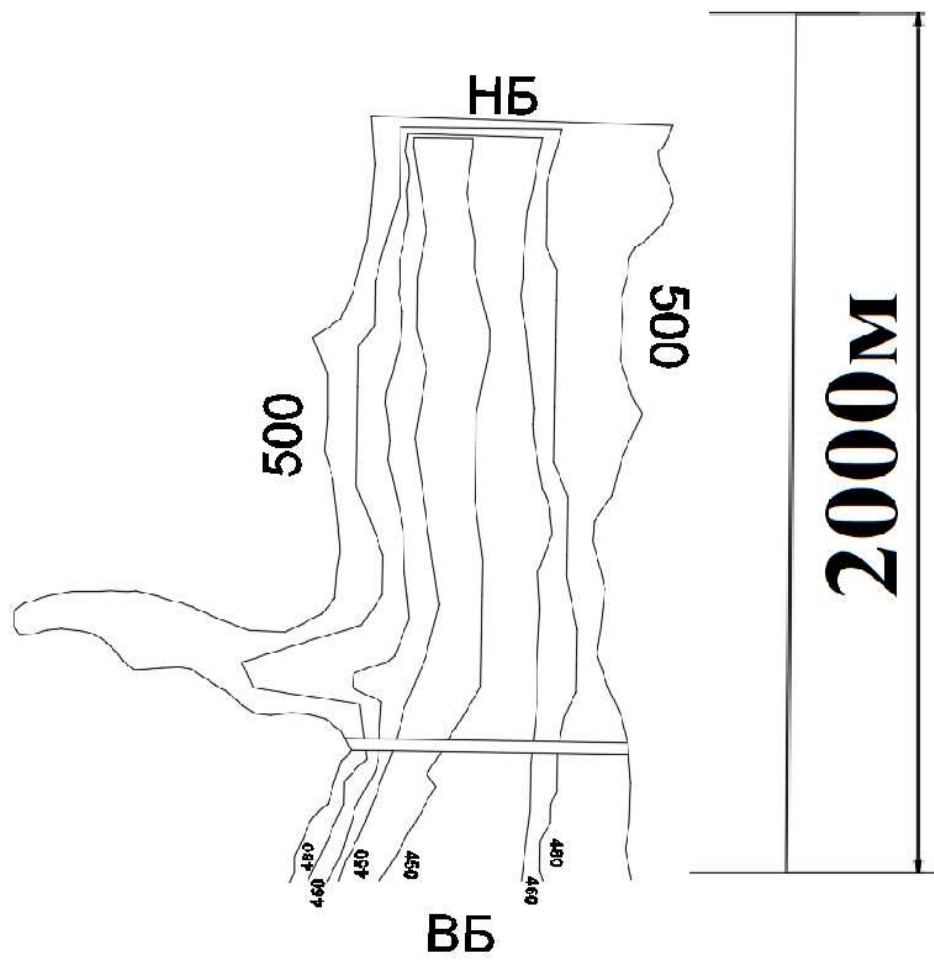


Рисунок 6.3 - Полилинии

6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Для определения типа гидравлического прыжка вычисляем критическую глубину потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot (Q_{расч}^{осн})^2}{(B+(n-1) \cdot \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1672}{(24+(2-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 7,55. \quad (6.35)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ}-\text{ДНО}-h'_c)}} = \frac{61,9}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (480-450-0)}} = 2,69 \text{ м}, \quad (6.36)$$

где φ – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани [4, таблица 9-10], q – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B+(n-1) \cdot \delta_B} = \frac{1672}{24+(2-1) \cdot 3} = 61,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.37)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ}-\text{ДНО}-h'_c)}} = \frac{61,9}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (480-450-2,69)}} = 2,82. \quad (6.38)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,82}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{7,55}{2,82} \right)^3} - 1 \right) = 16,12 \text{ м}. \quad (6.39)$$

$$h_{нб} = 10 \text{ м}.$$

При расчетах, получили что $h''_c > h_{нб}$, значит имеем отогнанный прыжок. Отогнанный прыжок недопустим, поэтому необходимо обустроить энергогасящие сооружения. Принимаем водобойную стенку в качестве гасителя энергии потока воды.

6.2.6 Расчет водобойной стенки

Рассчитаем высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст}, \quad (6.40)$$

где $H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой, равный:

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2} = \left(\frac{61,9}{0,4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 61,9^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 16,12)^2} = 10 \text{ м} \quad (6.41)$$

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 16,12 - 10 = 7,73 \text{ м}.$$

6.2.7 Расчет сопряжения потока после водобойной стенки

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} = \frac{61,9}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (7,73 + 10 - 0)}} = 3,5 \text{ м.} \quad (6.42)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} = \frac{61,9}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (7,73 + 10 - 3,5)}} = 3,9 \text{ м.} \quad (6.43)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{3,9}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{7,55}{3,9} \right)^3} - 1 \right) = 13,03 \text{ м.} \quad (6.44)$$

$h''_c > h_{\text{нб}}$ – прыжок отогнанный, вместо стенки принимаем водобойный колодец.

6.2.8 Расчет водобойного колодца

Ширина водобойного колодца B_k принимаем равной:

$$B_k = B_B.$$

Определяем начальную глубину колодца:

$$d_k = \sigma \cdot h'' - (h_{\text{нб}} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 16,12 - (10 + 2,34) = 5,39 \text{ м,} \quad (6.45)$$

где перепад ΔZ , вычисляется:

$$\Delta Z = \left(\frac{q_c^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{\text{нб}}^2} \right) - \left(\frac{\alpha \cdot q_c^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h''^2} \right) = \left(\frac{61,9^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95^2 \cdot 10^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 61,9^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 16,12} \right) = 2,34 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 480 - 450 = 30 \text{ м}$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{61,9}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (30 - 0)}} = 2,69 \text{ м.} \quad (6.47)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{61,9}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (30 - 2,69)}} = 2,82 \text{ м.} \quad (6.48)$$

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,82}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{7,55}{2,82} \right)^3} - 1 \right) = 16,12 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} + d_K = 480 - 450 + 5,39 = 35,39 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{61,9}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (35,39 - 2,82)}} = 2,57 \text{ м.} \quad (6.51)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{61,9}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (35,39 - 2,57)}} = 2,57 \text{ м.} \quad (6.52)$$

$$h_c'' = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,57}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{7,55}{2,57} \right)^3} - 1 \right) = 17,1 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Определяем новую глубину колодца:

$$\Delta Z = \left(\frac{q_c^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{НБ}^2} \right) - \left(\frac{\alpha \cdot q_c^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) = \left(\frac{61,9^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95^2 \cdot 10^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 61,9^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 17,1^2} \right) = 1,55 \text{ м.} \quad (6.54)$$

$$d_{K2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 17,06 - (10 + 1,55) = 7,22. \quad (6.55)$$

$$\frac{d_{K2} - d_K}{d_{K2}} = \frac{7,22 - 5,39}{7,22} \cdot 100\% = 25,35 \%. \quad (6.56)$$

Условие не выполняется $0,1 \cdot d_K$

Вычисляем новые сопряжения глубины:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} + d_K = 480 - 450 + 7,22 = 37,22 \text{ м.} \quad (6.57)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{61,9}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (37,22 - 0)}} = 2,5 \text{ м.} \quad (6.58)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{61,9}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (37,22 - 2,5)}} = 2,5 \text{ м.} \quad (6.59)$$

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,5}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{7,55}{2,5} \right)^3} - 1 \right) = 17,4 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Определяем новую глубину колодца:

$$\Delta Z = \left(\frac{q_c^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{НБ}^2} \right) - \left(\frac{\alpha \cdot q_c^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) = \left(\frac{61,9^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95^2 \cdot 10^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 61,9^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 17,4^2} \right) = 1,57 \text{ м.} \quad (6.61)$$

$$d_{K2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 17,35 - (10 + 1,57) = 7,52 \text{ м.}$$

$$\frac{d_{K2} - d_K}{d_{K2}} = \frac{7,52 - 7,22}{7,52} \cdot 100\% = 3,9 \%. \quad (6.62)$$

Принимаем глубину колодца:

$$d_k = 7,52 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{ДНО} - d_k = 450 - 7,52 = 442,48. \quad (6.63)$$

6.2.9 Расчет водобоя

Во всех случаях за водосливом нужно устраивать водобой, который представляет из себя бетонную или железобетонную плиту.

Толщина водобоя:

$$\delta_b = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 21,95 \cdot \sqrt{2,82} = 5,53 \text{ м,} \quad (6.64)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q}{h_c'} = \frac{61,9}{2,82} = \frac{21,95 \text{ м}}{\text{с}}. \quad (6.65)$$

Длина водобоя:

$$l_b = 0,8 \cdot l_{пр} = 0,8 \cdot 67,96 = 54,37 \text{ м,} \quad (6.66)$$

где $l_{пр}$ – длина гидравлического прыжка

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 16,12 - 2,82) = 69,52 \text{ м.} \quad (6.67)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным рис 6.4. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию

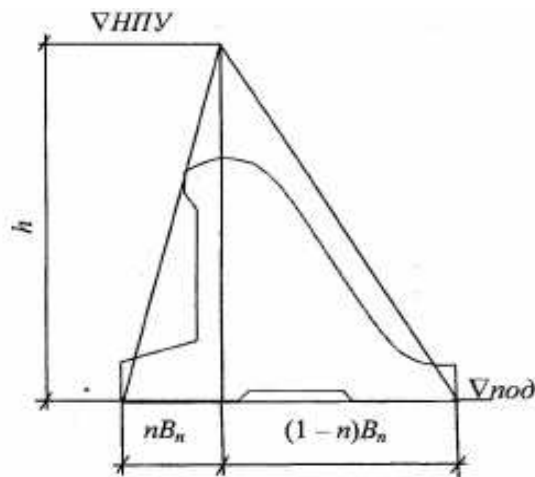


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины

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

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, для гравитационной плотины с вертикальной напорной гранью ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B=0,7 \cdot h. \quad (6.68)$$

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 480 - 448 = 32 \text{ м.} \quad (6.69)$$

$$\nabla_{под} = \nabla_{ДНО} - (2 \div 3) = 450 - 2 = 448 \text{ м.} \quad (6.70)$$

$$B=0,7 \cdot 32 = 22,4 \text{ м.}$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Плотина разделяется по длине постоянными швами на отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при неравномерном распределении температуры в теле плотины и при неравномерной осадке плотины.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м. Принимаем расстояние между швами равным 15 метров. Разрез делаем по быкам.

Температурно-усадочные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 0,8 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

6.3.3 Быки

На водосливе устанавливаем разрезные быки толщиной 3м. Длина одного быка 22м, это нужно для установки крана.

6.3.4 Галереи в теле бетонной плотины

Галереи для цементационной завесы и вертикального дренажа, на отметке 450,30 м принимаем с минимальными размерами, но при этом обеспечивающими транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Принимаем ширину галерей 3м, высоту 4м.

Расстояние от напорной грани до верховой стенки цементационной галереи находим по формуле:

$$a = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр.т}} = \frac{30 \cdot 1,25}{25} = 1,5. \quad (6.71)$$

Принимаем $a = 2,0$ м.

На отметке 464,50 устраиваем смотровую галерею 2,5м по ширине и 2м по высоте.

6.3.5 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скальном основании, устраиваем цементационную завесу, служащую для ограничения фильтрационного давления на плотину и дренаж для уменьшения фильтрационного давления.

Определяем толщину противофильтрационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр.т}} = \frac{17,16 \cdot 1,25}{15} = 1,43 \text{ м}, \quad (6.72)$$

где $\Delta H_3 = 17,16$ – потери напора на завесе

$J_{кр.т} = 15$ – критический градиент напора на завесе для скальных грунтов основания

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

Принимаем $l_3 = 3,5$ м.

Определяем глубину цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} = (0,5 \div 0,8) \cdot 28,6 = 14,3 \div 22,88., \quad (6.73)$$

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ}(Q_{сан.п-к}) = 480 - 451,4 = 28,6 \text{ м.} \quad (6.74)$$

Принимаем $h_{зав} = 15 \text{ м.}$

Дренаж в основании выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 2 м.

Определяем глубину скважин дренажа:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = (0,5 \div 0,7) \cdot 15 = 7,5 \div 10,5. \quad (6.75)$$

Принимаем $h_{др} = 8 \text{ м.}$

Расстояние от оси цемзавесы до дренажа принимаем 3,5 м

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

Поперечное сечение с отметками представлено на рисунке 6.5

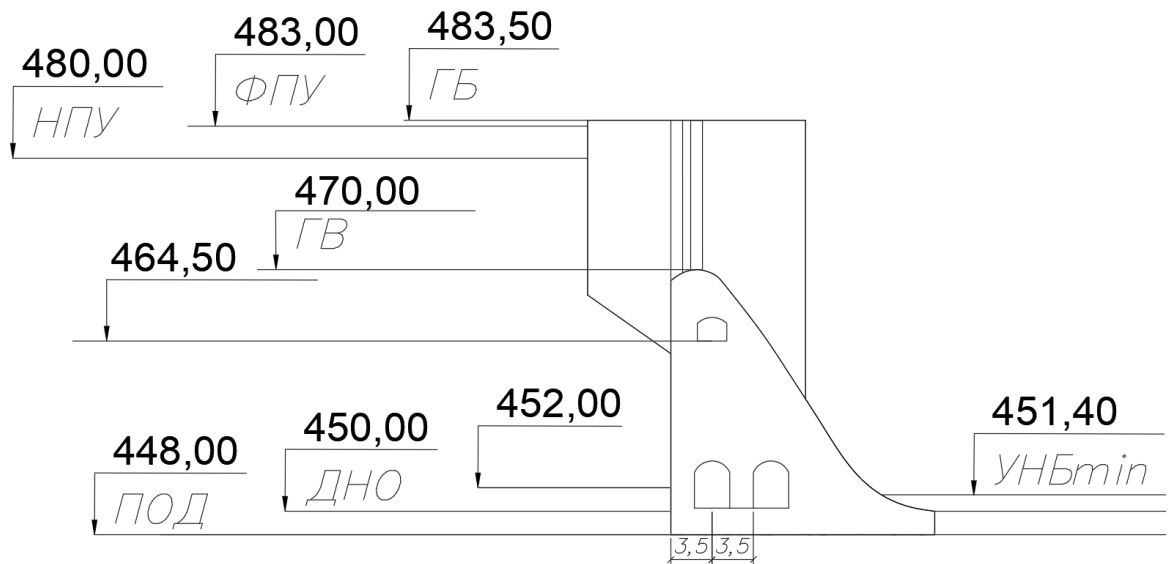


Рисунок 6.5 – поперечное сечение тела плотины и быка

6.4.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_б$ определяется в программе AutoCad.

$$S_{пл} = 542,03 \text{ м}^2;$$

$$S_б = 1161,52 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_Б}{b + \delta_б} = \frac{542,03 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2500}{12 + 3} = 10634,63 \text{ кН/м,} \quad (6.76)$$

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

b – ширина пролёта;
 δ_6 – толщина быка;
 ρ_B – плотность бетона.
 Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_B \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{1161,52 \cdot 3 \cdot 2500 \cdot 9,81}{12 + 3} = 5697,26 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.77)$$

Вес плоского затвора определяем по формуле А.Р.Березинского

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g,$$

где f – площадь затвора

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (483 - 470 + 0,5) \cdot 12 = 162 \text{ м}^2. \quad (6.78)$$

Тогда:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot 162 \cdot \sqrt{162} \cdot 9,81 = 1112,5 \text{ кН}.$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g (\nabla \text{НПУ} - \nabla \Gamma \text{В})^2 \cdot 0,5 \cdot b. \quad (6.79)$$

$$P_3 = 1000 \cdot 9,81 (480 - 470)^2 \cdot 0,5 \cdot 12 = 5886 \text{ кН/м}.$$

Вес затвора приводим к 1п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1112,5}{12 + 3} = \frac{74,16 \text{ кН}}{\text{м}}. \quad (6.80)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 32^2}{2} = 5022,72 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.81)$$

$$h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 480 - 448 = 32 \text{ м}. \quad (6.82)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,4^2}{2} = 56,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.83)$$

$$h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 451,4 - 448 = 3,4 \text{ м}. \quad (6.84)$$

6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня НБ до подошвы сооружения для основного случая. Плечо взвешивающего давления равно нулю.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{вз} = \rho_w \cdot g \cdot B \cdot (\nabla НБ_{min} - \nabla ПОД). \quad (6.85)$$

$$W_{вз} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 22,4 \cdot (451,4 - 448) = 747,13 \frac{кН}{м}$$

6.4.4 Сила фильтрационного давления

Нагрузки и воздействия на ГТС представлены приведенные к действующему напору H_d значения напора по оси цемзавесы $H_{ас}$ и дренажа $H_{др}$ при основном сочетании нагрузок.

Схематическая схема эпюры пьезометрического напора по подошве плотины показана на рисунке 6.6.

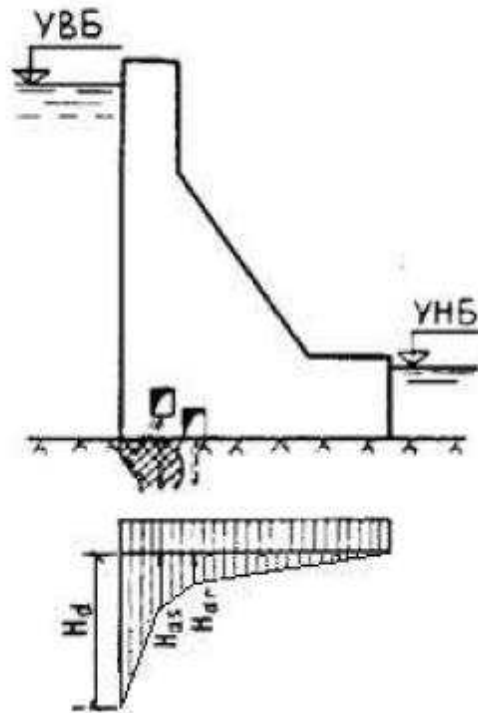


Рисунок 6.6 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_d = \nabla НПУ - \nabla НБ_{min} = 480 - 451,4 = 28,6м. \quad (6.86)$$

$$H_{ас} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 28,6 = 11,44м. \quad (6.87)$$

$$H_{др} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 28,6 = 5,72м. \quad (6.88)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения для основного случая;

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi} = 1 \cdot 9,81 \cdot 152,78 = 1498,77 \text{ кН.} \quad (6.89)$$

6.4.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$\rho_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 10,78 \text{ кН/м,} \quad (6.90)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии
($9 \div 13 \text{ кН/м}$) $\gamma_H = 11$

h_H – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня заиления дна $h_H = 2 \text{ м}$;

$\varphi_H = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{\rho_H \cdot h_H}{2} = \frac{10,78 \cdot 2}{2} = 10,78 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.91)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется как.

В точке, принадлежащей границе между различными слоями грунта, боковое давление грунта определяется дважды: считая эту точку принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему.

$$p' A. \text{ гр} = (\gamma_H \cdot h_H) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right). \quad (6.92)$$

$$p' A. \text{ гр} = (11 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{36}{2} \right) = -96,2 \text{ кН/м}^2.$$

$$p'' A. \text{ гр} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{взв.гр}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right). \quad (6.93)$$

$$p'' A. \text{ гр} = (11 \cdot 2 + 18,6 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{36}{2} \right) = -86,54 \text{ кН/м}^2.$$

$$\gamma_{\text{взв.гр}} = \gamma_0 - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 26 - (1 - 0,26) \cdot 10 = 18,6 \text{ кН/м}^3, \quad (6.94)$$

где γ_w – удельный вес воды;

$h_{\text{гр}}$ – толщина слоя грунта;

Равнодействующая активного давления грунта с учётом наносов на 1 п.м равна площади эпюры:

$$E_{\text{акт}} = S_{\text{эп}} = \left(\frac{p' A. \text{ гр} + p'' A. \text{ гр}}{2} \right) \cdot h_{\text{гр}} = \left(\frac{-96,2 - 86,54}{2} \right) \cdot 2 = -167,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.95)$$

Так как полученное значение в формуле выше отрицательное, то активное давление грунта на ГТС отсутствует.

Пассивное давление грунта основания со стороны НБ отсутствует, т.к за плотиной устроен водобой толщиной 5,41м, который отделён от плотины деформационным швом.

6.4.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (6.96)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,86 \left(\frac{9,38}{3,14} + \frac{0,29}{2} \right) = \frac{13,2 \text{кН}}{\text{м}}.$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 0,86}{9,38} = 0,29 \text{м}. \quad (6.97)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя ВБ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{9,38}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,86 = 1,17 \text{м}. \quad (6.98)$$

6.5 Расчёт прочности плотины

6.5.1 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые потом сравниваются с критериями прочности.

Сжимающие напряжения - со знаком «-», растягивающие «+». Занесены в таблицу 6.3

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение Силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	10102,89	4,06	-41017,77
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	5412,39	6,49	-35126,46
q_3	0,9	↓	66,74	9,08	-606,04

Продолжение таблицы 6.3

Обозначение Силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН· м
T_B	1	→	5022,72	10,67	53592,42
T_H	1	←	56,7	1,13	-64,07
W_{B3}	1	↑	747,13	0,0	0,00
W_Φ	1	↑	1498,77	5,49	8228,25
$W_{\text{ВОЛН}}$	1	→	13,2	30,83	406,96
E_H	1,2	→	12,94	2,67	34,54

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении по подошве плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2}, \quad (6.99)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$$N = 13336,14 \text{ кН}$$

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$$M = -14552,17 \text{ кН}$$

B – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{13336,14}{22,4} + \frac{6 \cdot (-14552,17)}{22,4^2} = -769,38 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2). \quad (6.100)$$

$$H_d^u = (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД}) = 480 - 448 = 32 \text{ м}. \quad (6.101)$$

– напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \operatorname{tga}_1, \quad (6.102)$$

где a_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Напорная грань вертикальна, $\operatorname{tga}_1 = 0$.

$$\sigma_x^u = -769,38 \cdot 0 - 9,81 \cdot 32 \cdot (1 - 0) = -313,92 \text{ кН/м}^2.$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.103)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.104)$$

$$\sigma_1^u = -769,38 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 32 \cdot 0 = -\frac{769,38 \text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 32 = -313,92 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.105)$$

2) Для низовой грани

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2}. \quad (6.106)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{13336,14}{22,4} - \frac{6 \cdot (-14552,17)}{22,4^2} = -421,35 \text{кН/м}^2.$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2). \quad (6.107)$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ГЭС}}) - \nabla \text{ПОД} = 451,4 - 448 = 3,4 \text{м}. \quad (6.108)$

$$m_t = \text{tg} a_2 = \text{tg} 36 = 0,73. \quad (6.109)$$

где a_2 – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^t = -421,35 \cdot 0,73^2 - 9,81 \cdot 3,4 \cdot (1 - 0,73^2) = -\frac{240,12 \text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t. \quad (6.110)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 3,4 - 751,08) \cdot 0,73 = 283,24 \text{кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2.$$

$$\sigma_3^t = -421,35 \cdot (1 + 0,73) + 9,81 \cdot 3,4 \cdot 0,73 = -\frac{704,59 \text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 3,4 = -\frac{33,35 \text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.111)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонталям и вертикальным площадкам соответственно у верхней и нижней граней;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верхней и нижней граней;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_3^t, \sigma_1^t$ – главные напряжения соответственно у верхней и нижней граней;

N – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчётному сечению. Всех сил, действующих на плотину выше расчётного сечения;

m_u, m_t – заложение верхней и нижней грани на уровне расчётного сечения.

В приведённых данных таблицы 6.4 изгибающий момент по часовой стрелке принимаем со знаком «+», против часовой «-».

Таблица 6.4– Краевые напряжения действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y , кН/м ²	-769,38	-421,35
σ_x , кН/м ²	-313,92	-240,12
τ_{xy} , кН/м ²	0	283,24
Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_1 , кН/м ²	-769,38	-33,35
σ_3 , кН/м ²	-313,92	-704,59

6.5.2 Критерии прочности плотины

Проверим сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b,$$

где γ_n – 1,2 коэф. надёжности;
 γ_{lc} – 1 коэф. сочетания нагрузок;
 γ_{cd} – 0,9 коэф. условий работы.
 $1,2 \cdot 1,0 \cdot |704,59| \leq 0,9 \cdot 19650$;
 $845, \leq 17685 \text{ м}^2$.

Величина главного напряжения и прочность бетона класса В15 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 19650 \text{ кН/м}^2$.

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений

$$\sigma'_y < 0;$$

$$-769,38 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$4) |\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u,$$

где $H_d^u = 32 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны ВБ;

$$\gamma_w \text{ – удельный вес воды.}$$

$$|769,38| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 32,$$

$$|769,38| \text{ кН/м}^2 \geq 78,48 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.5.3 Критерии устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу

сооружения. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n.$$

Расчётное значение обобщённой несущей способности

$$R = (G_{пл} \cdot 0,95 + G_6 \cdot 0,95 - W_{взв} - W_{\phi} + q_3 \cdot 0,9) + c \cdot \omega. \quad (6.112)$$

$$R = (10634,63 \cdot 0,95 + 5697,26 \cdot 0,95 - 747,13 - 1498,77 + 74,16 \cdot 0,9) + 100 \cdot 22,4 = 15576,14,$$

$$\text{где } \omega = B \cdot 1 = 22,4 \text{ м}^2. \quad (6.113)$$

– горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H. \quad (6.114)$$

$$F = 5022,72 - 56,7 + 13,2 + 10,78 = \frac{4990 \text{ кН}}{\text{м}}.$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{15576,14 \cdot 0,9}{4990 \cdot 1} = 2,8 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

6.5.4 Расчёт глубинных водовыпусков

Средний расход в период, когда сброс воды через основной (поверхностный) водосброс отсутствует, определяем следующим образом:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{V_{\text{ВДХР}}^{\text{полезн}} + V_{\text{притока}}}{T_t} = \frac{4,6 \cdot 10^9 + 0,65 \cdot 10^9}{18144 \cdot 10^3} = \frac{289,35 \text{ м}^3}{\text{с}}, \quad (6.115)$$

где T_t – период сработки водохранилища до отметки УМО.

Определяем необходимую площадь сечения глубинных водовыпусков:

$$\omega = \frac{Q_{\text{ср}}}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{289,35}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 28}} = 15,43 \text{ м}^2, \quad (6.116)$$

где μ – коэф. расхода, принимаемый 0,8;

$H_{\text{во}}$ – напор над центром сечения входного отверстия глубинного водовыпуска, равный 28м.

Принимаем 2 водовыпуска прямоугольного сечения, высоты которых 2м, а ширина 4м, при этом площадь сечения 8м².

7 Охрана труда. Пожарная Безопасность.

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Кадынской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть очень существенными для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Кадынской ГЭС ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Кадынской ГЭС оснащаем контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого — измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Пожарная безопасность

ГЭС должна быть оборудована системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. 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.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Кадынской ГЭС предусмотрены специальные меры. Специальные места для курения расположены в наиболее выгодных позициях. Во всех помещениях, складах, зданиях размещены пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения.

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Кадынской ГЭС также предусмотрена система автоматического пожаротушения.

7.3 Охрана труда

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемом Кадынском гидроузле следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

Система управления охраной труда на проектируемой гидроэлектростанции должно включать в себя функции по подготовке, принятию и реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников в процессе труда.

Ответственными за внедрение и соблюдение правил охраны труда обеспечивают руководители гидроэлектростанции и подразделений на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

На Кадынской ГЭС планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы должны осуществляться в соответствии с:

- рекомендациями Минздравоохранения и соцразвития РФ;
- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;

- коллективным договором (соглашением по охране труда);
- выводами из анализа производственного травматизма и 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 Кадынской 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".

8 Охрана окружающей среды

8.1 Общие сведения о районе строительства

Кадынский гидроузел расположен в Республике Алтай в 22 км выше по течению от г. Горно-Алтайск.

Река Катунь берёт начало на южном склоне Катунского хребта у подножия горы Белухи, у южной оконечности ледника Геблера.

По общему характеру долины, река делится на три участка: Верхняя Катунь — от истока до реки Коксы, длиной 186 км; Средняя Катунь — от Коксы до реки Большой Сумульты, длиной 206 км; Нижняя Катунь — от Большой Сумульты до слияния с Бией, длиной 296 км.

На верхнем участке река огибает Катунский хребет с южной и западной сторон и обладает наибольшими уклонами с общим падением до 1000 м. На этом участке Катунь принимает множество притоков с южного и западного склонов Катунского хребта, а также с хребтов Листвяга и Холзун. Леса здесь представлены черневой тайгой.

Средняя Катунь, от Коксы до Большой Сумульты, проходит в области высоких горных хребтов. Общее падение на этом участке — около 400 метров. Здесь в реку впадают главнейшие притоки с ледниковым питанием: Мульты, Кураган, Аккем, Кучерла, Аргут и Чуя.

Ниже посёлка Тюнгур до реки Аргут Катунь течёт в порожищем ущелье. От Аргута до реки Чуя и несколько ниже, она протекает среди высоких террас и бомов. По составу лесной растительности на среднем участке Катунь доминирует лиственница.

Нижняя Катунь, от Большой Сумульты до устья, располагается в области среднегорья и низкогорья. Общее падение реки — около 400 м. Преобладающий характер долины — всё более широкое развитие террас. Из притоков на этом участке наиболее значительными являются реки Чемал и Сема. Склоны долины заняты, в основном, лиственницей. Начиная от устья Сумульты появляется сосна.

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется непродолжительным весенним половодьем и очень малым стоком в остальное время года. Ледостав устанавливается в первой половине декабря и продолжается до марта - апреля. Ледоход бывает не каждый год, в теплые годы при длительных положительных температурах ледоход не устанавливается совсем. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды. Летнее — осенняя межень в отдельные годы прерывается дождевыми паводками.

Климат резко континентальный, с коротким жарким летом и длинной морозной зимой].

Среднегодовая температура воздуха в долинах составляет 0...+5 °С (теплее всего в Чемале), что является самой высокой температурой для Сибири. В горах среднегодовая температура воздуха опускается до –6 °С

Основными источниками загрязнения реки Катунь в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Берега реки сложены лессовидными суглинками, что служит природным источником поступления взвешенных веществ в реку. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Растительность территории в районе строительства Кадынской ГЭС скудна из-за особенностей засушливого климата. По берегам реки лес отсутствует. Отмечаются редкие небольшие рощи и лесополосы вдоль русла. На реке Катунь существуют тростниковые «плавающие острова», достигающие размера по ширине и длине в несколько десятков, а иногда и в сотни метров, образующиеся на отмелях. Растительность представлена степными видами.

В районе площадки строительства Кадынского ГУ обитает 72 вида охотничьих ресурсов. Из них 33 вида млекопитающих, 39 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные - лось, олень благородный, олень пятнистый, косуля, кабан, лань;
- пушные - заяц-русак, сурок-байбак, барсук, лисица, енотовидная собака, волк, ондатра;
- птицы – перепел, серая куропатка, фазан, гуси (серый и белолобый), утки (кряква, нырок красноголовый, чирок-трескунок).

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: рысь, медведь, сайгак, косуля, орел, коршун и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Кадынского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Катунь на участке строительства Кадынской ГЭС представлены следующими видами: плотва, хариуса, нельма, таймень, щука и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Катунь на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период

строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Катунь необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Кадынской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Кадынского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Катунь в нижнем бьефе Кадынского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.
2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные выпуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.
3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.
4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.
- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.
- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

8.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (8.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (548654 м³)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³)

$$M = \frac{548654 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 24689 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (8.2)$$

N - количество арматуры, т (90 т)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

$$M = \frac{90 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,8 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 24689 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,8 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.

8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Кадынского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 22км от ГЭС находится населенный пункт – г.Горно-Алтайск, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Катунь от сбросов Кадынской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Горно-алтайска, в пределах промплощадок объектов Кадынской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий , обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

9 Технико-экономические показатели

9.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы приведена в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	201	201	201	201	201
Число часов использования установленной мощности	Часы	3438	3438	3438	3438	3438
Выработка электроэнергии	МВт·ч	691000	691000	691000	691000	691000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	10365,6	10365,6	10365,6	10365,6	10365,6
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	680672	680672	680672	680672	680672
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	777,7	799,5	820,6	840,5	858,9
НДС к выручке	млн.руб	129,6	133,3	136,8	140,1	143,2

Вывод: Показатели установленной мощности и число часов использования являются средними, это и влияет на объем реализации электроэнергии.

9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на

среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	52,3
Прочие	274,0	101,1
Итого по ГЭС	529,2	153,5

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт в %

Этап проекта	Величина
1-5	0,12
6-15	0,17
16-25	0,03
Свыше 25	0,4

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	27,72
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт·ч	1,93
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/Мвт·ч	0,56
Итого		30,2

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	447,05	447,05	447,05	447,05	447,05
Расходы на страхование, млн.руб.	1,81	102,42	217,49	336,54	459,38
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	1011,53	1528,93	1534,74	1534,74	1534,74
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,11	9,60	20,39	31,55	43,07
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	199,40	301,39	302,54	302,54	302,54
Налог на воду, млн.руб.	50,00	84,05	85,02	85,02	85,02
Итого, млн.руб.	1262,85	2026,40	2160,17	2290,39	2424,74

Вывод: Среди текущих затрат наибольшими являются амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты и расходы на страхование.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 9.1.

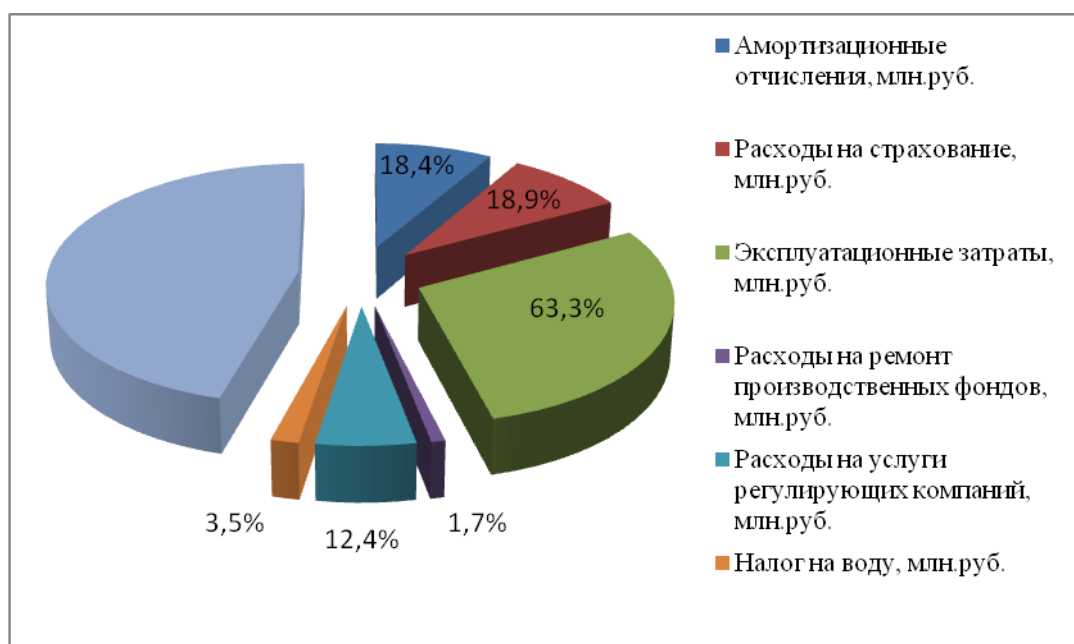


Рисунок 9.1– Структура текущих затраты по гидроузлу, %

9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	294,27	309,36	319,67	329,63	339,01
НДС, млн.руб.	288,50	303,30	313,41	323,17	332,35
Взносы в социальные фонды млн.руб.	40,12	40,12	40,12	40,12	40,12
Налог на имущество, млн.руб.	37,20	36,22	35,24	34,26	33,28
Итого, млн.руб.	654,34	682,94	702,18	720,72	738,11

Вывод: государство оказывает сильное налоговое давление, что в свою очередь сказывается как на развитие предприятия, так и на потребителях электроэнергии.

9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	1023,09	1698,43	1772,18	1821,34	1869,05
Текущие расходы, млн.руб.	116,85	200,13	214,99	228,02	241,45
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	906,24	1498,30	1557,19	1593,32	1627,60
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	906,24	1498,30	1557,19	1593,32	1627,60
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	181,25	299,66	311,44	318,66	325,52
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	724,99	1198,64	1245,75	1274,66	1302,08
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика расходов меньше, чем динамика доходов, следовательно, прибыль растет. Динамика чистой прибыли показана на рисунке 9.2

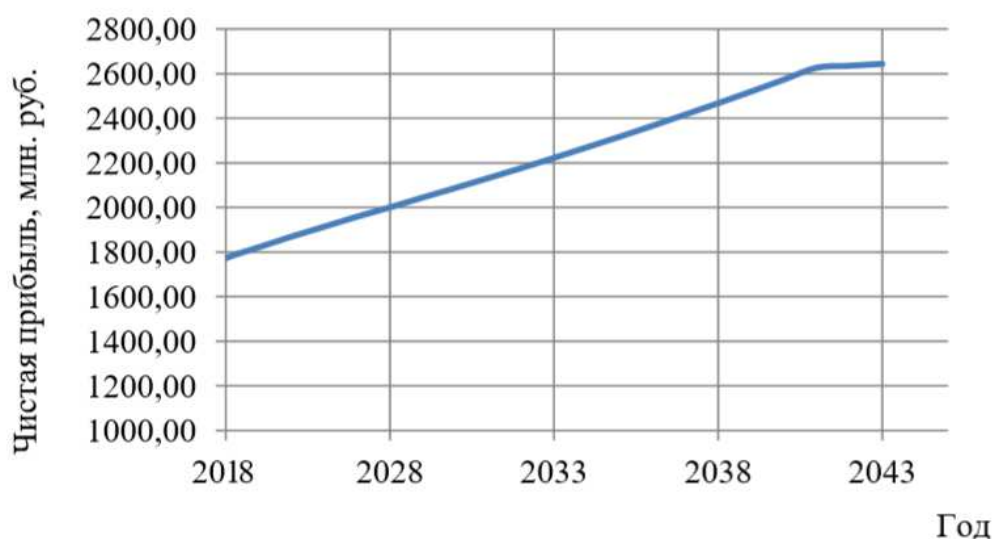


Рисунок 9.2 – Чистая прибыль по проекту, млн. руб.

В начале реализации проекта с 2020 и до конца года происходит отток денежных средств, так как в начале строительства электроэнергия и мощность не вырабатывается.

С начала 2021 года начинается производство электроэнергии и мощности и соответственно убытки уменьшаются и строительство начинает окупаться.

С 2028 года по завершению строительства и прекращению оттоков средств на строительство, наблюдается положительная динамика увеличения прибыли, и затраты начинают окупаться.

Наглядно изменение суммы прибыли/убытков по проекту можно увидеть на рисунке 9.3:

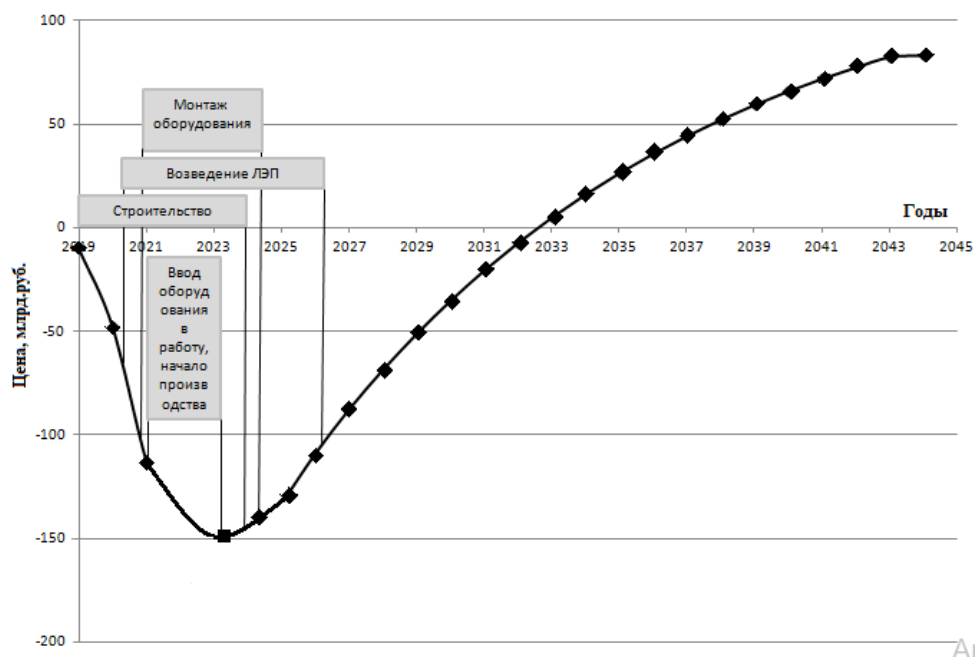


Рисунок 9.3 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта, млн. руб.

9.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»)

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 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 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 Гергебильской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2019 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8-Показатели эффективности реализации проекта «Кадынской ГЭС на реке Катунь»

Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	74
Чистый приведенный доход – NPV, млрд.руб.	6,5
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,29
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	31,95
Себестоимость эл.энергии, руб/КВт·ч	0,2
Удельные капиталовложения, руб/КВт	27627,32

9.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.Рублей	16850	40162,6	296059,8	642059,7	670100,4
В региональный бюджет, млн.Рублей	6370,2	32881,6	39879,1	37204,6	36222,8
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	23221,1	73044,3	335938,9	679264,4	706323,2

Вывод: в федеральный бюджет поступают налоги: НДС, налог на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды. В региональный – налог на имущество.

9.8 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Объём сбыта;
- г) Ставки дисконтирования

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов отражено на рисунке 9.4

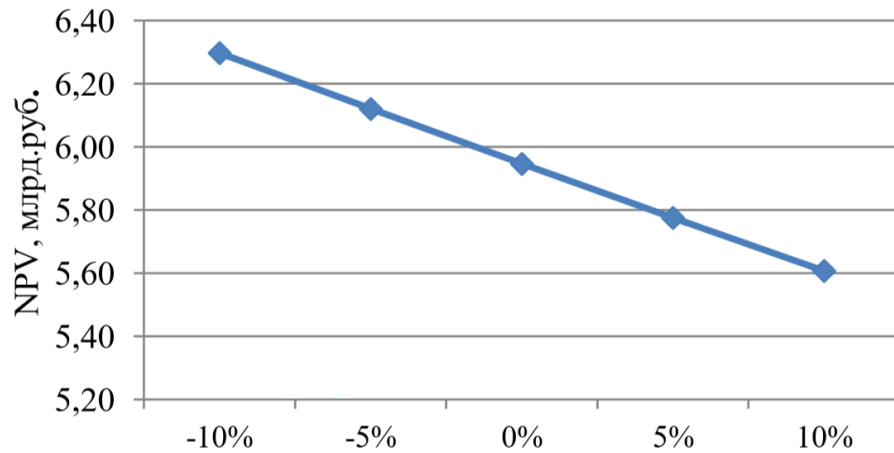


Рисунок 9.4-Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов –уменьшение величины PI.

Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций отражена на рисунке 9.5

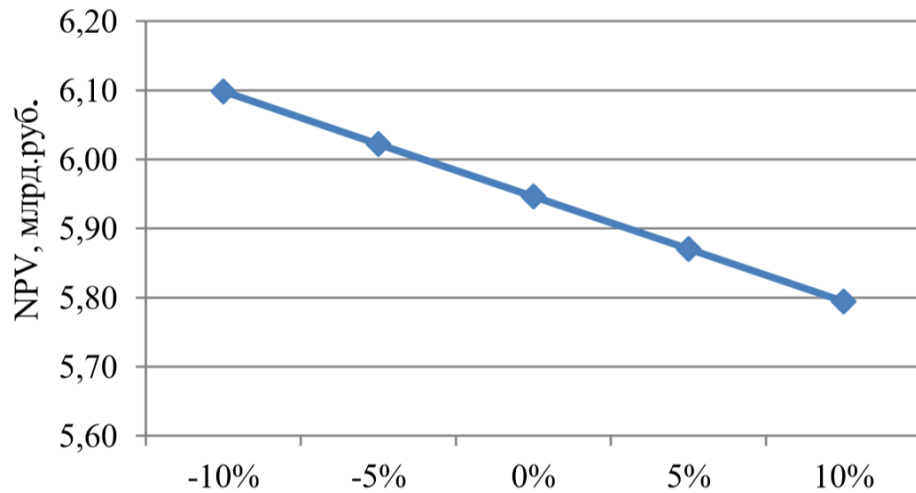


Рисунок 9.5-Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объёма инвестиций- уменьшение величины PI.

Увеличений цены сбыта –увеличение величины PI отражено на рисунке 9.6

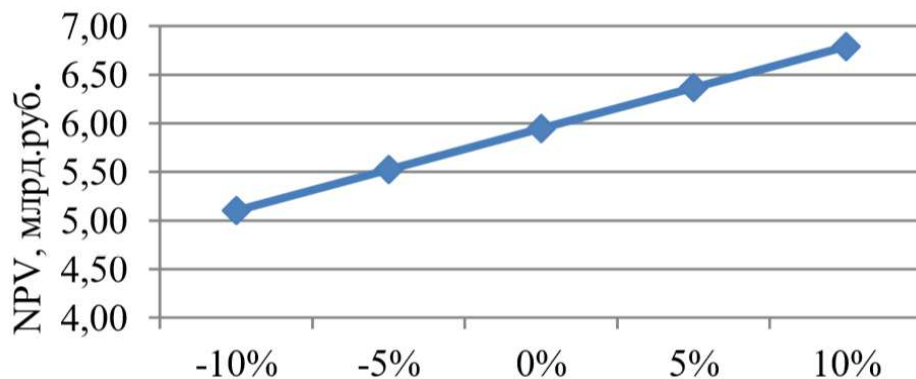


Рисунок 9.6- Увеличений цены сбыта –увеличение величины PI

Вывод: Увеличений цены сбыта –увеличение величины PI.

Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования рисунок 9.7

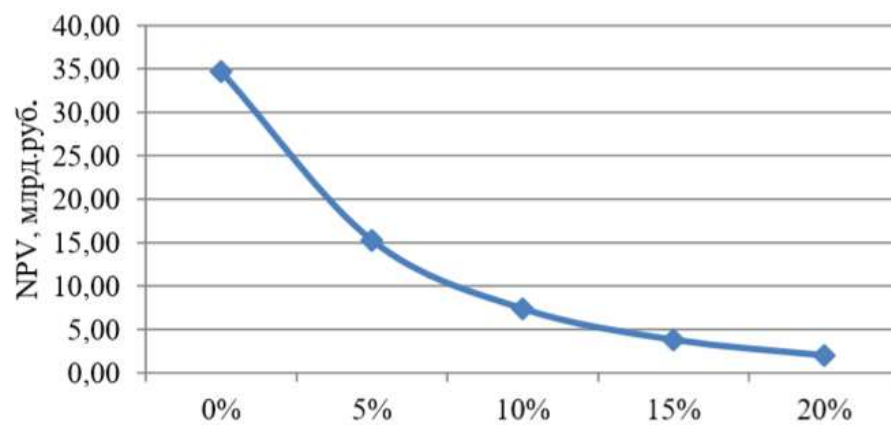


Рисунок 9.7 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

10 Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел.

10.1 Общие сведения о МХ и типах масла

Масляное хозяйство является одной из главных систем обеспечения надежности работы ГЭС. На станции присутствуют трансформаторы и выключатели, заполненные трансформаторным и изоляционным маслом, конструкции генераторов и турбин, такие как подпятники, подшипники, системы регулирования турбин, наполненные турбинным маслом разных сортов, которые применяются в качестве энергоносителей, смазки, охлаждения и изоляции. 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 оборудования. При получении и хранении трансформаторного масла должен осуществляться в соответствии с положениями объемам норм испытаний. Станция должна постоянно хранить запас трансформаторного масла в количестве, равном вместимости одного самого вместительного выключателя и резерв на доливку не менее 1% всего масла, залитого в оборудование.

Каждая электростанция или сеть должна быть оснащена масляным хозяйством, необходимость сооружения МХ, а также выбор вида МХ и сооружений решается владельцем конкретного объекта в зависимости от условий размещения объекта и возможности приобретения масла требуемого качества и количества.

На ГЭС, ГАЭС и электрических сетях в зависимости от конкретных условий сооружаются следующие виды МХ:

- стационарное, 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.

Масляное хозяйство предназначено для приёма поступающего масла («свежего» масла), хранения подготовленного к эксплуатации масла, периодической проверки качества масла (на крупных станциях также и

восстановления его физико-механических свойств) и хранения отработанного масла. На ГЭС используются два типа масел: смазочное («турбинное») и изоляционное («трансформаторное»), смешивание которых недопустимо. 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 стационарного 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 разместить в специальном помещении. В открытых маслохранилищах рекомендуется устанавливать ёмкости вместимостью по 25 — 63 м³. Для закрытых маслохранилищ резервуары могут быть выполнены по специальным проектам.

10.2 Турбинные масла

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.

10.3 Трансформаторные масла

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 °С 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 °С для разных марок.

Важнейшее свойство трансформаторных масел:

-устойчивость к окислению, т. е. способность масла сохранять параметры при длительной эксплуатации. В России все виды используемых трансформаторных масел ингибируются антиокислительной присадкой -2,6-дитретичным бутилпаракрезолом (известным также под названиями ионол, агидол-1 и т.д.).

Эффективность добавки основана на ее способности взаимодействовать с активными пероксидами, которые образуются при окислении углеводородов.

Перед заправкой электроаппаратов масло подвергается глубокой термовакуумной обработке. Согласно действующем 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 заполнены маслом с содержанием воды 0,0025 % (массовая. доля). Перед заливкой масла необходимо проверить значение напряжения пробоя. Допустимые значения представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – допустимые значения пробивного напряжения масла

Рабочее напряжение оборудования	Пробивное напряжения масла
До 15 (вкл)	30
До 15 (вкл)	30
Св. 15 до 35 (вкл)	35
От 60 до 150 (вкл)	55
От 220 до 500 (вкл)	60
750	65

Сразу после заполнения оборудования маслом, допустимые значения пробивного напряжения на 5 кВ ниже, чем у масла перед заполнением. Допускается ухудшение класса чистоты на единицу и увеличение содержания воздуха на 0,5 %

10.4 Схемы маслохозяйства ГЭС

Схема МХ должна обеспечивать контроль качества масел при приеме, хранении, перекачке, переработке, поставке к потребителям, эксплуатации, сливе из оборудования электростанции и сетей и выдаче в транспортные емкости в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.052-2009 и СТО 70238424.27.100.053-2009.

Максимальное количество масла заливается в систему регулирования агрегатов и определяется по формуле:

$$W_p = \kappa \frac{mN\sqrt{D_1}}{\sqrt{H}}, \quad (10.1)$$

где m - число агрегатов;

N , H - номинальная мощность (кВт) и напор (м) гидромашины;

D_1 - диаметр рабочего колеса (м);

κ - коэффициент, зависящий от типа гидромашины и равный 0,9-1,1 - для ПЛ гидротурбин и осевых насосов двойного регулирования, 0,45-0,65 - для РО турбин и 1,3-1,8 для ковшовых турбин.

Схема масляного хозяйства крупной ГЭС отражена на рисунке 10.1

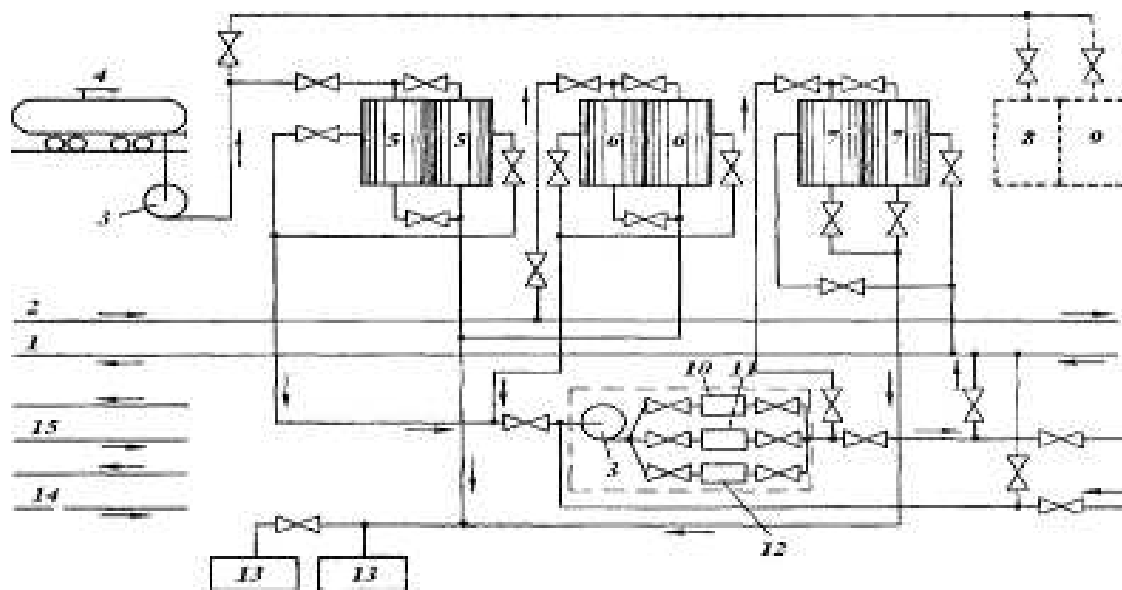


Рисунок 10.1. Схема масляного хозяйства крупной ГЭС

1 - напорная линия; 2 - сливная линия; 3 - насосы; 4 - цистерны доставки масла; 5 - баки свежего масла; 6 - баки эксплуатационного масла; 7 - баки чистого масла; 8 - баки смазочного масла; 9 - баки изоляционного масла; 10 - фильтры; 11 - сепараторы; 12 - регенерационная установка; 13 - сливные баки; 14 - линии смазочного масла; 15 - линии трансформаторного масла.

10.5 Применение импортных масел

На Саяно-Шушенской ГЭС применяются импортные масла. Турбинное масло Shell TurboT64 и трансформаторное масло Nutro 11GX. При эксплуатации импортные масла зарекомендовали себя лучше, чем отечественные масла марки Т30, Тп-22Б.

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. Однако применение импортных масел повсеместно очень мало и применяются они в основном в качестве эксперимента, так как стоимость зарубежных масел существенно разнится с отечественными. 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 антикоррозийные свойства масла. Однако наличие присадок одновременно является как достоинством, так и недостатком, так как, например, на Красноярской ГЭС используемое турбинное масло Т30 не меняли с 70 года, а только фильтровали и регенерировали, для масла с присадками о регенерации не может быть и речи. Большой популярностью в нашей стране пользуется совместное производство, которое заключается в использовании отечественного масла, но с добавлением импортных присадок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Кадынского гидроузла на реке Катунь, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 2832 и 2478 м соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 201 МВт и среднемноголетняя выработка 691 млн.кВт-ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный — 29,1 м;

расчетный — 19,4 м;

минимальный — 15,3 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 773 м.

При выборе турбин рассматривалось несколько вариантов: ПЛЗ0а-В; ПЛЗ0б-В.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛЗ0а-В.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 88,2 об/мин был подобран серийный СВ-1030/120-68 с номинальной активной мощностью 50,25 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (4блока, 2 отходящих воздушных линий) РУ 220 кВ .

По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы — ТДЦ-80000/220-УЛ, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТЗС-2500/10/6, для ВЛЭП - сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая.

В состав сооружений входят:

— водобросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля

— здание ГЭС руслового типа;

— право и левобережная насыпные плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и

характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины — 22,4 м;
- отметка подошвы водосливной плотины — 448,00 м;
- число водосливных отверстий — 2;
- ширина водосливных отверстий в свету — 12 м;
- отметка гребня — 486,00 м;
- ширина гребня — 18,5 м

При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости — 6 лет, 2 месяца;
- себестоимость — 0,20 руб./кВт-ч;
- удельные капиталовложения — 27627,32 руб./кВт.

Таким образом, строительство Кадынской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост А.Ю.Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И.Силаев. СШФ КГТУ. — Саяногорск, 2005—174 с;
2. Неклепаев Б.Н. Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. — 4-е изд. перераб. и доп. — М.Энергоатомиздат, 1989— 608 с.: ил.
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т/Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. Т1. Основное оборудование гидроэлектростанций. — М.Энергоатомиздат, 1988— 400 с.: ил.
4. Электротехнический справочник: В 4-х т Т 3/ Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимов и др. — 9-е изд. стер. - М: Издательство МЭИ. 2004. -964с;
5. Правила устройства электроустановок/Главэнергонадзор России. — 6-е изд. перераб. и доп. - М-Энергоатомиздат, 1998. — 608 с;
6. СНиП 33-01-2003 «Гидротехнические сооружения. Основные положения». Разработаны ОАО "ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева" с участием ОАО "Институт Гидропроект", ОАО "Ленгидропроект", ОАО "НИИЭС", НТЦ "Энергонадзора", ООО "Гидроспецпроект", ОАО "Институт Теплоэлектропроект", ОАО "Ленморниипроект", ИНПЦ "Союзводпроект", ОАО "Гипроречтранс", ФГУП СПб "Атомэнергопроект", ФГУП "Центральный НИИ технологии судостроения", ФГУП "Госэкомелиовод", СПб ГПУ, МГСУ, 2004-74с;
7. Чугаев Р.Р. Глухие плотины. - Л.Энергоиздат. Ленингр. отд-е, 1980. — 480 с;
8. Гришин ММ. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1 Учебник для студентов вузов — М.: Высшая школа, 1979. — 615 с;
9. Чугаев Р.Р. Гидравлика —Л-Энергоиздат. Ленингр. Отд-е, 1982—672 с;
- 10.Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. -312с.;
11. СНиП 2.06.01-86 «Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования». Разработаны ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева (канд. техн. наук А.П.Пак - руководитель темы; канд. техн. наук Д.Д.Сапегин, д-р техн. наук А.А..Храпков; кандидаты техн. наук М.С.Ламкин, 1986-90с;
12. Киселев АМ. Гидротехнические сооружения: Учебник для студентов вузов —М. Высшая школа, 1975. — 615 с;
13. Рассказов Л и др. Гидротехнические сооружения В двух частях. Ч.1 —М.: Стройиздат, 1996. — 440 с.;
14. СНиП 2.06.04-82 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Разработаны ВНИИГ им.

Б.Е.Веденеева Минэнерго СССР (д-р техн. наук Д.Д.Лаппо - научный руководитель и редактор работ; канд. техн. наук А.П.Пак - руководитель темы; кандидаты техн. наук Л.Б.Певзнер и И.Н.Шаталина; И.Я.Попов и О.С.Наумов), 1982-63с;

15. СНиП 2.06.06-85 «Плотины бетонные и железобетонные». Гидропроект им. С.Я. Жука (А.Г. Осколков, д-р техн. наук С.А. Фрид, кандидаты техн. наук Ю.Б. Мгалобелов, В.М. Липкинд), 1985-105с;

16. СНиП 2.06.08-87 «Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений»/Минэнерго СССР. - М: ЦИТИ Госстроя СССР, 1987. -32с.;

17.Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. — Ростов н/Д: «Феникс»,2006. —189.;

18. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов: в 3-х т.Т.2.Экономика и управление энергообъектами. Кн1. Общие вопросы экономики и управления/А.И. Барановский, НН. Кожевников. Н В. Пирадова. — М. Издательство МЭИ.1998. — 296 с-ил;

19. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды»(\№ 7-3 от 10.01.2002 г) [Электронный ресурс] Справочная правовая система «КонсультантПлюс». — Режим доступа: <http://www.consultant.ru>;

20.Рожкова ЛД. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред профобразования. — М. Издательский пентр Академия». 2005;

21. Погоняйченко И.Ю. Куценов Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие _ - Красноярск: Сиб.федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2007;

22. СТО 70238424.27.100.051-2009 «Маслохозяйство электрических станций и сетей условия создания нормы и требования» дата введения -2010-01-11 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200100284>;

23.РД 34.43.201-88 «Типовая инструкция по контролю качества и применению импортных трансформаторных масел». — Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294844/4294844652.htm>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Расчётный гидрологический ряд наблюдений р. Катунь в створе Кадынской ГЭС с 1932 по 1981 гг.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q, ср. год
1932	130	123	120	170	842	925	762	639	370	332	191	154	397
1933	114	111	114	302	519	819	590	609	250	197	168	130	327
1934	127	120	117	122	935	1071	638	554	330	307	191	146	388
1935	101	101	117	183	927	970	696	445	262	185	136	114	353
1936	114	110	107	131	450	1752	961	647	377	255	184	133	435
1937	109	107	111	163	945	1471	951	568	300	280	165	130	442
1938	117	114	114	341	1258	1268	1101	732	395	371	191	136	511
1939	104	103	107	182	985	949	1021	556	284	242	149	120	400
1940	122	116	109	224	825	1099	657	581	320	294	191	143	390
1941	127	120	113	278	931	1356	880	706	383	358	268	150	472
1942	112	110	115	143	627	1394	837	681	381	275	168	132	415
1943	104	104	110	214	731	1147	689	563	304	210	150	120	371
1944	105	104	108	184	767	1156	900	495	362	242	160	126	392
1945	96	96	105	290	795	590	459	468	239	177	127	111	296
1946	168	145	138	241	921	1452	1092	782	399	350	313	209	518
1947	114	107	114	224	815	1363	1277	726	433	287	181	133	481
1948	101	100	107	224	684	1143	872	538	291	236	140	114	379
1949	107	106	109	218	782	1150	813	505	336	227	202	122	390
1950	106	104	111	121	1073	1057	659	555	362	210	154	120	386
1951	95	95	104	214	761	596	553	374	214	174	127	109	285
1952	108	106	114	166	926	1488	1155	679	387	217	157	123	469
1953	101	100	107	152	744	790	550	415	278	190	141	116	307
1954	107	101	109	146	848	801	482	445	368	242	162	128	328
1955	117	92	87	202	1148	1304	874	537	437	309	177	137	452
1956	106	102	107	214	790	1195	844	513	327	67	146	123	378
1957	133	139	125	170	477	1368	767	718	408	311	170	138	410
1958	133	127	95	190	752	1426	1557	895	531	323	214	159	533
1959	113	109	114	269	774	1074	839	552	373	244	163	146	397
1960	114	117	136	183	649	1426	1194	808	330	280	183	129	463
1961	181	159	141	337	885	1291	932	733	375	300	220	210	480
1962	107	104	112	224	926	748	509	462	275	197	177	147	332
1963	104	92	107	137	518	1069	608	441	281	210	200	134	325
1964	96	104	111	163	585	1050	744	514	259	184	156	123	341
1965	144	140	120	195	849	775	561	459	350	325	223	228	365
1966	97	99	112	191	605	1998	1112	595	368	242	158	126	475
1967	122	120	120	233	617	684	691	769	390	329	180	139	366
1968	97	99	112	221	1817	618	617	361	246	190	151	126	388
1969	120	111	110	201	2042	1722	1156	598	397	381	226	172	603

Окончание приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q,ср. год
1970	120	109	96	233	928	1307	596	644	399	335	190	133	424
1971	109	104	109	208	886	1378	950	518	326	223	155	112	423
1972	120	101	104	246	864	1186	646	497	342	242	153	127	386
1973	114	109	112	285	691	1716	976	599	361	242	168	134	459
1974	98	98	107	265	628	523	481	373	235	179	126	111	269
1975	95	98	108	150	462	1554	783	502	271	286	170	107	382
1976	123	132	132	170	872	834	618	514	326	395	163	140	368
1977	137	135	136	310	715	1083	734	650	348	339	214	156	413
1978	125	130	122	273	591	878	583	525	203	225	152	112	327
1979	125	119	112	173	759	1171	689	477	379	294	246	140	390
1980	119	116	119	161	894	980	693	450	346	229	168	125	367
1981	118	108	108	235	905	803	552	410	323	225	138	130	338
∑	116	112	113	209	834	1140	798	568	337	259	175	136	400

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

Р	Годы	Qср. год	Годы	Qср.год.половодье	Годы	Qср.год.меж
2	1969	603	1969	1380	1946	245
4	1958	533	1958	1158	1961	240
6	1946	518	1938	1090	1941	225
8	1938	511	1966	1078	1938	222
10	1947	481	1946	1062	1958	222
12	1961	480	1952	1062	1977	222
14	1966	475	1947	1045	1965	216
16	1941	472	1960	1019	1969	215
18	1952	469	1973	996	1967	204
20	1960	463	1937	984	1970	202
22	1973	459	1941	968	1932	199
24	1955	452	1955	966	1947	199
25	1937	442	1961	960	1957	199
27	1936	435	1936	953	1979	199
29	1970	424	1971	933	1976	198
31	1971	423	1942	885	1955	195
33	1942	415	1939	878	1959	191
35	1977	413	1970	869	1973	191
37	1957	410	1968	853	1940	190
39	1939	400	1950	836	1960	184
41	1932	397	1956	836	1934	183
43	1959	397	1949	834	1942	180
45	1944	392	1957	833	1972	179
47	1940	390	1944	830	1936	176
49	1949	390	1975	825	1944	174
51	1979	390	1959	810	1966	174
53	1934	388	1948	809	1933	173
55	1968	388	1934	800	1980	173
57	1950	386	1972	798	1981	173
59	1972	386	1977	796	1952	172
61	1975	382	1932	792	1937	171
63	1948	379	1940	791	1954	170
65	1956	378	1943	783	1949	169
67	1943	371	1979	774	1962	168
69	1976	368	1935	760	1971	168
71	1980	367	1980	754	1978	168
73	1967	366	1964	723	1943	165
75	1965	365	1976	710	1948	164
76	1935	353	1967	690	1945	155

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Р	Годы	Qcp. год	Годы	Qcp.год.половодье	Годы	Qcp.год.меж
78	1964	341	1981	668	1939	161
80	1981	338	1962	661	1950	161
82	1962	332	1965	661	1975	161
84	1954	328	1963	659	1963	158
86	1933	327	1954	644	1968	155
88	1978	327	1978	644	1974	152
90	1963	325	1933	634	1935	150
92	1953	307	1953	625	1964	150
94	1945	296	1951	571	1956	149
96	1951	285	1945	578	1953	148
98	1974	269	1974	501	1951	142

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчёт режимов работы ГЭС по водотоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	104	92	107	137	518	1069	608	441	281	210	200	134
$\sum Q_{\text{п}}, \text{м}^3/\text{с}$	-2	0	5	7	13	12	7	5	4	1	-4	-5
$Q_{\text{плз}}, \text{м}^3/\text{с}$	106	92	102	130	505	1057	601	436	277	209	204	139
$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	451	451	451	451	453	454	453	452	452	452	451	451
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	31	29	24	22	14	14	20	22	24	27	33	34
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	29	24	22	25	63	132	106	85	59	51	58	41

Таблица Б.3 – Расчёт режимов работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{вхк}}, \text{м}^3/\text{с}$	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	451	451	451	451	453	454	453	452	452	452	451	451
$H, \text{м}$	31	29	24	22	14	14	20	22	24	27	33	34
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	29	24	22	25	63	132	106	85	59	51	58	41
$N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	59	56	46	41	27	27	38	42	46	52	62	65
$N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}}$	-30	-32	-24	-17	36	105	68	43	13	-2	-4	-23

Продолжение приложения Б

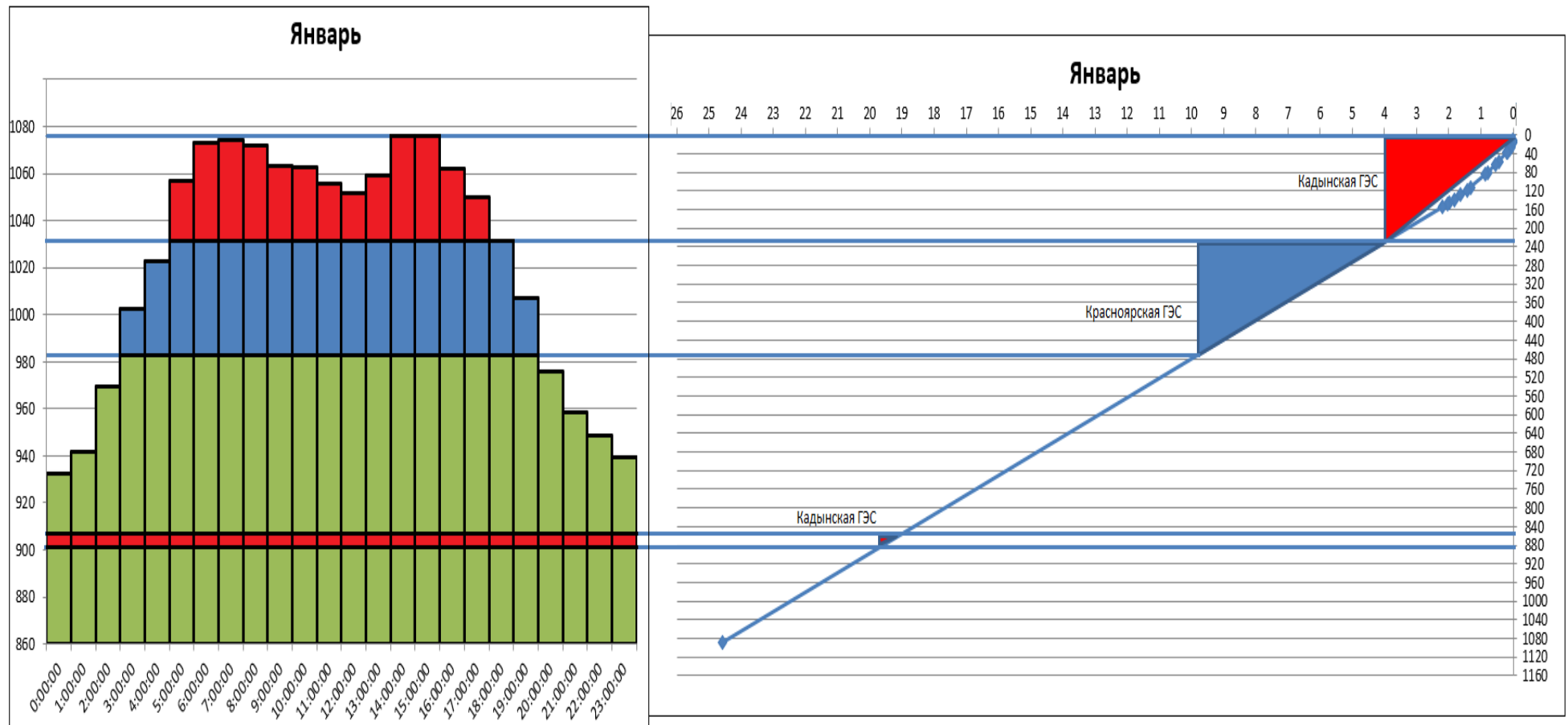


Рисунок Б.1 – Зона работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Баланс мощности

МЕСЯЦ	ЭНЕРГОСИСТЕМА			ПРОЕКТИРУЕМАЯ ГЭС				ТЭС				СУЩ. ГЭС			
	Pmax	Навар.резерв	Ннагр.рез	Нраб	Навар	Ннагр	Нрем	Нраб	Навар	Ннагр	Нрем	Нраб	Навар	Ннагр	Нрем
1	1441	115	29	197		4		980	78	20		264		5	
2	1398	112	28	141		3		973	97	19		204		4	
3	1321	106	26	75		2		900	90	18		240		5	
4	1233	99	25	73		1		870	87	17		186		4	
5	1156	92	23	64		1		836	84	17	50	176		4	
6	1112	89	22	77		2		766	77	15	46	180		4	30
7	1112	89	22	90		2		756	76	15	45	178		4	30
8	1156	92	23	81		2	14	795	80	16	48	206		4	
9	1232	99	25	107		2		808	81	16		224		4	
10	1320	106	26	107		2		860	86	17		253		5	
11	1397	112	28	121		2		977	98	20		227		5	
12	1441	115	29	224		4		980	98	20		220		4	
		Нуст		201											

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Расчёт водно-энергетического регулирования в среднем году (Работа ГЭС по отметкам маловодного года)

Месяц	Q быт	Q лед	Q исп	Q фил	Q шл	Q п. быт.	Q н б	Q ВХК	Q водохр	Q ГЭС	Q хол сбр
10	227	1	1	1	0	224	234	217	9	233	0
11	202	0	0	1	0	201	362	217	160	361	0
12	122	0	0	1	0	121	562	217	440	561	0
1	107	0	0	1	0	106	627	217	520	626	0
2	106	0	0	1	0	105	481	217	375	480	0
3	109	0	0	1	0	108	209	217	100	208	0
4	218	1	1	1	0	215	386	217	170	385	0
5	782	5	5	1	0	771	467	217	-305	466	0
6	1183	11	11	1	0	1160	328	217	-833	327	0
7	833	6	6	1	0	820	440	217	-381	439	0
8	505	4	4	1	0	496	287	217	-210	286	0
9	336	3	3	1	0	329	285	217	-45	284	0

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.5

$V_{\text{нач}}$	dV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач вб}}$	$Z_{\text{кон вб}}$	$Z_{\text{ср вб}}$	$Z_{\text{нб}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{гэс}}$	$N_{\text{гар}}$
6,96	0,02	6,94	480,0	480,0	480,0	451,8	27,9	57	ВХК
6,94	0,41	6,52	480,0	479,3	479,6	452,3	27,0	86	91
6,52	1,14	5,38	479,3	477,8	478,6	453,0	25,3	125	131
5,38	1,35	4,03	477,8	475,2	476,5	453,1	23,0	127	131
4,03	0,97	3,06	475,2	472,5	473,9	452,7	20,8	88	91
3,06	0,26	2,80	472,5	471,8	472,2	451,6	20,2	37	ВХК
2,80	0,44	2,36	471,8	470,6	471,2	452,4	18,5	63	ВХК
2,36	-0,79	3,15	470,6	472,8	471,7	452,7	18,7	77	ВХК
3,15	-2,16	5,31	472,8	477,7	475,2	452,2	22,7	65	ВХК
5,31	-0,99	6,30	477,7	479,0	478,3	452,6	25,4	98	ВХК
6,30	-0,54	6,84	479,0	479,8	479,4	452,0	27,1	68	ВХК
6,84	-0,12	6,96	479,8	480,0	479,9	452,0	27,6	69	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Расчёт водно-энергетического регулирования в средневодном году. (Работа ГЭС по мощностям маловодного года)

Месяц	Q быт	Q лед	Q исп	Q фил	Q шл	Q п. быт.	Q н б	Q ВХК	Q водохр	Q ГЭС	Q хол сбр
10	227	1	1	1	0	224	234	217	9	233	0
11	202	0	0	1	0	201	212	217	10	211	0
12	122	0	0	1	0	121	745	217	623	744	0
1	107	0	0	1	0	106	914	217	807	913	0
2	106	0	0	1	0	105	231	217	125	230	0
3	109	0	0	1	0	108	223	217	114	222	0
4	218	1	1	1	0	215	296	217	80	295	0
5	782	5	5	1	0	771	488	217	-284	487	0
6	1183	11	11	1	0	1160	330	217	-931	329	0
7	833	6	6	1	0	820	442	217	-379	441	0
8	505	4	4	1	0	496	281	217	-216	280	0
9	336	3	3	1	0	329	272	217	-58	271	0

Окончание приложения Б

Продолжение таблицы Б.6

$V_{\text{нач}}$	dV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач вб}}$	$Z_{\text{кон вб}}$	$Z_{\text{ср вб}}$	$Z_{\text{нб}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{гэс}}$	$N_{\text{гар}}$
6,96	0,02	6,94	480,0	480,0	480,0	451,8	27,9	55	ВХК
6,94	0,03	6,91	480,0	479,3	479,6	452,3	27,0	50	ВХК
6,91	1,61	5,30	479,3	477,8	478,6	453,0	25,3	157	144
5,30	2,09	3,20	477,8	475,2	476,5	453,1	23,0	161	144
3,20	0,32	2,88	475,2	472,5	473,9	452,7	20,8	39	ВХК
2,88	0,30	2,58	472,5	471,8	472,2	451,6	20,2	36	ВХК
2,58	0,21	2,38	471,8	470,6	471,2	452,4	18,5	46	ВХК
2,38	-0,74	3,11	470,6	472,8	471,7	452,7	18,7	76	ВХК
3,11	-2,15	5,27	472,8	477,7	475,2	452,2	22,7	63	ВХК
5,27	-0,98	6,25	477,7	479,0	478,3	452,6	25,4	95	ВХК
6,25	-0,56	6,81	479,0	479,8	479,4	452,0	27,1	64	ВХК
6,81	-0,15	6,96	479,8	480,0	479,9	452,0	27,6	63	ВХК

Приложение В Основное и вспомогательное оборудование

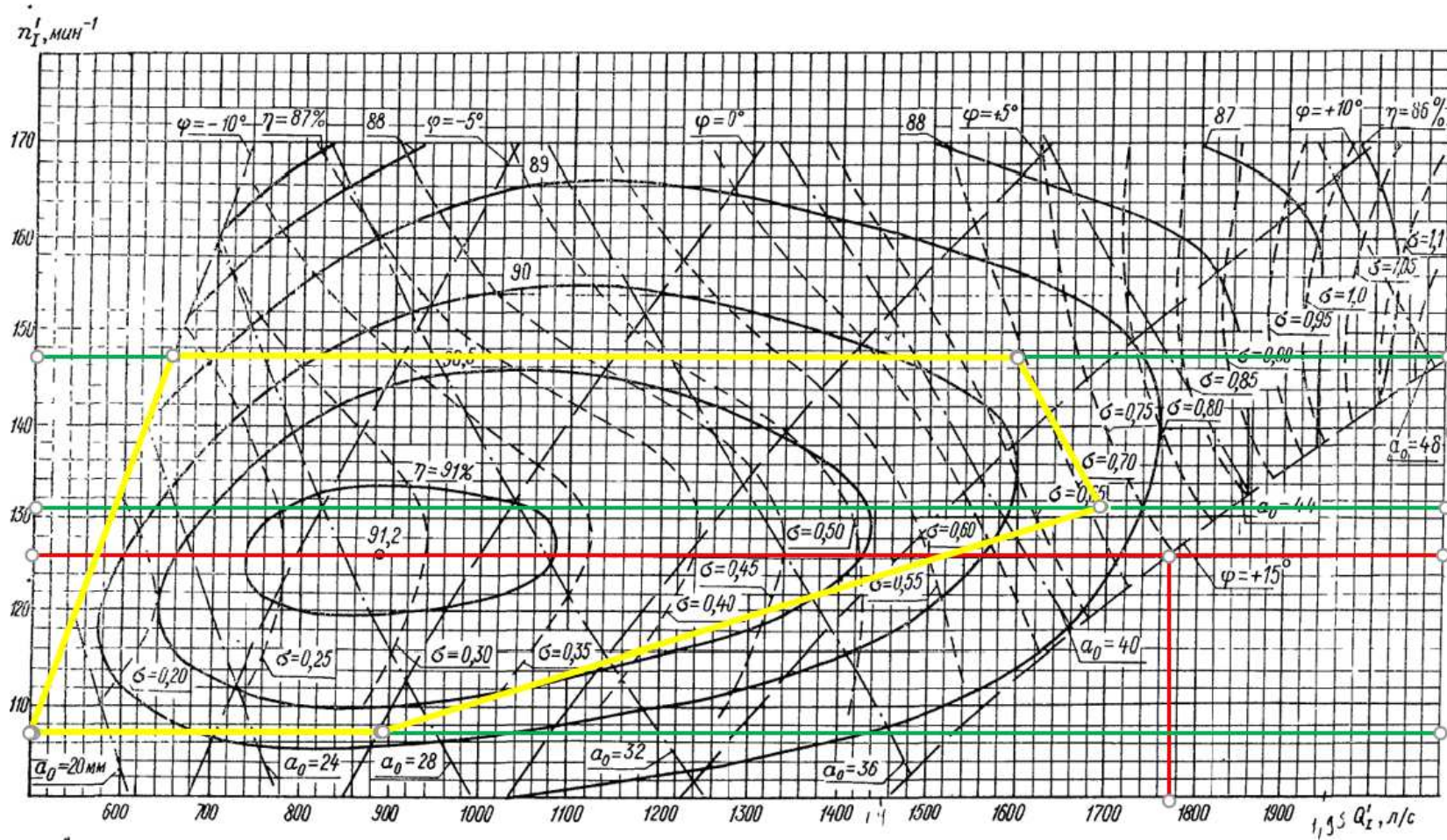


Рисунок В.1-Рабочая зона гидротурбины ПЛ-30а-В на главной универсальной характеристике

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,64 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,13 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,39 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,3 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,64 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,17 \cdot I_H$	0,72 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,56 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,69 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	6,52 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,067	0,15 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,34	0,61 Ом

Продолжение приложения Г

Продолжение таблицы Г.1

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Обозначение	Наименование
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	I_P СИГН.	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,4 А
		ПО	I_P ПУСК.	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,52 А
		Отсечка	I_P ПУСК.	$2,143 \cdot I_{НОМ.Р}$	8,8А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключения таблиц

Действие защиты		Отключение В/Л	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
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				+		
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	+	+				

Окончание приложения Г

Продолжение таблицы Г.2

Действие защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Отключение секцион выключ	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение							
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+
		ИО	+	+				
		Отсечка	+	+				

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

институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 2 » 07 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника.
код-наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАДЫНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ. СХЕМЫ
МАСЛОХОЗЯЙСТВА ГЭС. ПРИМЕНЕНИЕ ИМПОРТНЫХ МАСЕЛ**

Руководитель

 02.07.20
подпись, дата

Допцент кафедры ГГЭЭС

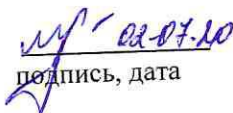
Саяно-Шушенского

филиала СФУ

должность, ученая степень

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник

 02.07.20
подпись, дата

М.А.Симонов
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кадынской ГЭС на реке Катунь. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР	<u>Мурз.07.20</u> подпись, дата	<u>И.Т. Мурза</u> инициалы, фамилия
Водно-энергетические расчёты	<u>Замид 23.06.20</u> подпись, дата	<u>В.В. Замидов</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Масметов 02.07.20</u> подпись, дата	<u>А.В. Масметов</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Шурков</u> подпись, дата	<u>А.В. Шурков</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>Мурз.07.20</u> подпись, дата	<u>И.Т. Мурза</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Замид 02.07.20</u> подпись, дата	<u>В.В. Замидов</u> инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	<u>Масметов</u> подпись, дата	<u>А.В. Масметов</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	<u>Мурз.07.20</u> подпись, дата	<u>Курганов В.А.</u> инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	<u>Мурз 02.07.20</u> подпись, дата	<u>В.В. Масметов</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>Мурз 02.07.20</u> подпись, дата	<u>А.В. Чабанова</u> инициалы, фамилия