

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ**

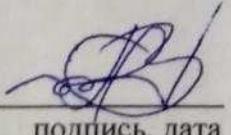
Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»

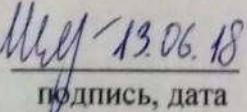
УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 И. Ю. Погоняйченко  
подпись инициалы, фамилия  
«13 » 06 2018 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 — Электроэнергетика и электротехника

### **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧЕМАЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ УСТАНОВЛЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ**

Руководитель  доцент кафедры ГГЭЭС В.И. Татарников  
подпись, дата должность инициалы, фамилия

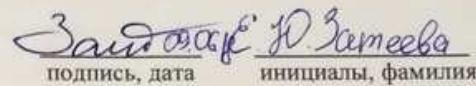
Выпускник  М.А. Шорохова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018

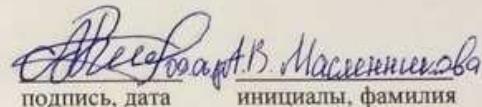
Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чемальской ГЭС на реке Катунь. Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

  
подпись, дата инициалы, фамилия

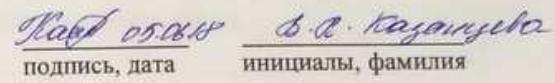
Основное и вспомогательное оборудование

  
подпись, дата инициалы, фамилия

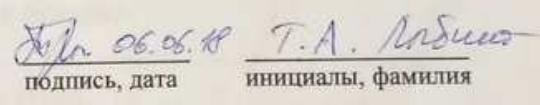
Электрическая часть

  
подпись, дата инициалы, фамилия

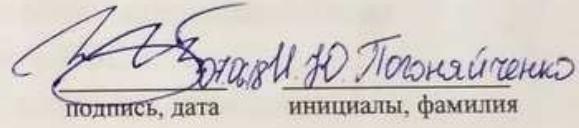
Устройства РЗиА

  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

  
подпись, дата инициалы, фамилия

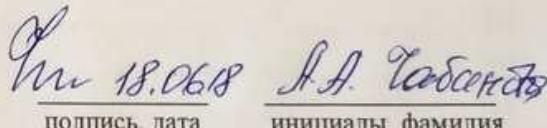
Охрана труда. Пожарная безопасность.  
Охрана окружающей среды

  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Чемальской ГЭС .....	7
Введение.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные.....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	12
1.1.4 Сейсмические условия.....	12
1.2 Аналоги проектируемого гидроузла.....	12
2 Водноэнергетические расчёты.....	13
2.1 Регулирование стока воды.....	13
2.1.1 Исходные данные.....	13
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	13
2.1.3 Выбор расчетного маловодного и средневодного года.....	14
2.1.4 Определение типа регулирования.....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов.....	17
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года.....	17
2.2.2 Водноэнергетические расчеты по условию маловодного года.....	18
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС.....	18
2.2.4 Водноэнергетические расчеты по условию средневодного года.....	19
2.3 Баланс мощности и энергии.....	19
2.3.1 Баланс энергии.....	19
2.3.2 Баланс мощности.....	19
2.4 Построение режимного поля.....	20
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	23
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов.....	23
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гид.....	26
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	27
3.4 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора.....	28
4 Электрическая часть.....	29
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС.....	29
4.2 Выбор типа блоков ГЭС.....	30
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками.....	30
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединёнными блоками.....	31
4.2.3 Выбор синхронного генератора.....	31
4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	31

4.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта.....	32
4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий.....	33
4.5 Выбор схемы РУ ВН.....	34
4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3».....	35
4.7 Выбор электрических аппаратов.....	36
4.7.1 Выбор генераторного аппаратного комплекса.....	36
4.7.2 Выбор автоматического выключателя на 0,4кВ.....	38
4.7.3 Выбор параметров ОРУ.....	38
4.7.4 Выбор выключателей и разъединителей.....	38
4.7.5 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	39
5 Релейная защита и автоматика.....	40
5.1 Технические данные основного оборудования.....	40
5.2 Расчет номинальных токов.....	40
5.3 Перечень защит основного оборудования.....	41
5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты.....	42
5.5 Продольная дифференциальная защита генератора.....	43
5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	45
5.7 Защита от повышения напряжения.....	47
5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий.....	48
5.9 Защита от симметричных перегрузок статора.....	51
5.10 Дистанционная защита генератора.....	53
5.11 Защита ротора от перегрузки.....	55
6. Компоновка и сооружения гидроузла.....	58
6.1 Состав и компоновка гидроузла.....	58
6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины.....	58
6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения.....	58
6.2.2 Определение отметки гребня бетонной плотины.....	58
6.3 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины.....	60
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта.....	60
6.3.2 Определение отметки гребня водослива.....	62
6.3.3 Выбор гребня плотины.....	63
6.3.4 Проверка на пропуск поверочного расхода.....	63
6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	65
6.3.6 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей.....	65
6.4 Конструирование бетонной плотины.....	67
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины.....	67
6.4.2 Разрезка плотины швами.....	68
6.4.3 Быки.....	69
6.4.4 Ширина гребня.....	69
6.4.5 Устои.....	69
6.4.6 Дренаж тела бетонных плотин.....	69

6.4.7 Галереи в теле плотины.....	70
6.4.8 Элементы подземного контура плотины.....	70
6.5 Определение основных нагрузок на плотину.....	72
6.5.1 Статические расчеты плотины.....	72
6.5.2 Вес сооружения.....	72
6.5.3 Сила гидростатического давления воды.....	73
6.5.4 Равнодействующая взвешивающего давления.....	73
6.5.5 Волновое воздействие.....	73
6.5.6 Фильтрационные расчёты.....	74
6.5.7 Давление грунта.....	75
6.6 Расчёт прочности плотины.....	75
6.6.1 Критерии прочности плотины.....	77
6.7 Расчёт устойчивости плотины.....	78
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды.....	80
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	80
7.2 Охрана труда.....	80
7.3 Пожарная безопасность.....	82
7.4 Охрана природы.....	84
8 Технико – экономические показатели.....	86
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии.....	86
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии.....	86
8.3 Налоговые расходы.....	88
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	89
8.5 Оценка инвестиционного проекта.....	90
8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	91
8.7 Бюджетная эффективность.....	91
8.8 Анализ чувствительности.....	91
9 Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы.....	95
9.1 Область применения.....	95
9.2 Правила продления срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации.....	95
9.2.1 Требования к сроку службы основного оборудования.....	95
9.3 Формирование рабочих органов для осуществления действий, связанных с продлением срока службы основного оборудования.....	96
9.4 Объем необходимых мероприятий по продлению срока службы основного оборудования.....	96
9.4.1 Мероприятия, выполняемые на гидроэлектростанциях.....	96
9.4.2 Технического освидетельствование объекта.....	97
9.4.3 Работы, выполняемые Экспертно-технической комиссией.....	98
9.5 Требования к планированию деятельности по продлению срока службы основного оборудования.....	98
9.6 Программа работ по обследованию основного оборудования при	

продлении срока службы.....	98
9.6.1 Состав и объем работ при оценке состояния гидротурбины.....	99
9.6.2 Состав и объем работ при оценке состояния гидрогенератора.....	100
9.6.3 Состав и объем работ при оценке состояния трансформаторов.....	101
9.7 Анализ результатов испытаний и измерений.....	102
9.8 Требования к заключению о техническом состоянии основного оборудования.....	103
Заключение.....	104
Список использованных источников.....	106
Приложения А – В.....	109– 116

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЧЕМАЛЬСКОЙ ГЭС

1.	Наименование реки.....	Катунь
2.	Местонахождение ГЭС.....	Республика Алтай
3.	Тип проектируемой установки.....	ГЭС
4.	Характерные расходы:	
a)	среднемноголетний.....	545 м <sup>3</sup> /с
b)	всех турбин.....	890,28 м <sup>3</sup> /с
b)	максимальный с обеспеченностью: 1%.....	3579 м <sup>3</sup> /с
	0,1%.....	4109 м <sup>3</sup> /с
5.	Параметры водохранилища:	
a)	характер регулирования стока.....	годовой
b)	отметка: НПУ.....	559,0 м
	ФПУ.....	560,0 м
	УМО.....	543,0 м
b)	объемы:	
	полный.....	8,0 км <sup>3</sup>
	полезный.....	5,4 км <sup>3</sup>
6.	Напоры ГЭС:	
a)	максимальный.....	49,0 м
b)	расчетный.....	42,0 м
b)	минимальный.....	33,0 м
7.	Энергетические характеристики:	
a)	мощность:	
	установленная.....	336 МВт
	гарантированная.....	300 МВт
b)	среднемноголетняя выработка энергии .....	1,5 млрд кВт·ч
8.	Плотина (общая длина/максимальная высота):	
a)	правобережная глухая бетонная.....	100,53 м/56 м
b)	левобережная глухая бетонная.....	214,39 м/56 м
b)	станционная часть.....	119,03 м/ 56 м
9.	Водосбросные сооружения:	
a)	тип.....	поверхностный водослив
b)	число и размер пролетов.....	6x9 м
b)	общая длина.....	69 м
g)	максимальная высота.....	56 м
10.	Здание ГЭС	
a)	тип здания.....	приплотинное
b)	число агрегатов.....	6
b)	грунты в основании.....	аргиллит

г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецидальная  
д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая

11. Основное оборудование:

а) тип турбины.....ПЛ50-В-530  
б) тип генератора.....СВ-660/165-32  
в) номинальная активная мощность генератора.....57,0МВт  
г) частота вращения.....187,5 об/мин  
д) тип трансформаторов.....ТДТН-63000/220

12. Технико-экономические показатели

а) срок окупаемости.....4,3 года  
б) себестоимость.....0,21 руб/кВт·ч  
в) удельные капиталовложения.....19833,93 руб/кВт·ч

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэнергетика — одна из наиболее перспективных отраслей современной энергетики. Гидроресурсы — возобновляемый и наиболее экологичный источник энергии, использование которого позволяет снижать вредные выбросы в атмосферу и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений. У России большой гидроэнергетический потенциал, однако степень его освоения невысока по сравнению с другими странами, всего лишь 20 %. Одним из препятствий развития гидроэнергетики является удалённость основной части потенциала, сконцентрированной в центральной и восточной Сибири и на Дальнем Востоке, от основных потребителей электроэнергии. Поэтому данному вопросу следует уделить особое внимание и развивать эту отрасль современной энергетики.

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

# **1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС**

Река Катунь — главная водная артерия Горного Алтая. Катунь, сливаясь с Бией, в 19 км к юго-западу от Бийска, образует реку Обь, одну из самых крупных в Сибири. Катунь берет начало на южном склоне Катунского хребта в горах Алтая у подножия г. Белухи, вытекая из ледника Геблера (Катунского) на высоте около 2000 м, сливаясь с Бией в 22 км ниже г. Бийск. Длина Катуни 688 км, площадь бассейна — 60 900 км. Большинство рек Горного Алтая относится к бассейну Катуны. Катунь имеет 254 притока общей длиной 708 км, среди которых выделяются Кокса, Урсул, Аккем, Аргут, Чуя, Сумульта.

## **1.1 Природные условия**

### **1.1.1 Климат**

Климат умеренно-континентальный и характеризуется мягкой и малоснежной зимой, умеренно теплым летом и короткими теплыми переходными периодами. Безморозный период длится около 120 дней. Средняя температура января — -18 С, июля — +18,9 С. Среднегодовая температура воздуха : +4,4 °С, атмосферное давление колеблется в пределах 718...736 мм. рт. ст., относительная влажность воздуха:66,6 %, средняя скорость ветра: 1,4 м/с. Средний годовой максимум составляет: +12 градусов.

### **1.1.2 Гидрологические данные**

Река Катунь начинается на южном склоне горы Белуха, питаясь водами нескольких сотен ледников, со своим водосбором, устремляясь вниз по долине. Протяженность реки около 700 км. Средний расход воды близко к устью составляет 626 м<sup>3</sup>/с.

Река Катунь обладает мощностью 4 млн кВт с возможной выработкой электроэнергии около 31 млрд кВт•ч в год. По долине Катуны на значительном протяжении идет Чуйский тракт.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Катунь представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток находится по формуле 1.1:

$$\bar{W}_{\text{мнгл}} = \bar{Q}_{\text{мнгл}} \cdot t = 545 \cdot 31536000 = 17,2 \text{ км}^3 , \quad (1.1)$$

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

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефов

Верхний бьеф		Нижний бьеф			
		Зима		Лето	
$z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	$W, \text{км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
509,0	0,0	509	0	509	0
513,0	0,16	510	142	510	177,5
518,4	0,4	511	383,4	511	479,3
523,6	0,7	512	605,9	512	757,3
538,5	2,0	513	812,7	513	1015,9
548,5	3,3	515	1273,3	515	1591,6
554,8	4,5	516	1548	516	1935,0
556,6	4,9	517	1784,5	517	2230,6
557,7	5,4	518	2153,7	518	2692,1
559,0	8,0	519	2553,6	519	3192,0

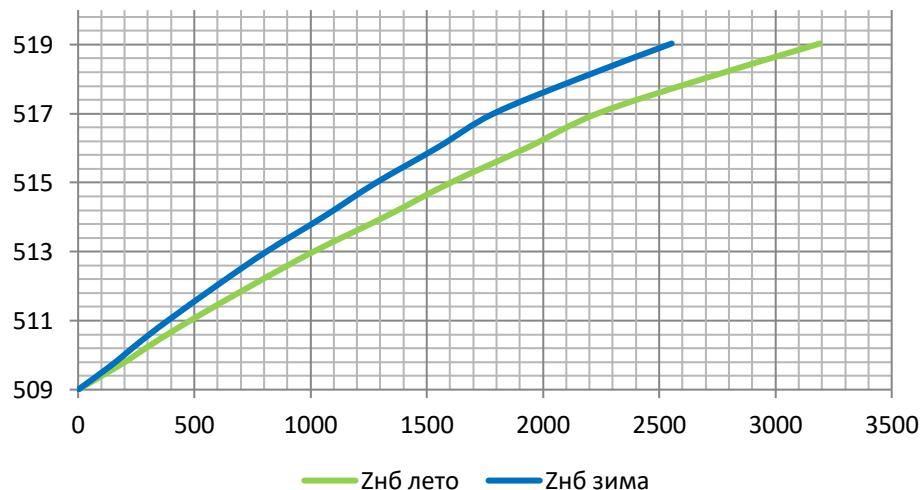


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

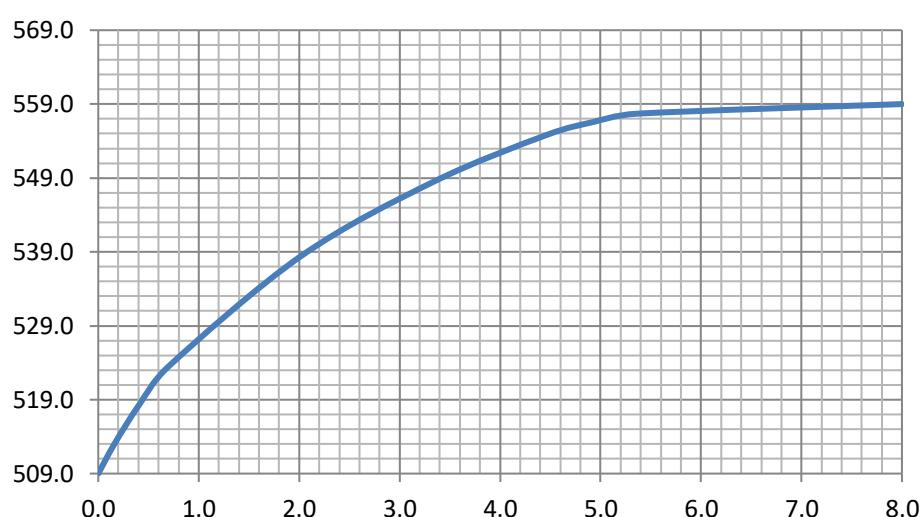


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

### **1.1.3 Инженерно-геологические условия**

Преобладающий рельеф местности – горный. Геологическое строение исследуемой территории сложное, характеризуется частой сменяемостью литологических разностей горных пород, их различным возрастом и генезисом. Рельеф водосборной территории разнообразен. Более 90% современных ледников располагаются в высокогорной части бассейна р.Катунь. Характерной чертой бассейна Катуни является существование межгорных котловин (Чуйская, Уймонская, Самахинская и др.), в пределах которых распространен холмистый выровненный рельеф.

### **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.

## **1.2 Аналоги проектируемого гидроузла**

В качестве аналогов в ходе проектирования была выбрана Мамаканская ГЭС.

## 2 Водноэнергетические расчёты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

- ОЭС Сибири, типовой график нагрузки для широты «Сибирь»;
- Годовой максимум нагрузки 4056 МВт;
- Требования участников водохозяйственного комплекса (далее ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м <sup>3</sup> /с /Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	220	220	220	220	440	440	440	440	220	220	220	220
Фильтрация	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Льдообразование	20	20	0	-40	-60	-	-	-	-	20	20	20
Испарение	-	-	-	-	-	2	4	2	2	-	-	-

- Коэффициент мощности  $k_N = 8,6$ ;
- Потери напора в водопроводящих сооружениях  $\Delta h = 0,75$ ;
- НПУ Чемальской ГЭС 559 м;
- Ряд гидрологических наблюдений за рекой Катунь (приложение А, таблица А.1);

#### 2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

При определении периода половодья руководствовались условием:

$$Q_{ni} \geq Q_{rt} \quad (1.2)$$

, где  $Q_{ni}$  – расходы воды в реке за половодный период;  $Q_{rt}$  – среднегодовые расходы.

Исходя из этого условия, год делится на два основных периода: многоводный и маловодный. Период межени: I, II, III, IV, IX, X, XI, XII. Период половодья: V, VI, VII, VIII.

Для выбора расчётных гидрографов выделим год на многоводный и маловодный период. Для всего ряда вычисляются среднегодовые расходы, расходы в маловодный сезон и в период половодья. Каждая последовательность ранжируется в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100(\%) \quad (2.2)$$

, где  $P(m)$  – обеспеченность;

$m$  – порядковый номер члена ряда расходов;

$n$  – общее число членов ряда.

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

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

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

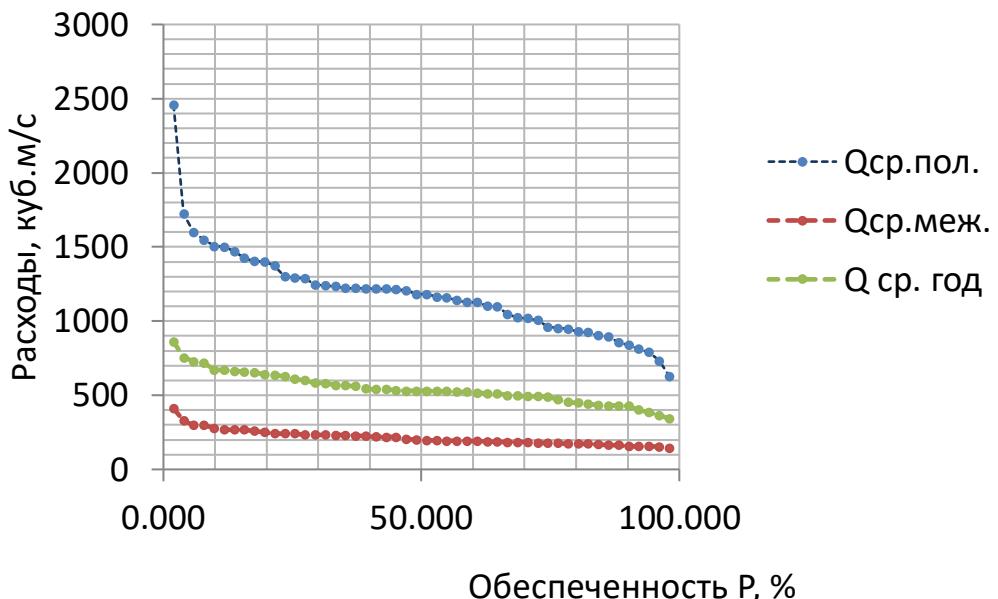


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

### 2.1.3 Выбор расчетного маловодного и средневодного года

#### Средневодный год (50%)

Коэффициенты приведения по межени и по половодью:

$$K_m = \frac{Q_{1972}}{Q_{1949}} = \frac{202}{186} = 1,086; \quad (2.3)$$

$$K_p = \frac{Q_{1959}}{Q_{1949}} = \frac{1182}{1220} = 0,968; \quad (2.4)$$

Приведенный расход, за каждый месяц, для средневодного года:

$$Q_{\text{прив}} = Q \cdot K, \quad (2.5)$$

где  $Q$  – расход за каждый месяц;

$K$  – коэффициент приведения для половодья и межени.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетный средневодный год без приведения и с приведением

Месяц	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
Q <sub>исх</sub>	1151	1781	1230	716	435	269	154	110	86	84	90	256
Q <sub>привед</sub>	1114	1724	1190	693	472	292	167	119	93	91	97	278

### Маловодный год (90%)

Коэффициенты приведения по межени и по половодью:

$$K_m = \frac{Q_{1974}}{Q_{1978}} = \frac{164}{184} = 0,891; \quad (2.6)$$

$$K_p = \frac{Q_{1965}}{Q_{1978}} = \frac{857}{925} = 0,926; \quad (2.7)$$

Приведенный расход, за каждый месяц, для маловодного года рассчитывается по формуле (2.5). Результаты расчетов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетный маловодный год без приведения и с приведением

Месяц	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
Q <sub>исх</sub>	842	1288	830	740	238	273	160	97	117	125	112	348
Q <sub>привед</sub>	779	1192	768	685	212	243	142	86	104	111	99	310

По результатам составим таблицу 2.4 для средневодного и маловодного года.

Таблица 2.4 – Расчетные средневодный (50%) и маловодные (90%) года

Месяц	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
1949(50%)	1114	1724	1190	693	472	292	167	119	93	91	97	278
1978(90%)	779	1192	768	685	212	243	142	86	104	111	99	310

В I, II, III и IV месяца расход маловодного года превышает расход средневодного. Следовательно, необходима корректировка значений. Конечные результаты в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расчетный средневодный (P=50%), маловодный (P=90%) года

Месяц	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
1949(50%)	1093	1433	900	693	472	292	167	119	171	177	169	352
1978(90%)	779	1192	768	685	212	243	142	86	104	111	99	310

По результирующей таблице для средневодного и маловодного годов строится гидрограф (рисунок 2.2).

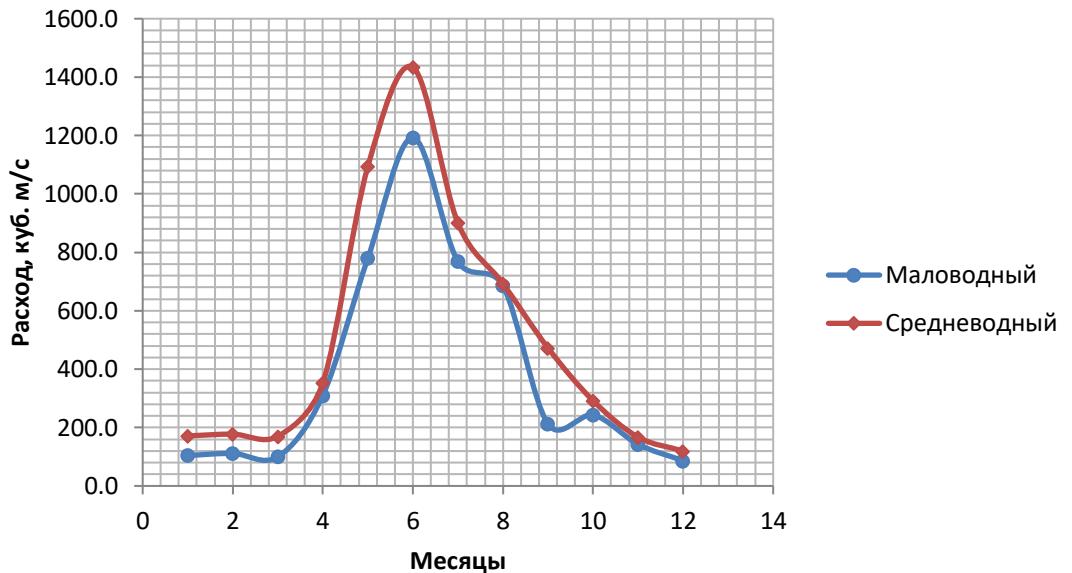


Рисунок 2.2 – Гидрограф для средневодного и маловодного годов

#### 2.1.4 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объема водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО (минимальной отметки верхнего бьефа), которая равна 543 м, НПУ=559,00 м.

Объемы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объемов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.2).

$$V_{\text{НПУ}} = 8,0 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 2,6 \text{ км}^3;$$

Полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 8,0 - 2,6 = 5,4 \text{ км}^3 \quad (2.8)$$

Для расчета необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{5,4}{17,2} = 0,32, \quad (2.9)$$

где  $V_{\text{полезный}}$  – полезный объем водохранилища, формула (2.8);  
 $\bar{W}_{\text{МНГЛ}}$  – среднемноголетний сток в заданном створе, по формуле (1.1);

Принимаем годовой тип регулирования.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчетный гидрограф маловодного года, требования ВХК и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Чемальской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерю воды из водохранилища:

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\phi}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.10)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$  – среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.5);

$Q_{\text{п}}^t, Q_{\text{и}}^t, Q_{\phi}^t, Q_{\text{л}}^t$  – потери воды из водохранилища, испарение, фильтрация, льдообразование.

Напор на турбину определяется с учетом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.11)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности;

$Q^t$  – расчетный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.17) или расход ВХК);

$H^t$  – напор соответствующий расчетному расходу;

Результаты расчетов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено в приложении Б, таблица Б.1.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (ноябрь).

Под регулирование попали 6 месяцев. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

Результатом расчета является 12 значений среднемесячных мощностей станции представленных в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Среднемесячные мощности проектируемой ГЭС

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар.ГЭС}, \text{МВт}}$	222	197	147	По требуемому расходу ВХК					147	197	222	

## 2.2.2 Водноэнергетические расчеты по условию маловодного года

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является определение гарантированной мощности проектируемой ГЭС, отметки УМО и полезного объема водохранилища.

Сработка водохранилища производится от отметки НПУ=559м, при которой  $V_h=8 \text{ км}^3$ ;

Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи зимнего и летнего периодов.

Результаты сработки – наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результат сработки – наполнения маловодного года:

- гарантированная мощность представлена в таблице 2.6;
- УМО= 543,0 м;
- $V_{\text{полезный}}= 5,4 \text{ км}^3$ ;
- график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3).

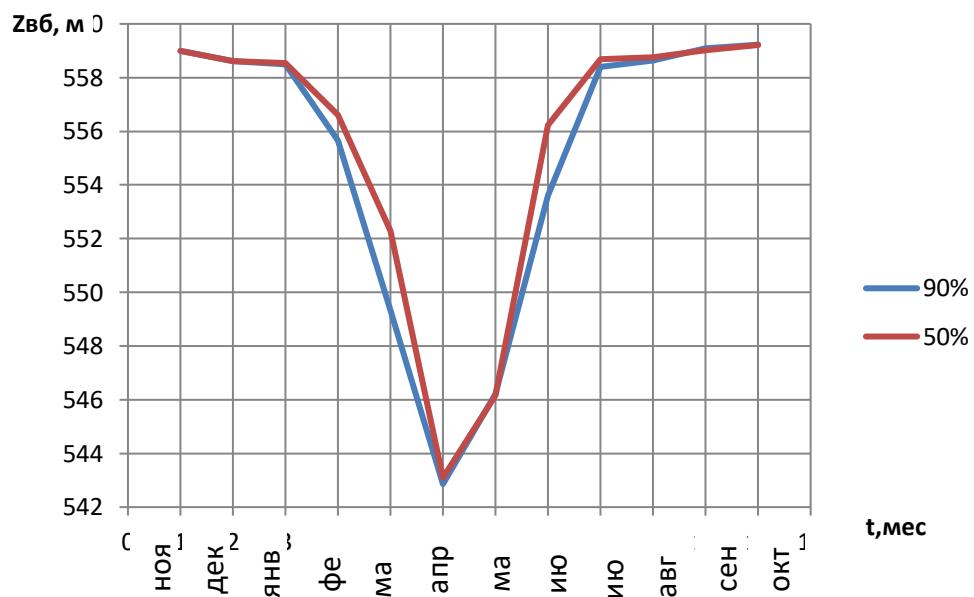


Рисунок 2.3 – График сработки – наполнения водохранилища

## 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

На ИКН для января и декабря треугольник для проектируемой ГЭС в масштабе. Длина катета по оси мощностей равна рабочей мощности ГЭС. Так как треугольник мощностей проектируемой ГЭС располагается в базисной части графика, то

$$N_{\text{раб}}^{\text{выт}} = N_{\text{раб}} = 300 \text{ МВт} \quad (2.12)$$

Рассчитываем установленную мощность ГЭС:

$$N_{уст} = N_{раб}^{выт} + N_{рез}, \quad (2.13)$$

где  $N_{раб}^{выт}$  – это максимальная рабочая мощность;  $N_{рез}$  – резервная мощность ГЭС.

Часть нагрузочного резерва, занимаемого проектируемой ГЭС в системе, составляет 12% по отношению к общей мощности системы:

$$N_{нагр}^{\text{сист}} = 0,12 \cdot 300 = 36 \text{ МВт.}$$

Найдём установленную мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{уст} = 300 + 36 = 336 \text{ МВт.}$$

## 2.2.4 Водноэнергетические расчеты по условию средневодного года

Приводится два способа сработки – наполнения водохранилища.

Первый способ: выдавать, как можно больше значения мощности в течение всего года, при этом выдавать мощность в зимний период больше, чем в летний. Холостые сбросы не проводились.

Второй способ: повышение отметок верхнего бьефа. Производились холостые сбросы.

Среднемноголетняя выработка для первого способа:

$$\sum \mathcal{E}_t = 1500 \text{ млн. кВт·ч.}$$

Среднемноголетняя выработка для второго способа:

$$\sum \mathcal{E}_t = 1493 \text{ млн. кВт·ч.}$$

По наибольшему значению объявляем среднемноголетнюю выработку проектируемой Чемальской ГЭС равной 1500 млн. кВт·ч.

### 2.3.1 Баланс энергии

Зная среднемесячные мощности Чемальской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строим баланс энергии ОЭС Сибири (плакат «Использование водной энергии»).

### 2.3.2 Баланс мощности

Для построения графика баланса мощности необходимо рассчитать аварийные, нагрузочные и ремонтные резервы для проектируемой ГЭС, для существующих ГЭС, для ТЭС, расположенных в энергосистеме.

Формулы для расчета резервов указаны в [п. 2.2.3].

Результаты расчетов сводим в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Баланс мощности

Месяц	Нагрузка системы			Проектируемая ГЭС				ТЭС			
	P, МВт	Равр, МВт	Рнагр, МВт	Нраб, МВт	Навр, МВт	Ннагр проектируемой ГЭС, МВт	Нрем проектируемой ГЭС, МВт	Нраб, МВт	Навр ТЭС, МВт	Ннагр ТЭС, МВт	Нрем ТЭС, МВт
январь	1080	86	22	222	-	4		858	69	17	
февраль	1041	83	21	197	-	4		844	68	17	
март	974	78	19	147	-	3		827	66	17	
апрель	896	72	18	95	-	2	28	801	64	16	
май	829	66	17	149	-	3		680	54	14	54
июнь	790	63	16	185	-	4		605	48	12	48
июль	790	63	16	185	-	4		605	48	12	48
август	829	66	17	149	-	3		680	54	14	54
сентябрь	896	72	18	95	-	2	28	801	64	16	
октябрь	974	78	19	147	-	3		827	66	17	
ноябрь	1041	83	21	197	-	4		844	68	17	
декабрь	1080	86	22	222	-	4		858	69	17	

## 2.4 Построение режимного поля

Определяется область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Ограничения работы турбин:

1) ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{\text{уст.расч}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}, \quad (2.14)$$

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчетного напора):

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\max} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (2.15)$$

где  $Q_{\text{ГЭС}}^{\max}$  - максимальная пропускная способность ГЭС.

3) ограничение по минимальному расходу  $Q_{\min} = Q_{\text{вх}} = 110 \text{ м}^3/\text{с}$

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов (таблица 2.7):

Таблица 2.7 – Расчет режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики		Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности	
Q <sub>нб</sub>	Z <sub>нб</sub> зима	H <sub>НПУ</sub>	H <sub>зб61</sub>	H	Q	H	Q
m <sup>3</sup> /с	м	м	м	м	m <sup>3</sup> /с	м	m <sup>3</sup> /с
0	508,9	49,1	42,1	57,7	649	37,0	110
60	509,3	48,7	41,7	56,6	662	35,4	110
120	509,6	48,4	41,4	55,4	676	33,7	110
180	510,0	48,0	41,0	54,3	690	32,1	110
240	510,3	47,7	40,7	53,1	705	30,4	110
300	510,6	47,4	40,4	52,0	721	28,8	110
360	511,0	47,0	40,0	50,8	737	27,1	110
420	511,3	46,7	39,7	49,7	754	25,5	110
480	511,6	46,4	39,4	48,5	772	23,8	110
540	511,9	46,1	39,1	47,4	791	22,2	110
600	512,2	45,8	38,8	46,2	810	20,5	110
660	512,5	45,5	38,5	45,1	831	18,9	110
720	512,7	45,3	38,3	43,9	853	17,2	110
780	513,0	45,0	38,0	42,8	876	15,6	110
840	513,3	44,7	37,7	41,6	900	13,9	110
900	513,5	44,5	37,5	40,5	926	12,3	110
960	513,8	44,2	37,2	39,3	953	10,6	110
1020	514,0	44,0	37,0	38,2	981	9,0	110
1080	514,3	43,7	36,7	37,0	1012	7,3	110

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор:  $H_{max} = 49$  м
- максимальный расход:  $Q^{max} = 110$  м<sup>3</sup>/с
- расчётный напор:  $H_p = 42$  м
- минимальный напор:  $H_{min} = 33$  м

Режимное поле представлено на рисунке 2.4.

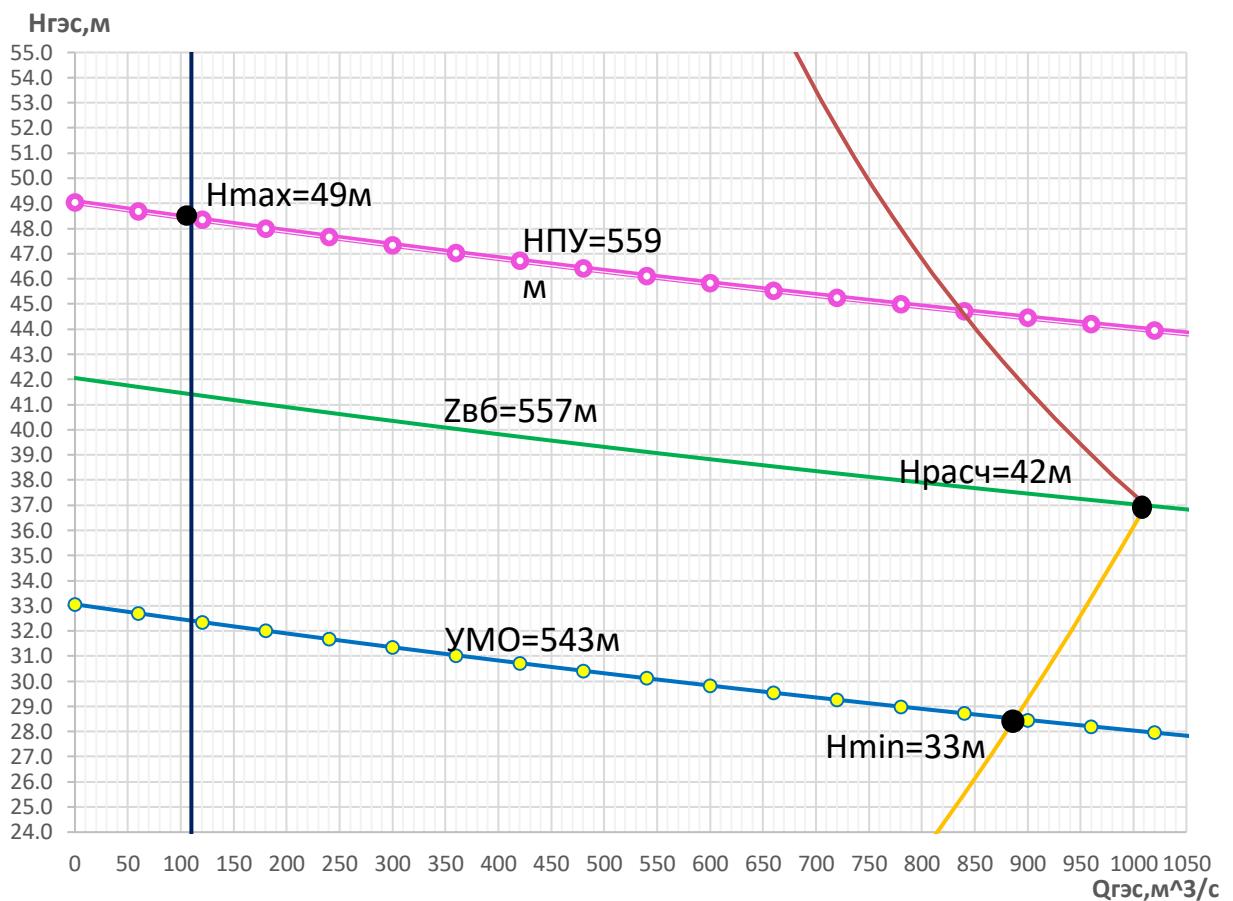


Рисунок 2.4 – Режимное поле Чемальской ГЭС

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора. Эта величина не должна превышать предельный напор  $H_{\text{пред}}$  выбранной гидротурбины, т.е.  $H_{\text{max}} \leq H_{\text{пред}}$ .

Для максимального напора 49,0 м выбираем следующие гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ-50-В;
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД50

В таблице 3.1 приведены параметры моделей данных гидротурбин.

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В60
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{м}$	50	50
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1\text{ opt}}, \text{об/м}$	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1\text{ opt}}, \text{л/с}$	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,916	0,91
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{ max}}, \text{л/с}$	1500	1650
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1\text{ max}})$	0,6	0,6
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}, \text{м}$	0,46	0,35
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{м}$	12	5
Температура	$t_{\text{мод}}, ^{\circ}\text{C}$	21	16
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}}$	0,988	1,114

Для выбора оптимального рабочего выполняются основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2, 3.3, для ПЛ50-В и ПЛД50 соответственно.

КПД натурной турбины  $\eta_t$  определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)^2} \right), \quad (3.1)$$

где  $\eta_{(p1)}, D_{1M}, H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины ;  
 $D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;  
 $\nu_H, \nu_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбин;  
 $\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ( $\varepsilon=0,75$ ).

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:  $\eta_{Г.ср}=0,97$ .

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г.ср}, \quad (3.2)$$

где  $Q'_{(p1)}$  – приведенный расход в расчетной точке;  
 $\eta_{Г.ср}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97 ).  
Число гидроагрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.3)$$

где  $N_{уст}=336$  МВт – расчетная установленная мощность.  
Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.4)$$

где  $n'_{Ip}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

$\Delta$  – масштабный коэффициент.

Результат округляется до ближайшего стандартного значения.

Выполняется перерасчёт режимного поля на универсальную характеристику турбины. Для каждого диаметра определяется рабочая зона турбины по формулам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.5)$$

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

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

Строится линия ограничения по турбине. Для этого определяется «расчетная точка» на универсальной характеристики. Находится произведение:

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

Далее, методом последовательных приближений, на линии  $n'_{I_p}$  подбираются такие  $Q'_I$  и  $\eta_T$ , чтобы их произведение соответствовало формуле 3.8. Аналогичный расчет проводится для  $H_{\max}$ , на линии  $n'_{I \min}$ .

На универсальной характеристике строится линия ограничения по минимальному расходу. При этом используется формула (для  $H_{\max}$  и  $H_{\min}$ ):

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

где  $Q_{\min}$  – минимальный расход через станцию.

Линия ограничения по мощности проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата.

Результаты в таблицах 3.2, 3.3.

Таблица 3.2 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ50-В

$D_1$	4,00	4,25	6,00	7,10
$\eta_T$	0,940	0,940	0,943	0,944
$N'_{\text{агр}}$	58412,46	65975,44	131856	164556
$z'$	5,75	5,09	2,54	2,04
$z$	6,00	6,00	3,00	2,00
$N_{\text{агр}}$	56000,00	56000,00	112000,00	168000,00
$\Delta_1$	1,02	1,03	1,03	1,03
$n'_{\text{c}}$	190,36	179,20	127,11	113,88
$n_{\text{c}}$	200	187,5	136,40	115,4
$n'_{\min}$	112,8	112,4	115,2	108,8
$n'_{\text{p}}$	121,9	121,4	124,5	117,6
$n'_{\max}$	137,5	136,9	140,4	132,6
$Q'_1 \cdot \eta_M$ при $H_{\text{расч}}$	1,351	1,197	1,201	1,44
$Q'_1 \cdot \eta_M$ при $H_{\max}$	1,072	0,949	0,953	1,15
$q H_{\min}$	0,197	0,174	0,174	0,172
$q H_{\max}$	0,162	0,143	0,143	0,153

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД50-В

D <sub>1</sub>	4,00	4,75	5,60
η <sub>т</sub>	0,941	0,943	0,944
N'агр	66349,50	93683,00	130366
z'	5,06	3,58	2,58
Z	6,00	4,00	3,00
N <sub>агр</sub>	56000,00	84000,00	112000,00
Δ <sub>1</sub>	1,03	1,04	1,04
n' <sub>c</sub>	186,25	156,94	133,2
n <sub>c</sub>	187,50	166,70	136,40
n' <sub>min</sub>	105,32	111,12	107,13
n' <sub>p</sub>	113,76	120,02	115,71
n' <sub>max</sub>	128,34	135,41	130,54
Q' <sub>1</sub> *η <sub>м</sub> при H <sub>расч</sub>	1,351	1,437	1,379
Q' <sub>1</sub> *η <sub>м</sub> при H <sub>max</sub>	1,072	1,140	1,094
q H <sub>min</sub>	0,196	0,208	0,199
q H <sub>max</sub>	0,161	0,171	0,164

Анализируя результаты расчета, в дальнейшем будем рассматривать турбину ПЛ50-В диаметром 4 м , 4,25 и 6 м, а также турбину ПЛД 50 диаметром 4 и 4,75 м. Данные диаметры были рассмотрены исходя из наиболее полного использования мощности каждой турбины.

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия безкавитационной работы гидротурбины, определяется допустимое заглубление рабочего колеса.

Расчёт производим по формуле:

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = Z_{\text{Н.б.}}(Q_{\text{Н.б.}}) + H_s, \quad (3.10)$$

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

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата при  $H_{\text{max}}$  и  $N_p$ ;
2. Работа одного агрегата при  $H_p$  и  $N_p$ ;
3. Работа одного агрегата при  $H_{\text{min}}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{Н.б.}}(Q_{\text{Н.б.}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{\text{Х.пл.}}, \quad (3.11)$$

где  $B=10,33$  м вод. ст. – барометрическое давление;  
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка НБ при данном расходе;  
 $\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристики для расчётных условий;  
 $Z_{\text{Х.пл.}}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ равна 0, для ПЛД:

$$Z_{\text{Х.пл.}} = \frac{B_0}{2} = \frac{1,875}{2} = 0,9375 \text{ м}, \quad (3.12)$$

где  $B_0$  – высота направляющего аппарата натурной гидротурбины, для ПЛД 50 диаметром 4 равна:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 4 = 1,5 \text{ м}, \quad (3.13)$$

Расчеты всех выбранных турбин представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$\eta$	$D_1, \text{м}$	$Z_{\text{a,шт}}$	$n_{\text{c}}, \text{об/мин}$	$N_{\text{a}}, \text{МВт}$	$H_{\text{s1}}, \text{м}$	$H_{\text{s2}}, \text{м}$	$H_{\text{s3}}, \text{м}$
ПЛ50-В-400	0,940	4,00	6	200,0	56,00	-7,93	-17,38	-10,25
ПЛ50-В-425	0,940	4,25	6	187,5	56,00	-6,46	-7,31	-2,95
ПЛ50-В-600	0,943	6,00	3	136,4	112,00	-4,51	-10,25	-4,31
ПЛД50-400	0,941	4,00	6	187,5	56,00	-6,21	-11,59	-5,54
ПЛД50-475	0,943	4,75	4	166,7	84,00	-7,05	-15,65	-8,69

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину ПЛ50-В-425, так как её КПД является высоким и высота отсасывания соответствует допустимой.

Определяется отметка рабочего колеса, при  $H_s=-7,31$ :

$$VZ_{\text{p.k.}} = 506,88 + (-7,31) = 499,57 \text{ м.}$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

### 3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.14)$$

где  $\cos\phi$  принимаем в пределах от 0,81 до 0,9.

$$S_{\text{ном}} = \frac{56,00}{0,85} = 65,9,$$

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{187,5} = 32, \quad (3.15)$$

Выбираем гидрогенератор СВ-660/165-32.

### 3.4 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслонапорная установка предназначена для подачи масла под давлением в систему регулирования, тем самым обеспечивается гидравлический привод лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса.

Выбор МНУ осуществляется по номограмме [6], в зависимости от диаметра рабочего колеса  $D_1$  и максимального напора  $H_{\max}$ .

В итоге, принимается маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 8 м<sup>3</sup>, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак вместимостью 8 м<sup>3</sup> с двумя насосами – МНУ-8/1-40-8-2

Электрогидравлические регуляторы – устройства, основная задача которых – поддержание частоты вращения гидроагрегата в заданных пределах.

Выбирается электрогидравлический регулятор – ЭГРК-МП-100-4.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Главная электрическая схема Чемальской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень требований в современных условиях повышен в связи с высокой ответственностью ГЭС, её ролью в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем.

На рисунке 4.1, 4.2 представлены виды блоков.

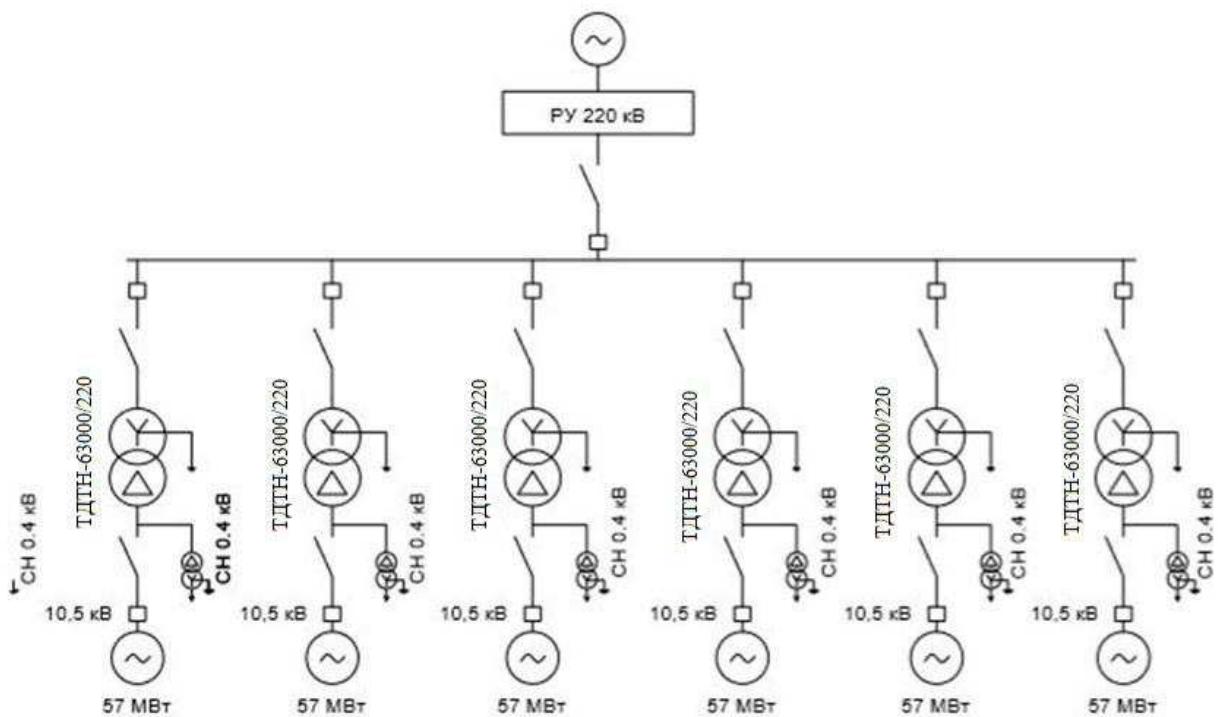


Рисунок 4.1 – Структурная схема с шестью одиночными блоками

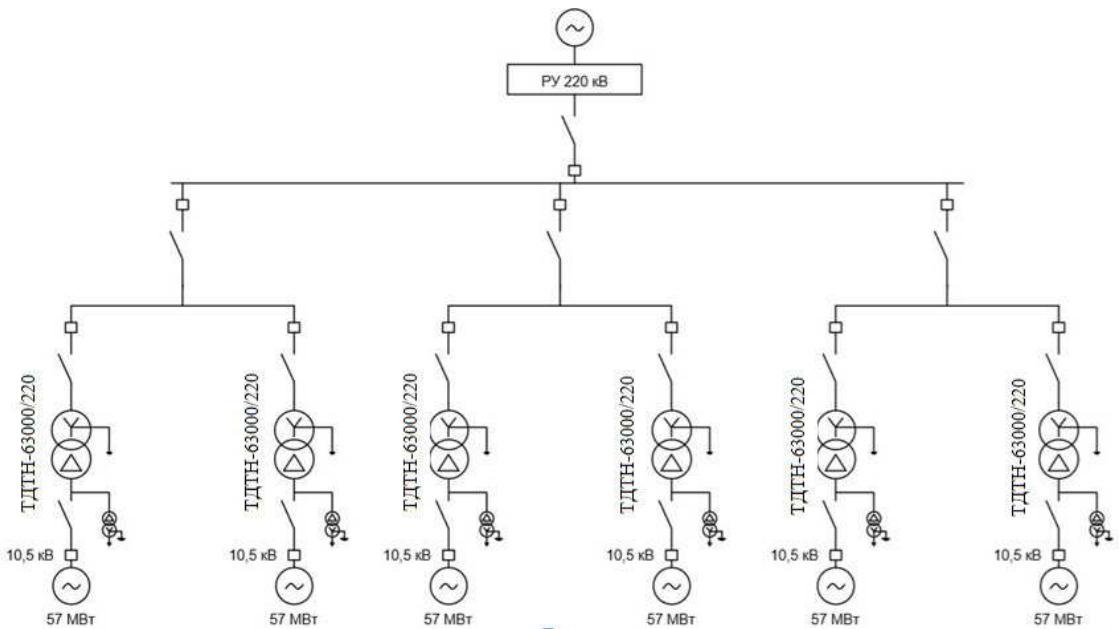


Рисунок 4.2 – Структурная схема с тремя объединёнными блоками

## 4.2 Выбор типа блоков ГЭС

### 4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

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.

Расчётная мощность блочного трансформатора определяется как:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_g - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_g} = \frac{57 - 3,36}{0,85} = 62,3 \text{ МВА.} \quad (4.1)$$

По каталогу АО "УЭТМ" выбирается трансформатор ТДТН-63000/220. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры трансформатора ТДТН-63000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДТН-63000/220-У1, УХЛ1	63000	230	10,5	Yн/D-11	62	260	11,0	0,5

## 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединёнными блоками

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_g - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_g} = \frac{57 - 3,36}{0,85} = 62,3 \text{ МВА.} \quad (4.2)$$

По каталогу АО "УЭТМ" выбирается трансформатор ТДТН-63000/220. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.1 (п. 4.2.1).

## 4.2.3 Выбор синхронного генератора

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-660/165-32 производства ОАО «Силовые машины». Паспортные данные представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора СВ-660/165-32

Генератор СВ-660/165-32			Индуктивные сопротивления		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$x_d^{\prime \prime}$	$x_d'$	$x_d$
шт×МВт	кВ	о. е.	0,24	0,29	1,04
6×57	10,5	0,85			

## 4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{T\text{с.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}. \quad (4.3)$$

Максимальная мощность собственных нужд ГЭС:

$$P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}} = 3,36 \text{ МВт.} \quad (4.4)$$

$$S_{\text{с.н.}} = P_{\text{с.н.}} \cdot \cos \varphi_{\text{с.н.}} = 3,36 / 0,85 = 3,95 \text{ МВА.} \quad (4.5)$$

По каталогу "СлавЭнерго" выбираются трансформаторы ТСЗН-4000/10,5 У1 в количестве 2. Каталожные данные представлены в таблице 4.1 ТСН устанавливаются в отпайки генераторов Г1, Г5. Параметры трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗН-4000/10,5 У1

S <sub>ном</sub> , МВт	U <sub>H</sub> , кВ		U <sub>K</sub> , %	ΔP <sub>K</sub> , кВт	ΔP <sub>xx</sub> , кВт
	U <sub>BH</sub>	U <sub>HH</sub>			
1	10,5	6	7,5	33	6,8

### 4.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + u, \quad (4.6)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент, равный 0,15;  
 $K$  – суммарная стоимость оборудования;  
 $u$  – издержки;

Суммарная стоимость оборудования равна:

$$K = K_T + K_{TCH} + K_{Py}, \quad (4.7)$$

где  $K_T$  – стоимость силовых трансформаторов;  
 $K_{TCH}$  – стоимость трансформаторов собственных нужд;  
 $K_{Py}$  – стоимость ячеек выключателей РУ.

Стоимость силовых трансформаторов и ячейки выключателей проводится по укрупнённым показателям:

$$K_T = 27840000 \text{ руб};$$

$$K_{Py} = 20480000 \text{ руб};$$

Стоимость трансформаторов СН берем с сайта производителя:

$$K_{TCH} = 926190 \text{ руб};$$

Суммарная стоимость:

$$K_{\text{объед.бл.}} = 27840000 \cdot 6 + 926190 \cdot 5 + 20480000 \cdot 9 = 355990950 \text{ руб};$$

$$K_{\text{од.бл.}} = 27840000 \cdot 6 + 926190 \cdot 5 + 20480000 \cdot 12 = 417430950 \text{ руб};$$

Суммарные затраты должны умножится на повышающий коэффициент, равный 4 , учитывающий рост цен на оборудование в энергетике с 2000 года:

$$K_1 = 355990950 \cdot 4 = 1423963800 \text{ руб};$$

$$K_2 = 417430950 \cdot 4 = 1669723800 \text{ руб};$$

Разница между стоимостью вариантов составляет 14,7%.

Издержки вычисляются по формуле:

$$u = ΔP \cdot y_0 \cdot T_{max}, \quad (4.8)$$

где  $y_0$  – себестоимость электроэнергии на станции, принимается равной 0,92 руб/кВт\*ч.

$\Delta P$  – потери в трансформаторах;

$T_{max}$  – максимальное число часов работы.

$$u = \left( \Delta P_K \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_x \cdot T_{\text{год}} \right) \cdot y_0 \cdot T_{max} = \left( 0,260 \cdot \left( \frac{62300}{63000} \right)^2 + 0,06 \cdot 8760 \right) \cdot 0,92 \cdot 4200 = 2031900 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.9)$$

Суммарные затраты:

$$Z_{\text{объед.бл.}} = 0,15 \cdot 1423963800 + 2031900 \cdot 6 = 225785970 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{од.бл}} = 0,15 \cdot 1669723800 + 2031900 \cdot 6 = 262649970 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.10)$$

$$P = \frac{262649970 - 225785970}{262649970} \cdot 100\% = 14\%.$$

Так как разница между затратами по вариантам составляет 14%, то на основании технико-экономического анализа, выбираем структурную схемы на которую потребуется меньше затрат. В данном случае наиболее экономически выгодной схемой является схема с объединёнными блоками.

#### 4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ:

$$S_{\text{РУ}} = n_{\text{ген}} S_{\text{ген}} - S_{\text{чн}} = 6 \cdot 67,1 - 3,95 = 398,65 \text{ МВА}. \quad (4.11)$$

Число отходящих линий:

$$n = \frac{S_{\text{РУ}} \cdot \cos \varphi_c}{P_{\text{нат}} \cdot K} + 1 = \frac{398,65 \cdot 0,85}{135 \cdot 1,2} + 1 = 4, \quad (4.12)$$

где  $P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}$  – натуральная мощность линии 220 кВ.

$K = 1,2$  – коэффициент, принимаемый в соответствии с [1].

Вычисляется рабочий ток в линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{РУ}}}{\sqrt{3} n_{\text{л}} \cos \varphi_c U_{\text{ном}}} = \frac{398,65}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 0,85 \cdot 220} = 308 \text{ А.} \quad (4.13)$$

Рабочий ток в утяжелённом режиме, при выходе из строя одной линии:

$$I_{\text{раб,ут}} = \frac{S_{\text{РУ}}}{\sqrt{3}(n_{\text{л}}-1)\cos\varphi_{\text{c}}U_{\text{ном}}} = \frac{398,65}{\sqrt{3}\cdot(4-1)\cdot0,85\cdot220} = 410 \text{ A}; \quad (4.14)$$

Сечение проводов выбирается по расчётной токовой нагрузке:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб,ут}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 410 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 516,6 \text{ A}. \quad (4.15)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки  $T_{\text{нб}}$  и коэффициент её попадания в максимум энергосистемы.

Выбирается провод АС 240/32 с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$ ,  $x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$  [5].

#### 4.5 Выбор схемы РУ ВН

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований [15]:

- ремонт выключателей 150 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем тремя выключателями;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС.
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ - не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.
- Число присоединений РУ-220 кВ – 7;
- 4 ВЛ 220 кВ;
- 3 блока;

При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими и обходной системами шин. Схема представлена на рисунке 4.3.

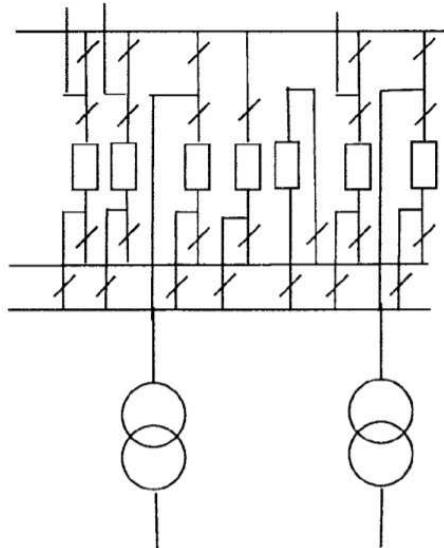


Рисунок 4.3 – Схема «две рабочие и обходная системы шин»

#### 4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»

На рисунках 4.4 – 4.6 представлены исходные данные из таблиц программы «RASTR WIN 3», необходимые для расчета и обработанные результаты расчета в таблице 4.4.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
2				у	4	T2		11
3				у	3	T1		11
4				у	2	Шина		220
5				у	1	Система		220
6				у	6	Г1		11
7				у	7	Г2		11
8				у	8	Г3		11
9				у	9	Г4		11
10				у	10	Г5		11
11				у	11	Г6		11
12				у	12	T4		11
13				у	13	T5		11
14				у	14	T6		11
15				у	15	T1-T2		220
16				у	16	T3-T4		220
17				у	17	T5-T6		220

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R
1			ЛЭП		Выкл	1	2		Система - Шина	4,48
2			Выкл		Выкл	3	6		T1 - Г1	
3			Выкл		Выкл	4	7		T2 - Г2	
4			Выкл		Выкл	5	8		T3 - Г3	
5			Выкл		Выкл	12	9		T4 - Г4	
6			Выкл		Выкл	13	10		T5 - Г5	
7			Выкл		Выкл	14	11		T6 - Г6	
8			Выкл		Выкл	2	15		Шина - Т1-Т2	
9			Выкл		Выкл	2	16		Шина - Т3-Т4	
10			Выкл		Выкл	2	17		Шина - Т5-Т6	
11			Tr-р		Tr-р	15	3		T1-T2 - T1	0,92
12			Tr-р		Tr-р	15	4		T1-T2 - T2	0,92
13			Tr-р		Tr-р	16	5		T3-T4 - T3	0,92
14			Tr-р		Tr-р	16	12		T3-T4 - T4	0,92
15			Tr-р		Tr-р	17	13		T5-T6 - T5	0,92
16			Tr-р		Tr-р	17	14		T5-T6 - T6	0,92

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Система	1		322,600				322,600	248,600
2			2	Г1	6	0,028	0,329			0,028	0,329	11,865
3			3	Г2	7	0,028	0,329			0,028	0,329	11,865
4			4	Г3	8	0,028	0,329			0,028	0,329	11,865
5			5	Г4	9	0,028	0,329			0,028	0,329	11,865
6			6	Г5	10	0,028	0,329			0,028	0,329	11,865
7			7	Г6	11	0,028	0,329			0,028	0,329	11,865

Рисунок 4.6 – Исходные данные генераторам

Таблица 4.4 – Результаты расчетов токов КЗ

ПИ	Тип	$I_{\text{п.0}}$ , кА
3	3ф	52,1
2	3ф	12,6
2	1ф	4,65

## 4.7 Выбор электрических аппаратов

### 4.7.1 Выбор генераторного аппаратурного комплекса

Генераторный аппаратный комплекс выбирается по следующим условиям:

- 1)  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,с}}$ ;
- 2)  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{Граб max}}$ ;

3)  $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$ .

$$I_{\Gamma \text{ раб } max} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{67,1}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,9 \text{ кА}; \quad (4.16)$$

По каталогу «Электроаппарат» выбирается генераторный аппаратный комплекс КАГ-20 на базе генераторного элегазового выключателя ВГГ-20. Параметры комплекса представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Паспортные данные ВГГ-20-90/8000

$U_{\text{ном}}, \text{kV}$	$U_{\text{раб}}, \text{kV}$	$I_{\text{ном}}, \text{A}$	$I_{\text{откл}}, \text{kA}$	$I_{\text{пр.скв}}, \text{A}$	$I_{\text{терм}}, \text{kA}$	$t_{\text{откл}}, \text{s}$	$t_T, \text{s}$
20	27,5	8000	90	230	90	0,03	3

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,45}} \right) = \sqrt{2} \cdot 52,1 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = 132,7 \text{ кА}; \quad (4.17)$$

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} < I_{\text{пр.скв}}; \quad (4.18)$$

$$132,7 < 230$$

Проверка на термическую стойкость.

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{no}^2 \cdot (t_B + t_{\text{рез}}) = 52,1 \cdot (0,1 + 0,01) = 298,6 \text{ кA}^2 \cdot \text{s} \quad (4.19)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_T = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кA}^2 \cdot \text{s}. \quad (4.20)$$

$$B_{\text{к.расч}} < B_{\text{кном}}, \quad (4.21)$$

$$298,6 \text{ кA}^2 \cdot \text{s} < 24300 \text{ кA}^2 \cdot \text{s}$$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20-90/8000:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 52,1 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 52,79 \text{ кА}; \quad (4.22)$$

$$\frac{i_{a\tau}}{I_{no}} \cdot 100\% = 72\%; \quad (4.23)$$

$$72\% < 90\%$$

#### 4.7.2 Выбор автоматического выключателя на 0,4кВ

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{чн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{арп}}} = \frac{4950}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 6} = 1191 \text{ A}, \quad (4.24)$$

Выбираем автоматический выключатель ВА-СЭЩ-LVA-1250 с номинальным током отключения  $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ A}$ .

#### 4.7.3 Выбор параметров ОРУ

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_L \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\Gamma_1-\Gamma_4 \text{ nom}} - S_{\text{чн}}}{\sqrt{3} \cdot n_L \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.25)$$

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{(67,1 \cdot 6) - 4,95}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 260 \text{ A}.$$

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

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_L - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.26)$$

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{(67,1 \cdot 6) - 4,95}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 348 \text{ A}$$

#### 4.7.4 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1. Параметры приведены в таблице 4.6, а так же приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ (таблица 4.7).

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1
$U_{\text{сети nom}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб. max}} = 260 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{n0} = 12,6 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 32,1 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{T,ст}} = 25 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рез}}) =$ $= 32,1 \cdot (0,1 + 0,01) =$ $= 113,3 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.7 – 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

#### 4.7.5 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш». Проверка трансформатора тока ТВГ-220-III-2000/5 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 260 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$
$i_y < i_{\text{дин}}$	$32,1 \text{ В} \cdot \text{А}$	$50 \text{ В} \cdot \text{А}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 12,6^2 \cdot (0,1 + 0,01) =$ $= 113,3 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$		$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК». Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка оптического трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-220/163/10/2III(IV)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.

### 5.1 Технические данные основного оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип	СВ-660/165-32	
мощность номинальная	полная	67,1
	активная	57
номинальное напряжение		10,5
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота		50
частота вращения		187,5
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		3,70
ток ротора при номинальной нагрузке		1,09
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	1,04
	переходное $X'_d$	0,29
	сверхпереходное $X''_d$	0,24
индуктивное сопротивление обратной последовательности $X_2$		0,22
емкость обмотки статора		1,02

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДТН-63000/220
мощность номинальная	63
номинальное напряжение	220
напряжение короткого замыкания	11
группа соединений	$Y_N/\Delta$

### 5.2 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{57 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,687 \text{ кА}, \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{cx}}}{K_{\text{tt}}} = \frac{3687 \cdot 1}{4000/5} = 4,61 \text{ A} \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{57/0,85}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,176 \text{ kA} \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн}}^{(1)} \cdot K_{\text{cx}}}{K_{\text{tt}}} = \frac{176 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 7,62 \text{ A} \quad (5.4)$$

### 5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [8, глава 3] принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

#### **Защиты генератора СВ – 660/165-32 –67,1МВА:**

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора (от однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора);
- Защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения);
- Токовая защита от несимметричных перегрузок обмотки статора;
- Токовая защита от симметричных КЗ и перегрузок статора;
- Защита от асинхронного хода (для ликвидации асинхронного режима генератора);
- Защита от перегрузки обмотки ротора,
- Контроль длительности форсировки;
- Защита от потери возбуждения;
- Защита ротора от замыканий на землю;
- Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

#### **Защиты силового трансформатора ТДТН-63000/220:**

- 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 10,5кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

**Защиты ОРУ 220кВ:**

- Продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ;
- АПВ (с контролем отсутствия напряжения).

**Защиты воздушных линий 220кВ:**

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);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

**Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:**

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 10,5кВ;
- МТЗ на стороне 0,4 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН.

#### **5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты**

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

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

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

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.

## 5.5 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{С.З.}} < 0,2 \cdot I_{\text{ном}}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_H = 3700 \text{ A}$ .

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{\text{ср0}}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H, \quad (5.5)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K_H \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.6)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{\text{ср0}} = 0,15 \cdot I_H = 555 \text{ A}$ .

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.7)$$

где  $K_{\text{АП}} = 2$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_r}{x_d''} \cdot I_H. \quad (5.8)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot \frac{1,13}{0,24} \cdot 3700 = 1742 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}. \quad (5.9)$$

где  $K_H = 2$  – Коэффициент надежности;  
 $I_T$  –тормозной ток.

$$K_T > \frac{1742 \cdot 2}{20860} = 0,17$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

1) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{*CP}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.10)$$

2) Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{*CP}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.11)$$

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

3) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{\text{отс}} = 2 \dots 12I_H$ .

Принимаем уставку:  $I_{\text{отс}} = 6I_H$ .

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

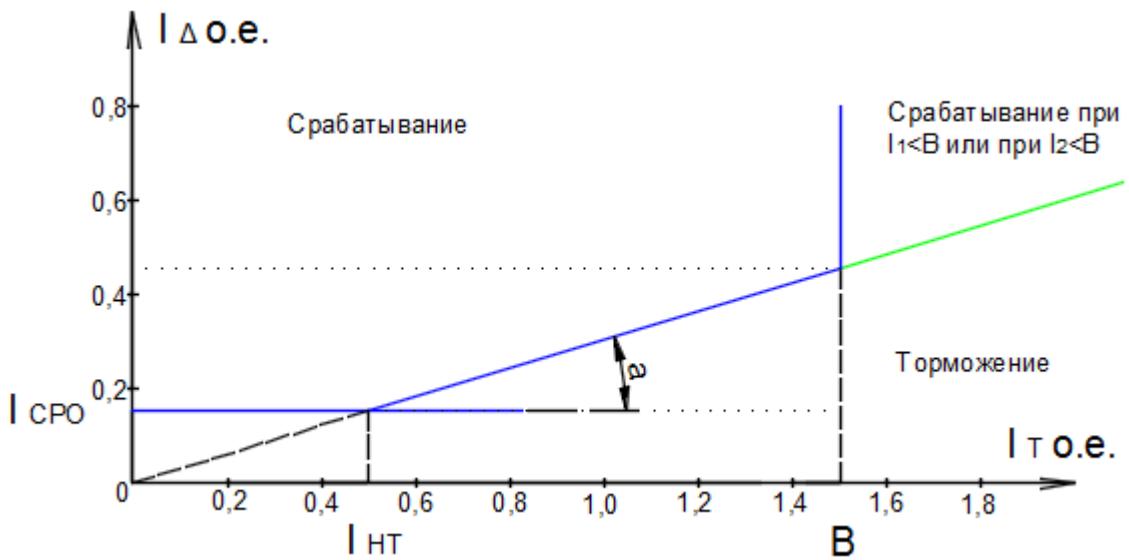


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Зашита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

## 5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Зашита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган ( $U_{03}$ ) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

$U_{03}$  включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

1) Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой,

рекомендованной Руководящими Указаниями. Определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$  представлена на рисунке 5.2.

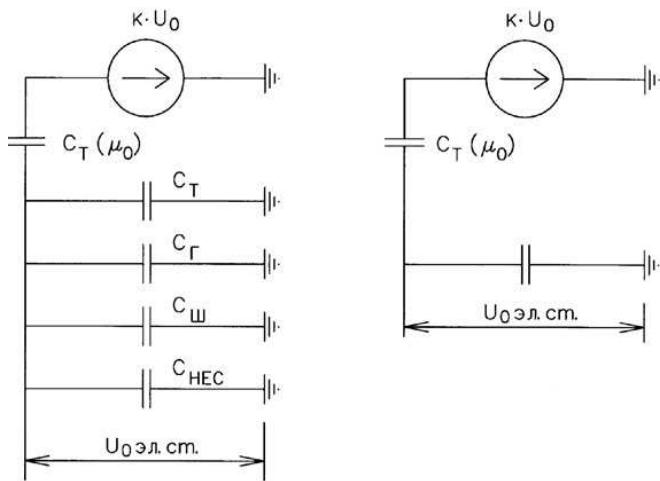


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$ .

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.12)$$

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

$K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённо йнейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_G$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_W$  – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C_{BG}$  – ёмкость генераторного выключателя.

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = 42,33 \text{ кВ} \quad (5.13)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_G + C_W + C_{BG} + C_{BT}; \quad (5.14)$$

$$C_\Sigma = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,425 \text{ мкФ/фазу}$$

Суммарный ёмкостной ток сети 10,5 кА:

$$I_c = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 8,13 \text{ А.} \quad (5.15)$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 42330 \cdot \frac{0,009}{0,009+1,425} = 132,83 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{TH}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 132,83}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 3,46 \text{ В.} \quad (5.16)$$

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

$n_{\text{TH}}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с, действует на сигнал; :  $U_{02G}$  с уставкой равной 10 В с выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата с последующим отключением выключателя генератора, гашением полей ГГ и ВГ, остановом турбины и сбросом аварийно-ремонтных затворов;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Для органа  $U_{03}$  уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

При  $K_T = 1,1$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,1+2} = 0,32 \text{ о.е.} \quad (5.17)$$

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

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

## 5.7 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта  $U_2 >$  выбирается:

$$U_{\text{CP2}} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{\text{TH}}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.18)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U_1 >$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.19)$$

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

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

### 5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

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

$$I_{*2} = I_2/I_H, \quad (5.20)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.21)$$

где  $A = 20$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган  $I_{2\text{сигн}}$ , срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени ( $t = 9$  с, действует в предупредительную сигнализацию).

Уставка сигнального органа:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07.$$

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07I_H. \quad (5.22)$$

2) Пусковой орган  $I_{*2\text{пуск}}$ , срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_{*2}$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\max} = 600$  с.

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.24)$$

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15I_H = 0,15 * 3,69 = 0,553 \text{ кА.} \quad (5.25)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{пуск}} = 0,15$ .

$$t_{\text{доп}} = 20/0,15^2 \approx 880 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{CP}} \quad (5.27)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.3. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.3 – 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

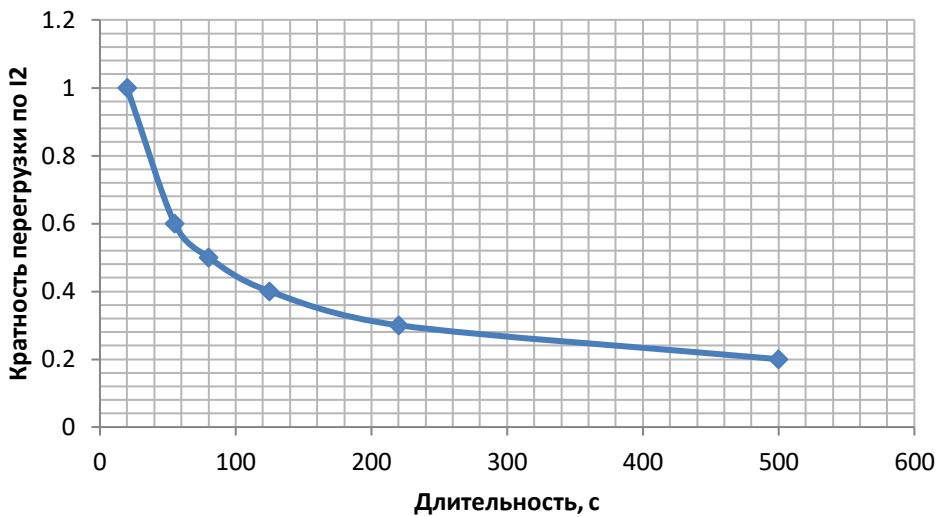


Рисунок 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

4) Орган токовой отсечки  $I_{2OTC}$  срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_{*2}$  выше уставки срабатывания органа и является защищён от внешних несимметричных КЗ.

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 КЗ на шинах ВН 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 допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^2}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot \left( x_d'' \cdot \left( \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)^2 + x_\Gamma \cdot \left( \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)^2 + 2 \cdot x_T \right)} = \frac{1}{1,3 \cdot \left( 0,24 \cdot \left( \frac{242}{10,5} \right)^2 + 0,22 \cdot \left( \frac{242}{10,5} \right)^2 + 2 \cdot 0,18 \right)} = 0,003 \text{ o. e.} \quad (5.28)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;  
 $x_\Gamma$  - сопротивление обратной последовательности генератора;  
 $x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2С.з.} \leq \frac{2 \cdot 0,003 \cdot 242}{1,2 \cdot 10,5} = (0,12 \cdot I_H). \quad (5.29)$$

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.

## 5.9 Защита от симметричных перегрузок статора

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:

$$I_{1СИГН} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 I_H, \quad (5.30)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9,0$  с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1СИГН} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 I_H. \quad (5.31)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.4. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика

Кратность перегрузки, $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с $>100\text{МВт}$	3600	900	360	300	240	120	60	1	
Длительность перегрузки, с $\leq 100 \text{ МВт}$	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

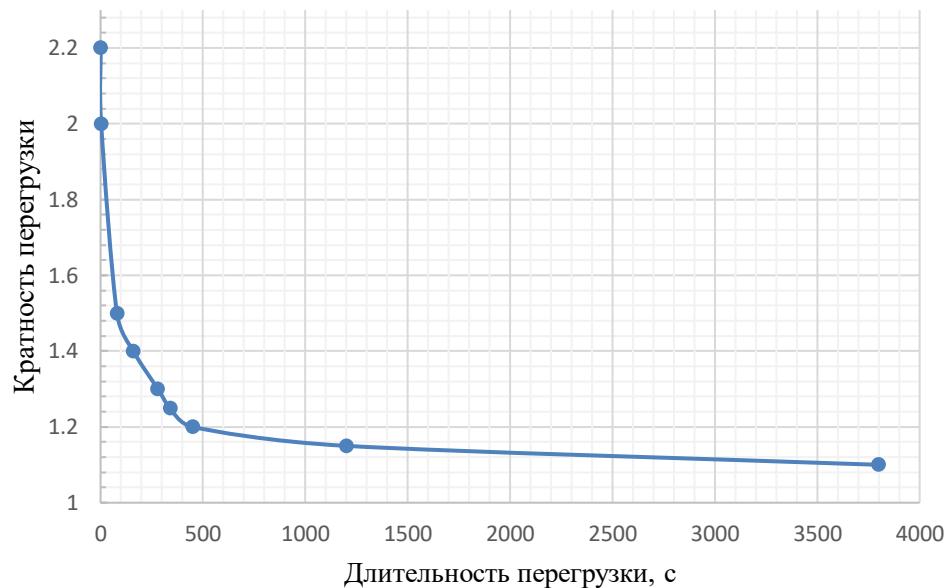


Рисунок 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{HOM}}{0,98} = 1,224 I_{HOM}. \quad (5.32)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В} \quad (5.33)$$

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

## 5.10 Дистанционная защита генератора

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

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

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

$Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 92,36 + \frac{0,8}{4} \cdot 33,14 = 80,52 \text{ Ом.} \quad (5.34)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий количество отходящих линий;

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

$Z'_{1L}$  – сопротивление линии.

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{63} = 92,36 \text{ Ом}$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{67,1}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{67,1}{230^2} \cdot 33,14 = 0,102.$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,102 \cdot 1,64 = 0,17 \text{ Ом,} \quad (5.35)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_\Gamma} = \frac{10,5^2}{67,1} = 1,64 \quad (5.36)$$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1C.3.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,17 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,30 \text{ м} \quad (5.37)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,4$  Ом.

1) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Принимаем, исходя из рассчитанных данных, уставку 30 Ом/сек.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3700} = 1,63 \text{ Ом} \quad (5.38)$$

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

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

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{B,НОМ}} - 0,95}{I_{\text{B,ХХ}}}}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1090 - 0,95}{450}}{1,04} = 3,75 \quad (5.39)$$

где  $I_{\text{B,ХХ}}$  – ток ротора холостого хода, А;

$X_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

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

$$\cos \varphi_{\text{нагр.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,35 \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки  $\varphi_{\text{нагр.Ф}} \approx 69,5^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{C.3II}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.42)$$

$$Z_{\text{C.3II}} = Z_{\text{C.3II о.е.}} \cdot Z_6 = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{67,1} = 0,58 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{\text{CP II}} = \frac{Z_{\text{C.3II}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,58 \cdot 4000 / 5}{10500 / 100} = 4,41 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,5$  Ом. Характеристика на рисунке 5.5.

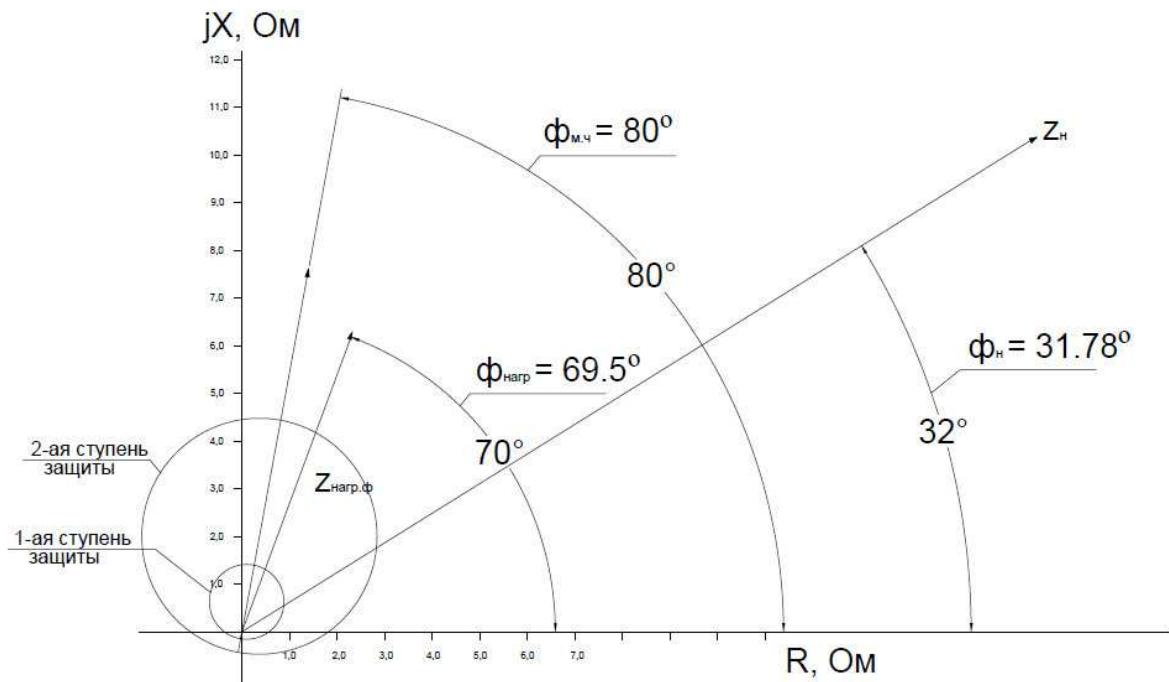


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{CM1} = 0,05$  Ом,  $Z_{CMII} = 0,4$  Ом

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей остановов турбины со сбросом АРЗ.

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

## 5.11 Защита ротора от перегрузки

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

$$I_{P.\text{СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,07 I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P.\text{ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.46)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.5), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, $I/I_{\text{н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с $>100\text{МВт}$	длительно	210	150	120	90	72	60	20	
Длительность перегрузки, с $\leq 100\text{МВт}$	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

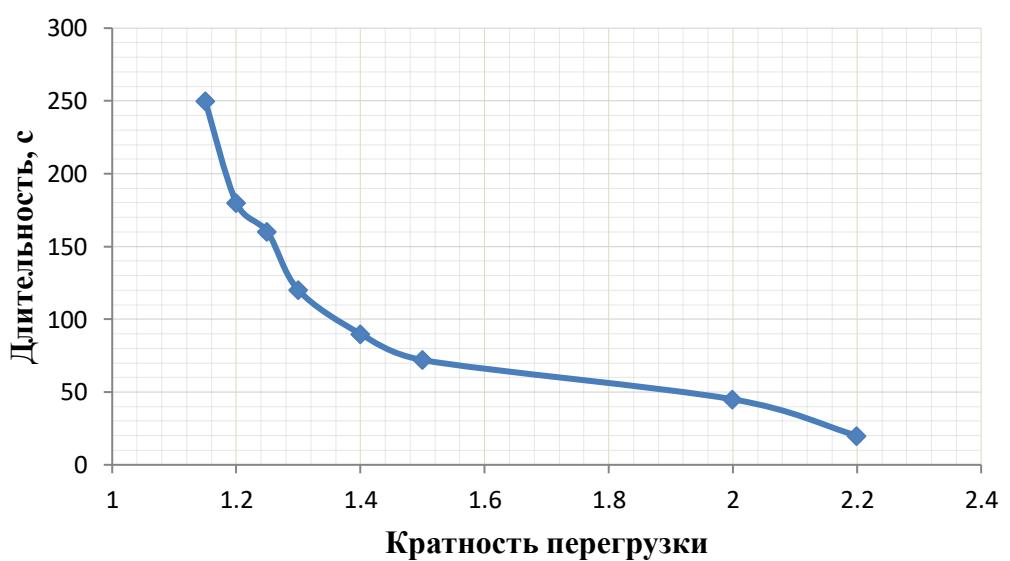


Рисунок 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.OTC} = \frac{2,15 \cdot I_{HOM.P.}}{0,98} = 2,19 I_{HOM.P.} \quad (5.47)$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равного  $K_{cx} = 0,816$  (по переменному току).

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

## **6 Компоновка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Состав и компоновка гидроузла**

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- станционная часть плотины;
- правобережная бетонная плотина;
- левобережная бетонная плотина;
- приплотинное здание.

### **6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины**

#### **6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения**

Согласно СНиП «Гидротехнические сооружения. Основные положения», назначаем класс сооружения II.

- Бетонная, железобетонная плотина на скальном основании высотой от 25 до 60 м - III класс;
- Установленная мощность ГЭС - 336 МВт - II класс;
- Число жителей в НБ плотины более от 500 до 3000 человек - II класс.

#### **6.2.2 Определение отметки гребня бетонной плотины**

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,6$  м.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

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

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра. При  $V = 12$  м/с  $k_w = 1,38 \cdot 10^{-6}$ ;

$V$  – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

$L$  – длина разгона волны, м;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров,  $\alpha = 0$ ;

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{559 - 509}{2} = 25 \text{ м} \quad (6.3)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле (6.2) :

$$\Delta h_{\text{сет}} = 1,38 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{12^2 \cdot 9500}{9,81 \cdot 25} = 7,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V} \quad (6.4)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2} \quad (6.5)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t = 6$  ч.

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 9500}{12^2} = 647,19$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{12} = 17658$$

Далее по графику [8] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ ) и значениям  $\frac{g \cdot t}{V}$  и  $\frac{g \cdot L}{V^2}$  определяются параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$ .

Определяемые значения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,04;$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,039;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 2,7;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 2,6.$$

Из полученных значений выбираем минимальные.

Отсюда:

$$\bar{h} = \frac{0,039 \cdot V^2}{g} = \frac{0,039 \cdot 12^2}{9,81} = 0,57 \text{ м} \quad (6.6)$$

$$\bar{T} = \frac{2,6 \cdot V}{g} = \frac{2,6 \cdot 12}{9,81} = 3,18 \text{ с} \quad (6.7)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{3,18^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 15,80 \text{ м} \quad (6.8)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d \quad (6.9)$$

$25 > 7,9$  т.е. условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

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

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [8] в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V^2}$ ,  $K_i = 2,12$ :

По формуле (6.10) :

$$h_{1\%} = 0,57 \cdot 2,12 = 1,21 \text{ м}$$

Определим отметку гребня бетонной плотины по формуле:

$$\nabla \Gamma \text{БП} = \nabla \text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a \quad (6.11)$$

$$\nabla \Gamma \text{БП} = 559 + 1,21 + 7,7 \cdot 10^{-3} + 0,6 = 560,81$$

## 6.3 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

В таблице 6.1 приведены данные для расчета ширины водосливного фронта.

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчета

$Q_{1\%} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{0,1\%} \text{ м}^3/\text{с}$	Отметка дна м	$Q$ агрегата $\text{м}^3/\text{с}$	НПУ м	ФПУ м	УНБ м, $Q_{1\%}$
3579	4109	509	127,2	559	560	518

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{осн.р}} = Q_{\text{max,осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\Gamma A} \quad (6.12)$$

где  $Q_{\text{max,осн}}$  — максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений;

$Q_{\Gamma A} = 148,38 \text{ м}^3/\text{с}$  — расчётный расход через гидроагрегат ГЭС;

$n=6$  — количество проектируемых ГА.

$$Q_{\text{осн.р}} = 3579 - (6 - 1) \cdot 148,38 = 2837,1 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.р}}}{q_B} = \frac{2837,1}{56,25} = 50,44 \text{ м} \quad (6.13)$$

где  $q_B$  — удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 45 = 56,25 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.14)$$

где  $q_p$  — удельный расход на рисберме:

$$q_p = [\vartheta_h] \cdot h_{H6} = 5 \cdot 9 = 45 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.15)$$

где  $h_{H6}=9$  — глубина воды в нижнем бьефе, при  $Q_{\text{осн.макс}} 1\%$ .

$[\vartheta_h] = 5 \text{ м}/\text{с}$  — допустимая скорость на рисберме, при скальном основании.

Ширину водосливного фронта принимаем  $B = 54 \text{ м}$ : 6 пролетов по 9 метров. Каждый бык является разрезным.

Толщина быка по Березинскому:

$$d \geq (0,2 \div 0,25) \cdot b, \quad (6.16)$$

$$d \geq (0,2 \div 0,25) \cdot 9 \text{ м},$$

$$d \geq (1,8 \div 2,25) \text{ м.}$$

Выбираем бык с  $d=3 \text{ м}$ .

Итоговая ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 9 \cdot 6 + (6 - 1) \cdot 3 = 69 \text{ м} \quad (6.17)$$

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{2837,1}{0,49 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,37 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $m$  - коэффициент расхода, для водосливной плотины практического безвакуумного профиля,  $m = 0,49$  (см. рис 6. 1.);

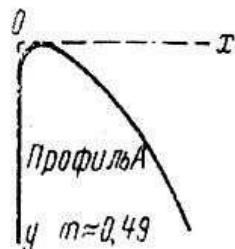


Рисунок 6.1 – Очертание оголовка водосливной плотины

С учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{2837,1}{0,49 \cdot 0,87 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,18 \text{ м} \quad (6.19)$$

где  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле;

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления, первоначально предполагаем, что подтопления водослива нет и принимаем равным 1,0;

При наличии раздельного устоя между водосливной плотиной и зданием ГЭС с одной стороны плотины и берегового устоя с другой стороны коэффициент бокового сжатия определяется:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon_0 \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{8,37}{9} = 0,87 \quad (6.20)$$

где  $\varepsilon_0 = 0,7$  – коэффициент, учитывающий форму быков в плане – принимаем окружную форму для уменьшения сопротивления потоку.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 9,18 - \frac{1,1 \cdot 0,82^2}{2 \cdot 9,81} = 9,14 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где  $\alpha=1,1$ - коэффициент Кориолиса,

$v_0$  – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1)d)} = \frac{2837,1}{(559 - 509) \cdot (54 + (6-1) \cdot 3)} = 0,82 \text{ м/с} \quad (6.22)$$

где  $d$  – толщина быка, которая была принята ранее.

Округляем до  $H_{\text{CT}}$ :  $H_{\text{CT}} = 10$  м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \Gamma \text{В} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{CT}} = 559 - 10 = 549 \text{ м} \quad (6.23)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla \Gamma \text{Б} = \nabla \Gamma \text{В} + 1,6 \cdot H = 549 + 1,6 \cdot 10 = 565 \text{ м} \quad (6.24)$$

### 6.3.3 Выбор гребня плотины

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка, устанавливаем проектную отметку гребня плотины, наибольшую из:  $\nabla \Gamma \text{БП}$  и  $\nabla \Gamma \text{Б}$

$$\nabla \Gamma \text{БП} = 560,81 \text{ м} ;$$

$$\nabla \Gamma \text{Б} = 565,00 \text{ м.}$$

Следовательно  $\nabla \Gamma \text{П} = \nabla \Gamma \text{Б} = 565,00 \text{ м.}$

### 6.3.4 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{max повер}} - Q_{\text{ГЭС}}, \quad (6.25)$$

где  $Q_{\text{max повер}}$  – максимальный расчётный расход, при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений [6, 5.4 табл.2];

$$Q_{\text{р.пов}} = 4109 - 6 \cdot 148,38 = 3218,72 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода :

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{3218,72}{0,49 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,10 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{п.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{3218,72}{0,49 \cdot 0,87 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,99 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{п.пов}}}{(\nabla \Phi_{\text{ПУ}} - \nabla \Phi_{\text{ДНА}}) \cdot (B + (n-1)d)}, \quad (6.28)$$

где  $\nabla \Phi_{\text{ПУ}}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно  $\nabla \Phi_{\text{ПУ}} = 560$  м.

$$v_0 = \frac{3218,72}{(560-509) \cdot (54 + (6-1) \cdot 3)} = 0,91 \text{ м/с}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поворочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{ пов}}^2}{2g} = 9,99 - \frac{1,1 \cdot 0,91^2}{2 \cdot 9,81} = 9,94 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \Phi_{\text{ПУ}} = \nabla \Gamma_{\text{В}} + H_{\text{пов}} = 549 + 9,94 = 558,94 \text{ м} \quad (6.30)$$

Расчётная отметка  $\nabla \Phi_{\text{ПУ}}$  оказалась меньше заданной, следовательно отметки  $\nabla \Phi_{\text{ПУ}}$  равной 560 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

В таблицу 6.2 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива.

Таблица 6.2 – Координаты для построения оголовка бетонного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 10$  м

№ точки	x	y	x*	y*
1	0	0,126	0	1,134
2	0,1	0,036	0,9	0,324
3	0,2	0,007	1,8	0,063
4	0,3	0	2,7	0
5	0,4	0,006	3,6	0,054
6	0,5	0,027	4,5	0,243
7	0,6	0,06	5,4	0,54
8	0,7	0,1	6,3	0,9
9	0,8	0,146	7,2	1,314
10	0,9	0,198	8,1	1,782
11	1	0,256	9	2,304
12	1,1	0,321	9,9	2,889

Продолжение таблицы 6.2

№ точки	x	y	x*	y*
13	1,2	0,394	10,8	3,546
14	1,3	0,475	11,7	4,275
15	1,4	0,564	12,6	5,076
16	1,5	0,661	13,5	5,949
17	1,6	0,764	14,4	6,876
18	1,7	0,873	15,3	7,857
19	1,8	0,987	16,2	8,883
20	1,9	1,108	17,1	9,972

### 6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим вид данного гидравлического прыжка за водосливом.

Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + (n-1)d)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2837,1^2}{9,81 \cdot (54 + (4-1) \cdot 5)^2}} = 5,74 \text{ м} \quad (6.31)$$

Удельный расход в сжатом сечении:

$$q_c = \frac{Q_p}{n \cdot b + (n-1) \cdot d} = \frac{2837,1}{6 \cdot 9 + (6-1) \cdot 3} = 41,12 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.32)$$

Высота водосливной плотины:

$$C_B = \nabla \text{НПУ} + H_{ct} - \nabla \text{дна} = 559 - 10 - 509 = 40 \text{ м} \quad (6.33)$$

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(C_B + H_{02})}} = \frac{41,12}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81(40 + 9,18)}} = 1,47 \text{ м} \quad (6.34)$$

$$h''_c = \frac{h'}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{h_{kp}}{h'} \right)^3} - 1 \right] = \frac{1,47}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{5,74}{1,47} \right)^3} - 1 \right] = 15,32 \text{ м} \quad (6.35)$$

$h''_c > h_{H6}$ ;  $15,32 > 9$ , следовательно, отогнанный прыжок.

Так как грунт основания скальный и высота плотины  $> 40$  м, то принимаем гашение энергии способом свободно отброшенной струи.

### 6.3.6 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{\text{НБ}} + 2 = 10 + 2 = 12 \text{ м} \quad (6.36)$$

где  $h_{\text{НБ}} = 10 \text{ м}$  – глубина в НБ при  $Q = 0,1\%$ .  
Отметка носка:

$$\nabla \text{НОС} = \nabla \text{ДНА} + a = 509 + 12 = 521 \text{ м} \quad (6.37)$$

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 559 - 518 = 41 \text{ м} \quad (6.38)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НОС} = 559 - 521 = 38,00 \text{ м} \quad (6.39)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 38,00} = 24,57 \text{ м/с}, \quad (6.40)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,9$ .  
Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{41,12}{24,57} = 1,67 \text{ м}, \quad (6.41)$$

$$\text{где } q = \frac{Q_{\text{посн}}}{B} = \frac{2837,1}{69} = 41,12 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.42)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{24,57^2}{9,81 \cdot 1,67} = 36,85 \quad (6.43)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.44)$$

где  $K_a$  – коэффициент аэрации,  $K_a = 0,9$  (при  $Fr \geq 35$ ) ;  
 $\alpha$  – угол наклона носка,  $\alpha = 30^\circ$ .

$$L = 0,9 \cdot 38,00 \cdot 0,9^2 \cdot 0,866 \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{41,00}{38,00} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot 0,25}} \right) = 52,27 \text{ м}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы выполняется при условии  $L > 0,4 \cdot Z_0$ .

$$52,27 > 0,4*41;$$

52,27 м > 16,40 м – условие выполняется.

Глубина размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.45)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей, принимает  $d=1$  м.

$$t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}\right) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} \quad (6.46)$$

$$t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{36,85}\right) \cdot \sqrt{36,85} \cdot \sqrt[4]{\frac{9}{1}} \cdot 1,67 = 21,22 \text{ м}$$

$$h_{\text{раз}} = 21,22 - 9 = 12,22 \text{ м}$$

Расстояние до центра ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\tan \alpha_1}, \quad (6.47)$$

$$\text{где } \tan \alpha_1 = \sqrt{\tan^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.48)$$

$$\tan \alpha_1 = \sqrt{\tan^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 (0,5 \cdot 1,67 \cdot \cos 30^\circ + 12 - 9)}{24,57^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,70$$

$$L_1 = 52,27 + \frac{21,22}{0,70} = 82,58 \text{ м}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне не размытого русла:

$$b_p = 2,5h_{\text{kp}} + 3,7h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 5,74 + 3,7 \cdot 12,22 = 59,56 \text{ м} \quad (6.49)$$

## 6.4 Конструирование бетонной плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_\delta}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.50)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$\rho_w, \rho_\delta$  – плотность воды и бетона соответственно.

Высота плотины  $h$  равна:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 559 - 509 = 50 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где  $\nabla \text{под}$  – отметка подошвы

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{t g \varphi \left( \frac{\rho_\delta}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.52)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый для второго класса сооружений 1,20;

$t g \varphi$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,6.

Задаваясь различными значениями  $n$ , произведен расчёт и построен графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$ .

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины. Приравнивая выражения  $B_n^I$  и  $B_n^{II}$  находим искомую величину  $n$ . Графики пересекаются в точке  $n = 0,5$  и  $B_{\text{п}} = 41 \text{ м}$ .

#### 6.4.2 Разрезка плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. На скальном основании швы обеспечивают свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м. Принимаем расстояние между швами равным 12 метров. Разрез делаем по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

### **6.4.3 Быки**

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Толщина разрезного быка  $d=3$  м.

Толщина пазового перешейка  $d_0=0,95$  м.

Размеры паза для рабочих затворов  $0,55*1,15$

Размеры паза для ремонтных затворов  $0,5*0,5$  м.

Пазы ремонтных затворов со стороны ВБ размещаются на расстоянии 1,5 метра от рабочего затвора.

### **6.4.4 Ширина гребня**

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 3м, проезжую часть шириной – 6м и место под кран – 6м. Общая ширина сооружения по гребню 15 м. Ширина плотины по гребню может изменяться при расчетах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

### **6.4.5 Устои**

Устраиваются разделительные устои между станционной и водосливной частями плотины. Так как высота плотины больше 35 метров, поэтому сопряжение бетонной плотины с грунтовой осуществляют за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую плотину.

### **6.4.6 Дренаж тела бетонных плотин**

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 30 см.

Расстояние между осями дрен – 3 метра.

Горизонтальные дрены прямоугольного сечения площадью  $800 \text{ см}^2$  располагаются по высоте плотины через 3 метра.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа  $a_{dp}$ , а также до верховой грани продольной галереи принимается равным 3 метра, при условии соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{kp,m}}, \quad (6.53)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности для второго класса сооружений 1,20;

$I_{kp,m}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины,

$I_{kp,m} = 25$

$H_d$  – напор над расчетным сечением,

$$H_d = \Delta \text{НПУ} - \Delta K = 559 - 511 = 48 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где  $\Delta K$  – отметка пола цементационной галереи.

$$3 \geq \frac{48 \cdot 1,20}{25} = 2,30 \text{ м}$$

#### 6.4.7 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 15 м по высоте.

Размеры галерей принимаем: смотровая-  $1,5 \times 2$  м ; буровая –  $3 \times 4$  м. От подошвы до нижней галереи расстояние 2 м.

#### 6.4.8 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлена на рисунке 6.2.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\pi} = 0,1 \cdot 41 = 4,1 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где  $B_{\pi}$  – ширина подошвы плотины.

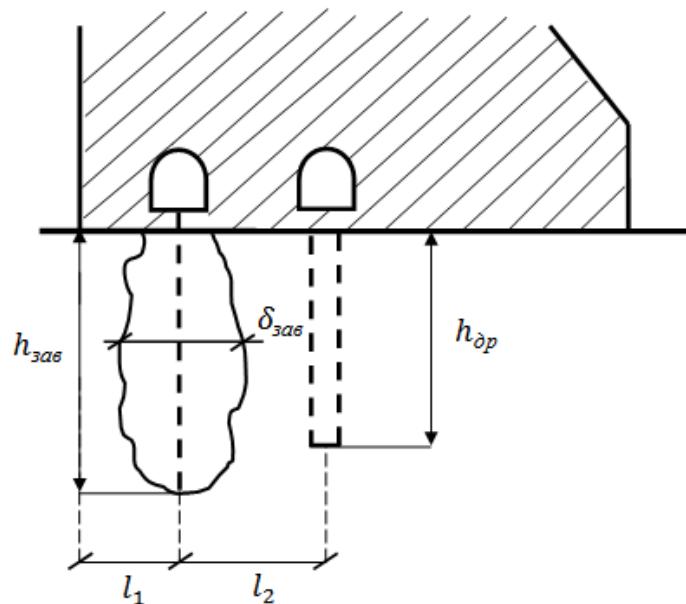


Рисунок 6.2 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно  $l_2 = 5$  м.  
Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,7 \cdot 49 = 34,3 \text{ м}, \quad (6.56)$$

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

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБmin} = 559 - 510 = 49 \text{ м} \quad (6.57)$$

где  $\nabla \text{НБmin} = 510$  – минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h, \quad (6.58)$$

где  $\Delta H$  – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}} = 15$  – критический градиент напора на скальном основании;

$\gamma_h = 1,20$  – коэффициент надёжности для второго класса сооружений.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании находим  $\Delta H$ :

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.59)$$

где  $H_d$  – полный фильтрационный напор;

$H_{as}$  – напор на цем. завесе (рассчитано в п. 6.5.6).

$$\Delta H = 49 - 19,60 = 29,40 \text{ м}$$

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{29,40}{15} \cdot 1,20 = 2,35 \text{ м}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 34,30 = 17,15 \text{ м} \quad (6.60)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,3 м, расстояние между ними 2,5 м.

## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.5.1 Статические расчеты плотины

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий.

Основной расчетный случай - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем бьефе (при  $Q_{\text{вх}} = 220 \text{ м}^3/\text{с}$ )

### 6.5.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы  $G_{\text{пл}}$  определяются в программе AutoCAD.

$$S_{\text{пл}} = 1027,95 \text{ м}^2, S_6 = 1311,64 \text{ м}^2$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b+d} = \frac{1027,95 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9+3} = 18151,54 \text{ кН/м} \quad (6.61)$$

где  $b=9 \text{ м}$ , ширина пролёта;  
 $d=3 \text{ м}$ , толщина быка;  
 $\rho_6=2400 \text{ кг/м}^3$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot d \cdot g \cdot \rho_6}{b+d} = \frac{1311,64 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9+3} = 7720,31 \text{ кН/м} \quad (6.62)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g \quad (6.63)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi_{\text{ПУ}} - \nabla \Gamma_{\text{В}} + 0,5) \cdot b = (559 - 549 + 0,5) \cdot 9 = 94,5 \text{ м}^2 \quad (6.64)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 94,5 \sqrt{94,5} \cdot 9,81 = 495,65 \text{ кН}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+d} = \frac{495,65}{9+3} = 41,30 \text{ кН/м.} \quad (6.65)$$

### 6.5.3 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа для основного случая:

$$T_B = \frac{g \cdot H_B^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 50^2 \cdot 1000}{2} = 12262,50 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.66)$$

где  $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 559 - 509 = 50 \text{ м}$

С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot H_H^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 1^2 \cdot 1000}{2} = 4,91 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.67)$$

где  $H_H = \nabla \text{НБ}_{\min} - \nabla \text{подошвы} = 510 - 509 = 1,00 \text{ м}$

### 6.5.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления определяется по формуле:

$$W_{B3B} = \rho_B \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 41 = 402,21 \text{ кН}. \quad (6.68)$$

где  $S_{\text{эп}}$  - площадь эпюры взвешивающего давления,  $S_{\text{эп}} = 41 \text{ м}^2$ .

### 6.5.5 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.69)$$

где  $h_0$  по формуле :

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,21^2}{15,80} = 0,29 \text{ м}. \quad (6.70)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,21 \left( \frac{15,80}{3,14} + \frac{0,29}{2} \right) = 30,72 \text{ кН}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{15,80}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,21 = 2,06 \text{ м} \quad (6.71)$$

### 6.5.6 Фильтрационные расчёты

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla \text{НПУ} = 559$  м, нижнего бьефа -  $\nabla \text{УНБ}_{\min} = 510$  м, при пропуске водохозяйственного расхода  $Q_{\text{вхк}} = 220 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании по СНиП 2.06.06-85 «Плотины бетонные и железобетонные» (II класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (6.72)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15 \quad (6.73)$$

где  $H_{as}$  – напор на цем. завесе;

$H_{dr}$  – напор на дренаже.

Зная величину  $H_d = 559 - 510 = 49$  м, вычисляем из соотношений  $H_{as}$  и  $H_{dr}$ .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 49 = 19,60 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 49 = 7,35 \text{ м}$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 325,24 = 3190,60 \text{ кН} \quad (6.74)$$

Эпюра пьезометрического напора представлена на рисунке 6.3.

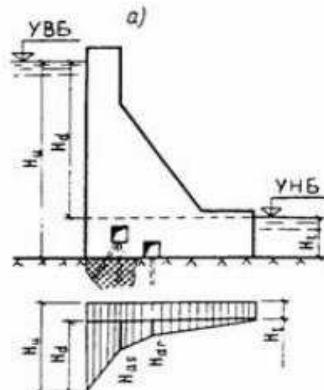


Рисунок 6.3 – Эпюра фильтрационного противодавления для плотин на скальном основании

### 6.5.7 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_h}{2} \right) = 10 \cdot 4 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 19,61 \text{ кН/м}^2, \quad (6.75)$$

где  $\gamma_h$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $\gamma_h = 10 \text{ кН/м}^2$ ,

$h_h$  – толщина слоя наносов,  $h_h = 4 \text{ м}$ ,

$\varphi_h$  – угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_h = 20^\circ\text{C}$ .

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_h = \frac{(p_h \cdot h_h)}{2} = \frac{19,61 \cdot 4}{2} = 39,22 \text{ кН} \quad (6.76)$$

### 6.6 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «–», растягивающие – со знаком «+»

В таблице 6.3 указаны основные нагрузки на плотину [14].

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	Сила, кН	$\gamma_f$	Сила', кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	12262,5	1	12262,50	16,67	204415,88
Тн	4,91	1	4,91	0,33	-1,62
Gб	7720,31	0,95	7334,30	8,03	-58894,41
Gпл	18151,54	0,95	17243,96	5,15	-88806,41
Wвзв	402,21	1	402,21	0	0,00
Wф	3190,60	1	3190,60	11,34	36181,45
Eh	39,22	1,2	47,06	1,33	62,60
qз	41,30	0,9	37,17	17,93	-666,53
Wволн	30,72	1	30,72	47,94	1472,72
$\Sigma N$			21022,62		
$\Sigma M$					93763,67

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{21022,62}{41} + \frac{6 \cdot 93763,67}{41^2} = -178,08 \text{ кПа}, \quad (6.77)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $B$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.78)$$

$$\sigma_x^u = -178,08 \cdot 0 - 10 \cdot 50 \cdot (1 - 0) = -500 \text{ кПа}$$

где  $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;  
 $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 559 - 509 = 50 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;  
 $m_u = \operatorname{ctan} \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью,  $\operatorname{ctan} \alpha_1 = 0$ .

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.79)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.80)$$

$$\sigma_1^u = -178,08 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 50 \cdot 0 = -178,08 \text{ кПа}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 50 = -500 \text{ кН/м}^2 \quad (6.81)$$

Для низовой грани аналогично:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{21022,62}{41} - \frac{6 \cdot 93763,67}{41^2} = -847,42 \text{ кПа} \quad (6.82)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.83)$$

$$\sigma_x^t = -847,42 \cdot 0,65^2 - 10 \cdot 1,00 \cdot (1 - 0,65^2) = -363,81 \text{ кН/м}^2,$$

где  $m_t = \operatorname{ctan} \alpha_2$  - заложение низовой грани  $\operatorname{ctan} \alpha_2 = 0,65$ ;  $\alpha_2 = 37^\circ$   
 $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{подошвы} = 510 - 509 = 1,00 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.84)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 1,00 - 847,42) \cdot 0,65 = -544,32 \text{ кН/м}^2$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.85)$$

$$\sigma_3^t = -847,42 \cdot (1 + 0,65^2) + 10 \cdot 1,00 \cdot 0,65^2 = -1201,23 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 1,00 = -10,00 \text{ кН/м}^2 \quad (6.86)$$

Значения напряжений приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	$\sigma_y^u$	-178,08
	$\sigma_x^u$	-500,00
	$\tau_{xy}^u$	0,00
	$\sigma_1^u$	-178,08
	$\sigma_3^u$	-500,00
Низовая	$\sigma_y^t$	-847,42
	$\sigma_x^t$	-363,81
	$\tau_{xy}^t$	-544,32
	$\sigma_1^t$	-10,00
	$\sigma_3^t$	-1201,23

### 6.6.1 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.87)$$

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

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

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая, при скальных грунтах  $\gamma_c = 0,90$ ;

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 1201,23}{0,90} = 1601,64 \text{ кН/м}^2.$$

Класс бетона В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ ,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 1601,64 \text{ кН/м}^2.$$

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.88)$$

$$-178,08 \text{ кН/м}^2 < 0 - \text{условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.89)$$

$$178,08 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 50$$

$$178,08 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} > 125 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

## 6.7 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.90)$$

$$\text{где } R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взв}} - W_{\phi} + q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega \quad (6.91)$$

$$R = (17243,96 + 7334,30 - 402,21 - 3190,60 + 37,17) \cdot 0,6 + \\ + 100 \cdot 41 = 16303,57 \text{ кН/м}$$

где  $\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая, при скальных грунтах  $\gamma_c = 0,95$ ;

$\tan\varphi = 0,6$  – внутреннее трение для скалы в основании (песчаник);

$c = 90 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\Pi} \cdot 1 = 41 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.

$$F = T_B - T_H + W_{\text{вол}} + E_H = 12262,5 - 4,91 + 30,72 + 47,06 = \\ 12335,38 \text{ кН/м.} \quad (6.92)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{16303,57 \cdot 0,95}{12335,38 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$1,26 \geq 1,25$  – условие выполняется.

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий

по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник ГЭС. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется КИА. В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам, определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

### **7.2 Охрана труда**

Сооружения и оборудование ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

При этом компании (организации), создающие и эксплуатирующие ГЭС, обязаны предусмотреть защиту работников и в зонах возможного затопления ГЭС.

У компаний (организации) ГЭС на случаи возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы

технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. В мероприятиях должны учитываться конкретные специфические особенности ГЭС. При необходимости (в случае реализуемой возможности) ими должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

Для каждой ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения.

Устанавливаемое оборудование ГЭС и его комплектующие должны иметь сертификат соответствия требованиям безопасности.

Компании (организации) ГЭС несут ответственность за состояние охраны труда и безопасности (далее - ОТ и Б) на ГЭС и должны обеспечить контроль соблюдения требований настоящего стандарта, требований инструкций по охране труда, проведением инструктажей и тренировок для отработки навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, а также навыков по закрытию вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

Компании (организации) должны проводить работу с персоналом согласно Правилам работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации.

Компании (организации) ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки:

а) соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности;

б) знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;

в) знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

г) соблюдения работниками норм ОиБТ;

д) правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

Компании (организации) ГЭС обязаны:

а) способствовать соблюдению работниками гигиены труда на рабочих местах, в производственных помещениях, на территориях и акваториях,

б) создавать на ГЭС условия труда, соответствующие гигиеническим нормативам условий труда из руководства по гигиенической оценке факторов рабочей среды [3].

Работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда.

Работник обязан немедленно докладывать непосредственному, а в его отсутствие - вышестоящему руководителю о любом несчастном случае, произшедшем на производстве, о признаках профессионального заболевания, а также о ситуации, которая создает угрозу жизни и здоровью людей.

При несчастном случае на соответствующем рабочем месте должны быть сохранены обстановка и состояние оборудования такими, какими они были в момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью персонала и не приведет к повреждению оборудования ГЭС.

В каждой рабочей зоне должны быть в наличии средства, необходимые для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае.

Требования к персоналу:

- Персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования настоящего стандарта, руководствоваться и соблюдать его требования.

- Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России. Не разрешается допускать к обслуживанию сооружений и оборудования ГЭС работников, не прошедших медицинские осмотры.

### **7.3 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации законодательно закреплены в Федеральном законе от 21.12.1994 № 69-ФЗ. Требования к пожарной безопасности изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России [4].

В соответствии с Федеральным законом «О пожарной безопасности» ответственность за нарушение требований пожарной безопасности несут:

- лица, уполномоченные владеть, пользоваться или распоряжаться имуществом в том числе руководители организаций (гидрогенерирующих компаний, эксплуатирующих организаций);

- лица, в установленном порядке назначенные ответственными за обеспечение пожарной безопасности;

- должностные лица в пределах их компетенции.

Руководители эксплуатирующей организации обязаны:

- соблюдать требования пожарной безопасности, а также выполнять предписания, постановления и иные законные требования должностных лиц пожарной охраны;

- разрабатывать и осуществлять меры по обеспечению пожарной безопасности;
- проводить противопожарную пропаганду, а также обучать своих работников мерам пожарной безопасности;
- включать в коллективный договор (соглашение) вопросы пожарной безопасности;
- содержать в исправном состоянии системы и средства противопожарной защиты, включая первичные средства тушения пожаров, не допускать их использования не по назначению;
- оказывать содействие пожарной охране при тушении пожаров, установлении причин и условий их возникновения и развития, а также при выявлении лиц, виновных в нарушении требований пожарной безопасности и возникновении пожаров;
- предоставлять в установленном порядке при тушении пожаров на территориях гидроэлектростанций необходимые силы и средства;
- обеспечивать доступ должностным лицам пожарной охраны при осуществлении ими служебных обязанностей на территории, в здания, сооружения и на иные объекты гидроэлектростанций;
- предоставлять по требованию должностных лиц государственного пожарного надзора сведения и документы о состоянии пожарной безопасности на гидроэлектростанциях, а также о произошедших на их территориях пожарах и их последствиях;
- незамедлительно сообщать в пожарную охрану о возникших пожарах, неисправностях имеющихся систем и средств противопожарной защиты, об изменении состояния дорог и проездов;
- содействовать деятельности добровольных пожарных.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Все лица, поступающие работать на Чемальскую ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защит, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализирует о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренчераами – ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

## 7.4 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [42];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002[43];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999[44];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998[45];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996[46];
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ)[47];
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ)[48];
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»(21июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [49];
- Федеральный закон«Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [50];
- Федеральный закон«О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов»(20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ)[51];
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [52].

- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001[53];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [54];
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006[55];
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Адычанской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение населения из зоны затопления.

## **8 Технико – экономические показатели**

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- величина чистого дисконтированного дохода;
- внутренняя норма доходности.

### **8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии**

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии , при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	336,00	336,00	336,00	336,00
Число часов использования установленной мощности	4200	4200	4200	4200
Выработка электроэнергии, МВт·ч	117600	117600	117600	117600
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	98,00	98,00	98,00	98,00
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	117502	117502	117502	117502
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1292	1332	1371	1410
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	126,55	130,43	134,30	138,06
НДС к выручке, млн.руб.	19,30	19,90	20,49	21,06

### **8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии**

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2018 – 2043 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) с учетом реализованной электроэнергии.

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 рассчитываются, исходя из среднего срока

службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Фонд оплаты труда	255,2	85747,20
Прочие расходы	274,0	92064,00
Итого	529,2	177811,20

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования %

Этапы проекта	Величина,
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,20

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года (таблица 8.4).

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	45487,68
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	3184,63
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	923,17
Итого		49595,48

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Катунь, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876). Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу млн. руб.

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления	80,35	107,23	107,23	107,23	107,23
Расходы на страхование	23,58	27,53	26,50	25,48	24,45
Эксплуатационные затраты	103,13	171,88	177,81	177,81	177,81
Расходы на ремонт производственных фондов	1,47	1,72	1,86	2,39	2,29
Расходы на услуги регулирующих компаний	28,77	47,94	49,60	49,60	49,60
Налог на воду	7,21	13,24	13,93	13,93	13,93
Итого	244,51	369,55	376,73	376,84	375,31

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

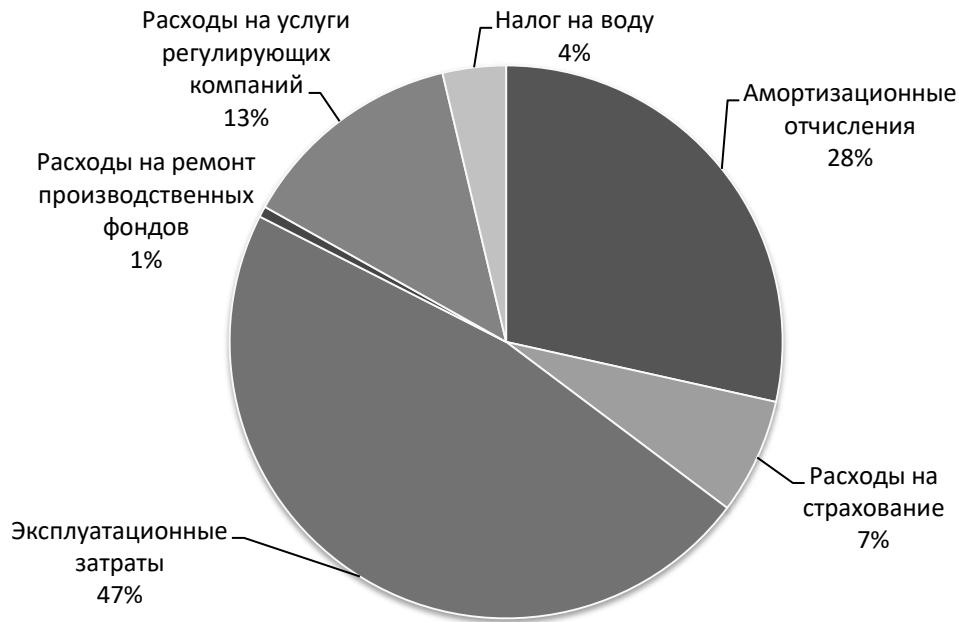


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;

- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.2.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2022–2026 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	491,34	508,53	526,68	543,40	559,56
НДС, млн.руб.	490,55	505,60	521,51	536,13	550,24
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91
Налог на имущество, млн.руб.	61,33	58,97	56,61	54,25	51,89
Итого	1065,13	1095,00	1126,71	1155,70	1183,61

#### 8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	1480,87	2555,47	2732,69	2815,79	2904,67
Текущие расходы, млн.руб.	244,51	369,55	376,73	376,44	375,31
ЕБИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	1236,36	2185,92	2355,96	2439,35	2529,36
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	20,61	36,43	39,27	40,66	42,16
NOPAT (Чистая прибыль), млн.руб.	1215,76	2149,49	2316,69	2398,69	2487,20
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 8.2.

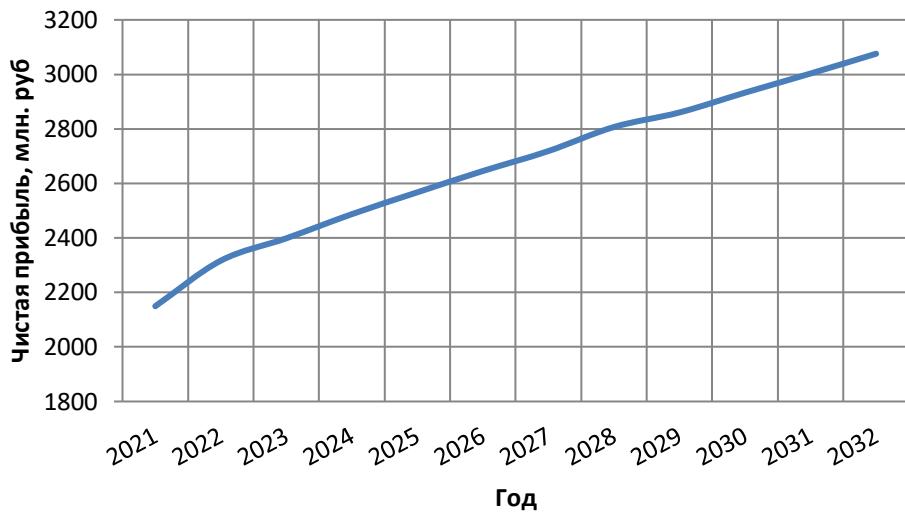


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

## 8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9).

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике», утвержденный 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) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», 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) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expert systems». Для целей финансово–экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Чемальской ГЭС на реке Катунь мощностью 336 МВт составляет 10 лет;
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

## **8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта**

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	52
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	12866,71
Индекс прибыльности – PI	6,81
Себестоимость, руб./кВт·ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб./кВт	19833,93

## **8.7 Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2018	2019	2020	2021	2022
В Федеральный бюджет, млн. руб.	22,91	25,84	469,73	885	967,05
В региональный бюджет, млн. руб.	0,81	22,27	49,02	126,98	135,42
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	23,72	48,11	518,75	1011,98	1102,46

## **8.8 Анализ чувствительности**

Инвестиции – это капитальные вложения, средства или затраты, которые используются для развития и расширения производства, тем самым принося выгоду, пользу или прибыль в конечном счете. Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов)

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты

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:

- стоимость строительства по проект;
- цены электроэнергии;
- ставки дисконтирования;
- иных существенных параметров (налоговых выплат, уровня инфляции и др.).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определились экспертизно. Увеличение стоимости строительства, увеличение ставки дисконтирования увеличивают величину тарифа. При увеличении объема реализации выработки электроэнергии тариф уменьшается. Результаты на рисунках 8.3-8.6.

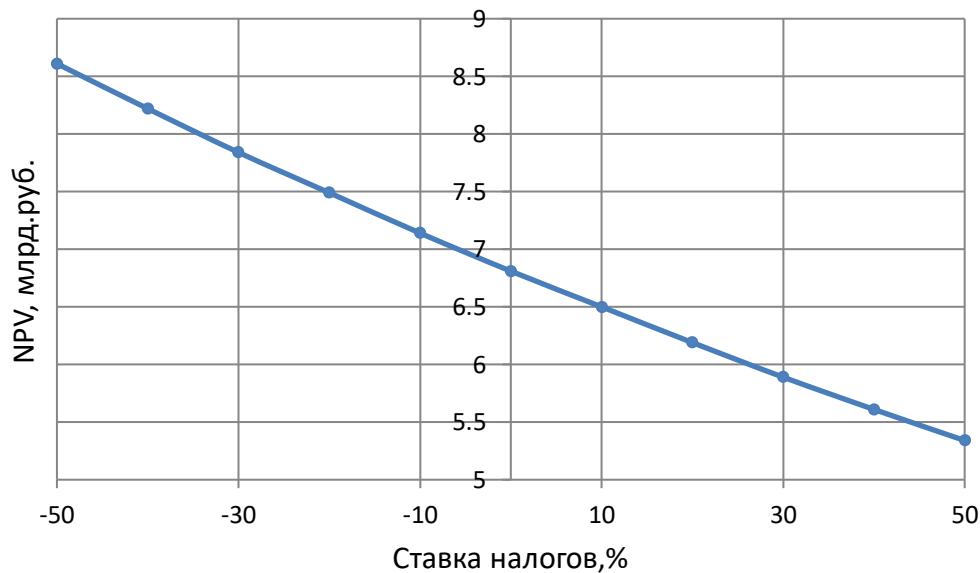


Рисунок 8.3 – Изменения NPV от изменения ставки налогов, %

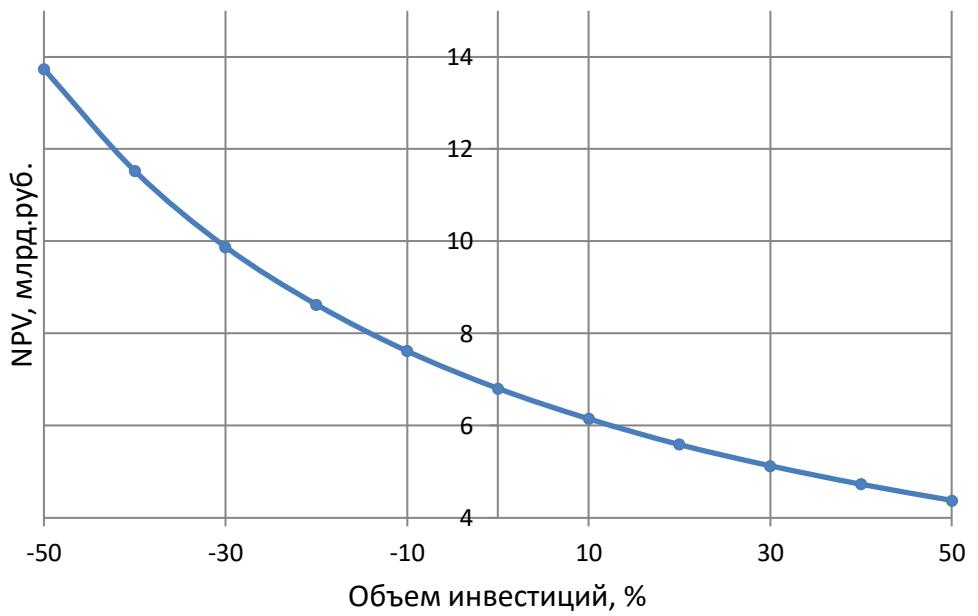


Рисунок 8.4 – Изменения NPV от изменения объёма инвестиций, %

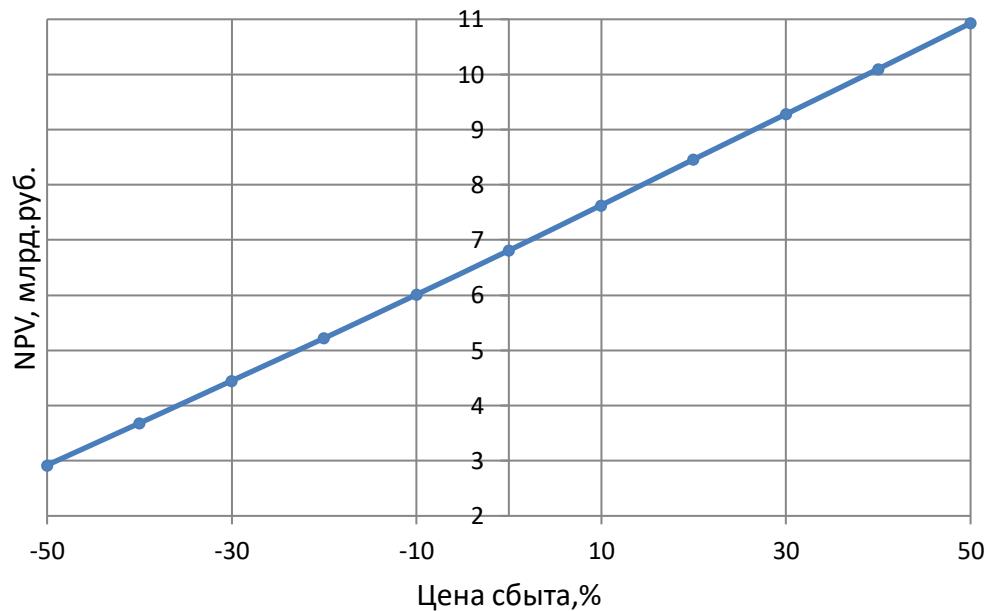


Рисунок 8.5 – Изменения NPV от изменения цены сбыта электроэнергии, %

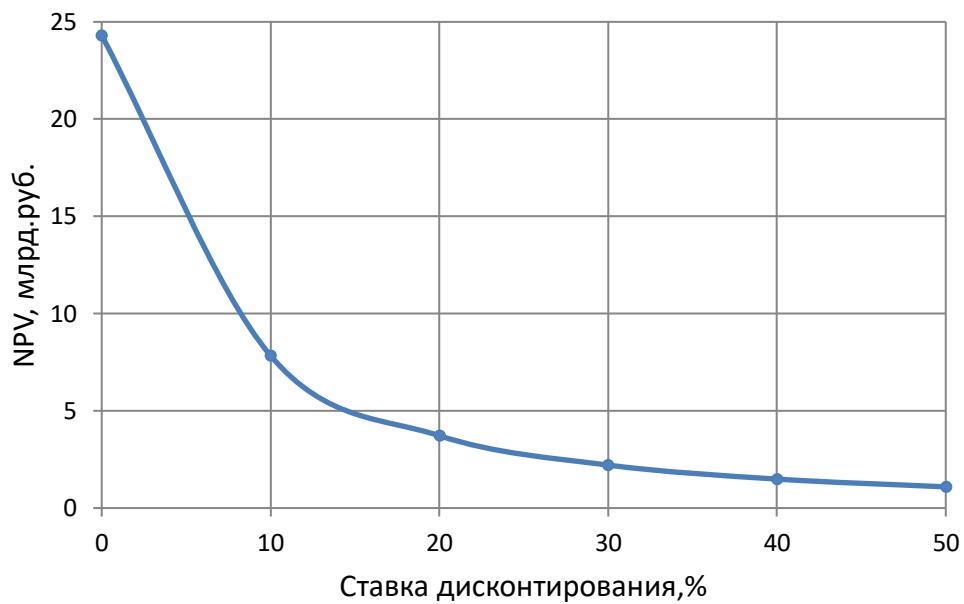


Рисунок 8.6 – Изменения NPV от изменения ставки дисконтирования, %

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- увеличение ставки дисконтирования;
- уменьшение цены электроэнергии;
- уменьшение налогов;
- увеличение инвестиций.

## **9 Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы**

### **9.1 Область применения**

Стандарт организации ПАО «РусГидро» «Гидроэлектростанции. Продление срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования», (далее – Стандарт) устанавливает правила и порядок продления срока службы основного оборудования гидроэлектростанций после выработки этим оборудованием срока службы, установленного организацией-изготовителем оборудования или нормативными документами, а также регулирует возникающие при этом отношения.

Требования Стандарта распространяются на следующие виды основного оборудования ГЭС и ГАЭС:

- гидротурбинные установки (насос-турбины);
- гидрогенераторы (генераторы-двигатели);
- силовые трансформаторы (реакторы).

### **9.2 Правила продления срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации**

#### **9.2.1 Требования к сроку службы основного оборудования**

В соответствии с ГОСТ 33272 по достижении основным оборудованием срока службы должны быть проведены мероприятия по оценке его технического состояния, на основании результатов которых определяется возможность продления срока службы (безопасной эксплуатации) или принимается решение о прекращении его эксплуатации.

Стандартом устанавливаются следующие нормативные сроки службы:

- для гидротурбин, изготовленных до 01.01.1991 срок службы не менее 30 лет, после 01.01.1991 – не менее 40 лет;
- для гидрогенераторов – не менее 40 лет;
- для трансформаторов, изготовленных до 01.01.2007 – не менее 25 лет, после 01.01.2007 - не менее 30 лет

Порядок продления сроков службы основного оборудования ГЭС включает следующие основные этапы:

- установление необходимости проведения работ по определению возможности продления срока безопасной эксплуатации
- разработку, согласование и утверждение программы работ по обследованию;
- проведение работ, предусмотренных программой, анализ полученной информации и результатов, выработку технического решения о возможности продления;

- составление и оформление заключения о возможности продления службы в установленном порядке;
- подготовку решений о возможности продления срока службы и, при необходимости, плана корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования на продлеваемый период;
- проведение эксплуатирующей организацией корректирующих мероприятий, предусмотренных решением о возможности продления срока безопасной эксплуатации.

### **9.3 Формирование рабочих органов для осуществления действий, связанных с продлением срока службы основного оборудования**

В целях осуществления действий, связанных с продлением срока службы основного оборудования создаются специальные рабочие органы:

- комиссии по техническому освидетельствованию (КТО);
- экспертно-техническая комиссия (ЭТК).

КТО должны быть созданы по каждому из видов оборудования, отработавшего свой срок (гидротурбинам, гидрогенераторам, трансформаторам).

Председателем КТО назначается технический руководитель Общества. В состав КТО по каждому виду оборудования должны быть включены специалисты соответствующих подразделений ГЭС и гидрогенерирующей компании (подробнее в СТО РусГидро 02.03.130-2015, п. 6.2.1- 6.2.2).

В состав ЭТК включаются специалисты Общества и представители государственных надзорных органов, организации-изготовителя оборудования. Председателем ЭТК и его заместителем назначаются должностные лица Общества, определяемые на основании и в соответствии с внутренними процедурами Общества (подробнее в СТО РусГидро 02.03.77-2015, п. 8.1).

Решение о продлении срока службы (или вывода из эксплуатации):

- гидротурбин и гидрогенераторов мощностью 5 МВт и выше и силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и выше – принимается ЭТК;
- гидротурбин и гидрогенераторов мощностью менее 5 МВт и силовых трансформаторов мощностью менее 6,3 МВА – принимается КТО.

### **9.4 Объем необходимых мероприятий по продлению срока службы основного оборудования**

#### **9.4.1 Мероприятия, выполняемые на гидроэлектростанциях**

В Филиалах Общества должны быть установлена необходимость проведения работ по определению возможности продления срока службы и разработан график проведения мероприятий по продлению срока службы основного оборудования. Должен быть проведен сбор, анализ и обобщение всей имеющейся информации о состоянии основного оборудования.

На основании представленной информации должна быть разработана программа работ по обследованию основного оборудования.

На основании проведенного обследования составляется заключение о техническом состоянии и возможности продления срока службы, и, при необходимости, плана корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования.

Заключение о техническом состоянии оборудования и возможности продления срока службы передается в комиссию по техническому освидетельствованию.

#### **9.4.2 Технического освидетельствование объекта**

Организация работы комиссии по техническому освидетельствованию регламентируется СТО РусГидро 02.03.130-2015.

Минимальный объем технического освидетельствования объекта включает:

- наружный и внутренний осмотр (при возможности проведения);
- проверку наличия и правильности ведения технической документации;
- анализ результатов обследований, проведенных специализированными организациями;
- проверку протоколов испытаний на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений;
- проверку фактических (рабочих) технических характеристик и конструктивных параметров на соответствие проекту, требованиям нормативной документации, проектным схемам;
- проверку выполнения мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту;
- проверку выполнения предписаний органов государственного контроля;
- проверку выполнения мероприятий, определенных по результатам расследования нарушений работы объекта, несчастных случаев при его обслуживании (при необходимости);
- проверку выполнения мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании объекта.

По результатам технического освидетельствования объекта дается оценка его технического состояния, определяется возможность его дальнейшей эксплуатации с определением мер, в случае необходимости, для её обеспечения и составляется акт технического освидетельствования соответствующего оборудования. Результаты технического освидетельствования заносятся в технический паспорт.

При замене гидротурбины (гидрогенератора, трансформатора) срок службы узлов оборудования, не подлежащих замене (закладные части гидротурбины, фундамент гидрогенератора, трансформатора и др.) продлевается на весь срок службы нового оборудования при обязательном наличии письменного подтверждения поставщика нового оборудования о

соответствии срока службы незаменённых узлов сроку службы вновь установленного оборудования.

#### **9.4.3 Работы, выполняемые Экспертно-технической комиссией**

ЭТК рассматривает отчетные документы, переданные филиалом и экспертное заключение, подготовленное экспертом по каждой единице основного оборудования;

На основании представленного пакета документов и заключения специализированной организации ЭТК принимает решение о возможности продления срока службы основного оборудования в зависимости от его технического состояния с учетом требований нормативных документов.

Продлеваемый срок службы основного оборудования должен быть увязан со сроками проведения его очередного (ближайшего) капитального ремонта, но не более чем на 7 лет.

#### **9.5 Требования к планированию деятельности по продлению срока службы основного оборудования**

В целях выполнения работ по продлению срока службы основного оборудования в каждом филиале разрабатывается график проведения мероприятий по продлению срока службы (безопасной эксплуатации) основного оборудования. Графиком Филиала должно быть предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

а) сбор, анализ и обобщение всей имеющейся информации о состоянии основного оборудования, его соответствии требованиям безопасности и надежности, установленным в нормативных документах;

б) проведение необходимых инструментальных обследований и испытаний основного оборудования с целью оценки его технического состояния;

в) проведение технического освидетельствования основного оборудования с проверкой выполнения предписаний органов государственного надзора.

#### **9.6 Программа работ по обследованию основного оборудования при продлении срока службы**

Целями и задачами проведения комплексного обследования технического состояния оборудования являются:

- объективная оценка его технического состояния по результатам проведенных измерений и проверок;

- определение возможности и целесообразности продления срока службы оборудования, выработавшего нормативный срок службы, его элементов и

конструктивных узлов, определяющих безопасность дальнейшей эксплуатации оборудования;

- выработку рекомендаций по ремонтному обслуживанию, проведению капитальных ремонтов и продолжению эксплуатации основного оборудования, включая введение при необходимости специальных эксплуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения, внеплановый ремонт и т.п.).

### **9.6.1 Состав и объем работ при оценке состояния гидротурбины**

Оценка состояния гидротурбины по результатам комплексного технического обследования должна охватывать следующие конструктивные узлы:

- спиральную камеру и статор;
- камеру рабочего колеса;
- рабочее колесо вместе с крепежем деталей;
- крышку турбины;
- направляющий аппарат и сервомоторы;
- турбинный подшипник и крепление к крышке турбины;
- вал турбины;
- статор и колонны статора;
- направляющий подшипник гидротурбины;
- маслоприемник;
- регулятор частоты вращения гидротурбины.

Программа работ по комплексному техническому обследованию должна включать:

- сведения об использовании и ремонтах гидротурбины, произведенным реконструкциям и заменам узлов, документации и опыта эксплуатации гидротурбины с учетом ее конструктивных особенностей, режимов работы, данных постоянного штатного контроля, результатов предшествующих испытаний;
- контроль состояния поверхностей рабочего колеса;
- обследование и оценку состояния крепежа деталей рабочего колеса;
- проведение дефектоскопии металла лопастей на входных, выходных и периферийных кромках, в зоне галтельных переходов, а также в местах трещин, обнаруженных при визуальном обследовании на лопастях и других деталях рабочего колеса;
- измерение зазоров между лопастями и камерой рабочего колеса;
- обследование и оценку состояния всей поверхности камеры рабочего колеса и сопрягающего пояса с регистрацией повреждений и дефектоскопией металла;
- обследование и оценку состояния турбинного подшипника, включая элементы крепления и уплотнения;

- обследование и оценку состояния направляющего аппарата; СТО РусГидро 02.03.77-2015 21

- обследование и оценку состояния подпятника с определением состояния рабочей поверхности сегментов;

- анализ и оценку результатов вибрационного контроля состояния гидротурбины;

- обследование и оценку состояния маслоприемника;

- обследование и оценку состояния системы регулирования гидротурбины;

- результаты энергетических испытаний гидроагрегата.

Конкретная программа работ по комплексному техническому обследованию устанавливается и утверждается техническим руководителем предприятия с учетом типа, технического состояния, срока службы, условий и опыта эксплуатации обследуемой и однотипных гидротурбин. определяющий методику измерений и испытаний.

### **9.6.2 Состав и объем работ при оценке состояния гидрогенератора**

Оценка состояния гидрогенератора по результатам комплексного технического обследования должна охватывать следующие конструктивные узлы:

- обмотка статора;

-стальные конструкции статора, включая активную часть статора (сердечник);

- стальные конструкции ротора;

- обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора;

- щеточно-контактный аппарат.

- подпятники гидрогенераторов крестовины и перекрытия

- направляющие подшипники

- косвенное охлаждение. воздухоохладители

- система торможения

- генератор регуляторный

- система теплового контроля

Программа работ по комплексному техническому обследованию должна включать:

- анализ ремонтной документации и опыта эксплуатации гидрогенератора с учетом его конструктивных особенностей, режимов работы, данных постоянного штатного контроля, результатов предшествующих испытаний;

- контроль состояния изоляции обмотки статора, ротора и цепей возбуждения; - испытания гидрогенератора на нагревание;

- вибрационные испытания гидрогенератора;

- технический осмотр гидрогенератора;

- контроль плотности прессовки пакетов активной стали;

- контроль формы воздушного зазора гидрогенератора;

- оценка теплового состояния паяных соединений головок лобовых частей обмотки статора;
- контроль состояния изоляции шихтованных листов активной стали сердечника статора и выявление опасных очагов замыкания листов;
- контроль исправности щеточно-контактного аппарата. СТО РусГидро 02.03.77-2015 28

Конкретная программа работ по комплексному обследованию устанавливается и утверждается техническим руководителем предприятия с учетом типа, технического состояния, срока службы, условий и опыта эксплуатации обследуемого и однотипных гидрогенераторов.

### **9.6.3 Состав и объем работ при оценке состояния трансформаторов**

Обследование трансформаторов в период проведения капитального (текущего) ремонта включает в себя:

- предварительный анализ материалов о работе конструктивных узлов трансформатора, нарушениях нормальных режимов работы и аварийных ситуациях, выявленных за предыдущий период эксплуатации;
- анализ условий эксплуатации обследуемого трансформатора на месте его установки;
- анализ особенностей конструкции обследуемого трансформатора, характерных дефектов и повреждений в трансформаторах аналогичного типа;
- сбор и анализ результатов измерения диагностических параметров узлов и систем трансформатора при периодическом контроле за время эксплуатации;
- проведение специальных диагностических измерений и испытаний на отключенном и расшинованном трансформаторе, на трансформаторе при рабочем напряжении в режимах холостого хода и при нагрузке;
- проведение в лаборатории физико-химического анализа показателей качества масла, а также хроматографических анализов растворенных газов и фурановых соединений в масле из бака трансформатора, РПН и вводов;
- обработку и анализ результатов измерений и испытаний, выполненных в рамках комплексного обследования и полученных ранее от организации-изготовителя, при монтаже, а также во время эксплуатации при периодическом контроле и после проведения ремонтных работ.

Заключение по результатам комплексного диагностического обследования должно содержать:

- выводы о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации обследуемого трансформатора;
- конкретные рекомендации по объему и срокам проведения ремонтных работ (при СТО РусГидро 02.03.77-2015 33 необходимости);
- рекомендации о содержании и сроках (периодичности) контроля узлов и систем обследуемого трансформатора при последующей эксплуатации;

Комплексные диагностические обследования трансформаторов целесообразно проводить:

- после 20-25 и более лет эксплуатации, т.е. в конце нормативного срока эксплуатации, а далее (при продлении срока службы) через 10-15 лет с учетом результатов периодического контроля;

- при обнаружении негативных изменений диагностируемых параметров в рамках периодического контроля или мониторинга, а также при необходимости решения вопроса о проведении капитального ремонта.

Программа работ по комплексному техническому обследованию должна включать:

- твердая изоляция; СТО РусГидро 02.03.77-2015 34
- масло из бака трансформатора, маслонаполненных вводов, бака контактора РПН;
- обмотки (включая систему прессовки) и отводы;
- магнитная система;
- устройства РПН и ПБВ;
- вводы; система охлаждения (включая маслонасосы, электродвигатели маслонасосов и вентиляторов);
- бак трансформатора и расширитель;
- система защиты и регенерации масла;

## **9.7 Анализ результатов испытаний и измерений**

Анализ результатов испытаний и измерений, выполненных в рамках комплексного обследования технического состояния гидротурбины, должен включать:

- оценку точности измерений контролируемых параметров;
- сравнение результатов измерений и расчетов (косвенных оценок) с допустимыми значениями, содержащимися в нормативно-директивных документах, например, в национальных стандартах и технических условиях на гидротурбины, в директивных материалах организаций-изготовителей, правилах [1] и т.д.;
- сравнения результатов измерений, выполненных в рамках комплексного обследования, с результатами предыдущих измерений в процессе эксплуатации и с результатами заводских и послеремонтных испытаний;
- оценку динамики изменения важнейших контролируемых параметров во времени (с использованием результатов ранее проводившихся измерений и расчетов параметров трендов).

Оценку технического состояния принимают на основе анализа всех результатов контроля и технических обследований для каждого конструктивного узла с учетом возможности и результатов устранения выявленных дефектов и/или замены изношенных узлов.

## **9.8 Требования к заключению о техническом состоянии основного оборудования**

Заключение о техническом состоянии основного оборудования по результатам комплексного технического обследования должно содержать:

- основные технические данные обследуемого оборудования;
- сведения о модернизации и ремонтах;
- сведения об осуществленных заменах основных узлов и причинах замен;
- сводку результатов предыдущих диагностических проверок, регламентных и специальных испытаний;
- сведения об имевших место повреждениях (дефектах) конструктивных узлов и методах, примененных при их устраниении;
- основные результаты измерений, испытаний и расчетов (в краткой форме) выполненных в рамках комплексного обследования;
- перечень основных дефектов, выявленных при проведении технического обследования, рекомендации по их устраниению;
- оценку технического состояния конструктивных узлов и оборудования в целом, возможность и условия его дальнейшей эксплуатации;
- заключение о возможности (не возможности) продления срока эксплуатации основного оборудования с желательным сроком продления.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Чемальского гидроузла на реке Катунь, который является сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1% и поверочного 0,1 % равных 3579 и 4109 м<sup>3</sup>/с.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 336 МВт и среднемноголетняя выработка 117,6 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 – 49 м;
- расчетный – 42 м;
- минимальный – 33 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 890,28 м<sup>3</sup>/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ50-В и ПЛД50. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидротурбинами ПЛ50-В-425.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-660/165-32 с номинальной активной мощностью 67,1 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с объединенными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (3 блока, 4 отходящих воздушных линий) ОРУ-220 кВ – «две рабочие и обходная система шин». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: трансформаторы ТДТН-63000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1000/10,5, для ВЛЭП – сталеалюминиевые провода марки АС 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств РЗиА в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи – 52,27 м;
- глухая бетонная плотина;
- станционная бетонная плотина ;
- правобережная и левобережная бетонные плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 509 м;
- число водосливных отверстий – 6;

- ширина водосливных отверстий – 9 м;
- отметка гребня –565 м ;
- ширина гребня –15 м;

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетаниях нагрузок; В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,20 ( нормативное значение для сооружений II класса – 1,20). Таким образом, плотина Чемальского гидроузла отвечает требованиям надежности. 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 ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 4,3 года;
- себестоимость -0,21 руб/кВт·ч ;
- удельные капиталовложения –19833,93 руб/кВт·ч.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Чемальской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Е.Ю. Затеева. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, , Б.И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ 2008. – 114с.
2. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой электрической системы» - Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
3. Затеева Е.Ю., Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов/ Е.Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11с.
4. Алюнов, А.Н. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения [Электронный ресурс] / А.Н. Алюнов. - Режим доступа: <https://online-electric.ru>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И.Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций./Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. – Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю.С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие/ Ю.С. Васильев, Г.А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Кузнецов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов/ Д.А.Кузнецов, И.Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.
9. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы . Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
10. Каталог «Трансформаторы силовые масляные трёхфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ООО "Тольяттинский Трансформатор"». – Режим доступа: <http://transformator.com.ru/>
11. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
12. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены– Режим доступа: [http://www.fstrf.ru/tariffs/info\\_tarif/electro/actual\\_price/1/](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/)
13. СТО 56947007-29.240.014-2008 Электроэнергетические системы. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35 - 750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10 - 750 кВ. Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.

14. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций – Введ. 28.09.2017 -ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
15. Толстихина Л. В. Параметра электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно Шушенский филиал, 2010 – 180 с.
16. СП 58.13330. 2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва:ОАО ЦПП, 2012 – 40 с.
17. СП 38.13330 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*.–Введ. 01.01.2013–Москва: ОАО ЦПП, 2011.–80с.
18. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р. Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982.–672 с.
19. Большаков, В.А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов/ В.А. Большаков, Ю.М. Константинов, В.Н. Попов, В.Ю. Даденков. – Киев: Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
20. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
21. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012–69 с.
22. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
23. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
24. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг. Введ. 31.03.2008 – Москва «РусГидро», 2017 – 42с.
25. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
26. СТО РусГидро 02.03.77-2015 Продление срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования. – Введ. 27.07.2017. – Москва: «РусГидро», 2017 – 46 с.
27. СТО РусГидро 02.03.129-2015 Методические указания по организации обследований энергетических объектов. – Введ. 2017г. – Москва: «РусГидро», 2017 г. – 28 с.
28. СТО РусГидро 02.03.130-2015 Гидроэлектростанции.Техническое освидетельствование зданий и сооружений, технологических систем, основного

и вспомогательного оборудования. Нормы и требования. – Введ. 19.11.2015. – Москва: «РусГидро», 2015 г. – 70 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Катунь в створе Чемальской ГЭС с 1932 по 1981 гг.

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср.год
1932	125	115	110	187	1085	1362	1108	917	646	440	220	162	540
1933	100	95	100	393	730	927	840	870	580	230	185	125	431
1934	120	110	105	112	1168	1588	915	785	645	400	220	150	527
1935	80	80	105	208	1365	1431	1005	615	330	210	135	100	472
1936	100	94	90	126	622	2647	1417	929	510	320	209	130	600
1937	92	90	95	176	1152	2210	1402	807	630	359	180	125	610
1938	105	100	100	453	1879	1510	1790	1061	766	500	220	135	718
1939	84	83	90	206	1455	1398	1511	787	365	299	154	110	545
1940	113	103	93	271	1011	1632	945	826	615	380	220	145	530
1941	120	109	98	356	1370	2031	1292	814	725	480	340	157	658
1942	97	94	102	146	898	2091	1224	982	515	350	185	129	568
1943	85	85	94	256	1060	1706	995	799	395	250	156	109	499
1944	87	84	91	209	1116	1720	1323	692	486	300	172	119	533
1945	73	72	87	476	1057	841	637	650	295	199	120	96	384
1946	184	149	138	297	814	2181	1310	1139	1085	779	409	248	728
1947	100	90	100	271	1191	2043	1908	1052	596	370	204	130	671
1948	80	79	90	271	987	1700	1279	760	375	290	141	100	513
1949	86	84	90	256	1151	1781	1230	716	435	269	154	110	530
1950	88	84	95	111	1591	1567	948	786	486	250	162	110	523
1951	71	70	85	256	1107	850	783	505	255	194	120	93	366
1952	91	88	100	181	1363	2237	1719	679	525	260	167	114	652
1953	80	78	90	159	1080	1151	779	569	355	219	143	104	401
1954	90	80	93	150	1242	1169	673	615	495	299	175	122	434
1955	105	66	59	237	1708	1951	1282	758	602	404	198	136	626
1956	88	82	90	256	1152	1782	1235	720	432	27	150	115	511
1957	130	139	117	187	665	2050	1116	1040	557	406	188	138	561
1958	130	120	71	219	1092	2141	2344	1315	748	425	255	170	753
1959	98	92	101	341	1127	1593	1227	781	503	302	176	150	541
1960	100	105	135	208	663	2141	1780	1180	705	359	207	124	642
1961	205	170	143	447	1045	1930	1372	1063	760	389	265	250	670
1962	90	85	97	271	1363	1086	715	641	350	229	199	151	440
1963	85	66	90	136	728	1586	868	608	360	249	234	131	428
1964	73	85	95	176	832	1556	1080	722	325	209	165	115	453
1965	147	141	110	226	1243	976	795	636	635	429	269	277	490
1966	74	77	97	220	864	3030	1652	848	495	299	169	119	662
1967	112	110	110	286	883	841	998	1119	675	434	203	139	493
1968	74	77	97	266	2748	884	882	484	305	218	158	119	526
1969	110	96	94	235	3099	2600	1674	807	638	516	274	190	861
1970	110	92	73	286	1366	1956	850	877	590	444	219	130	583
1971	92	85	92	247	1300	2066	1401	729	430	269	164	97	581
1972	110	80	85	306	1266	1768	927	696	455	299	161	120	523
1973	100	92	97	366	997	2591	1441	854	485	299	185	131	637
1974	75	75	90	366	869	736	671	503	288	201	119	95	341
1975	71	75	91	157	641	2340	1141	703	344	367	187	90	517
1976	114	129	129	187	1279	1220	884	722	430	537	177	140	496
1977	136	133	134	405	1035	1607	1064	933	464	450	256	166	565
1978	117	125	112	348	842	1288	830	740	238	273	160	97	431
1979	118	108	97	192	1103	1744	994	665	513	380	305	141	530
1980	108	103	108	174	1313	1447	1001	623	461	279	184	117	493
1981	107	91	91	289	1330	1172	782	561	426	273	138	125	449

## Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки

t	Суточный график		Интегральная кривая нагрузки			
	P <sub>зима</sub> , МВт	P <sub>лето</sub> , МВт	P <sub>зима</sub> , МВт	Э <sub>зима</sub> , млн. кВт·ч	P <sub>лето</sub> , МВт	Э <sub>лето</sub> , млн. кВт·ч
1	745	551	0,93	0,93	3,31	3,31
2	640	523	11,72	22,51	3,61	3,91
3	630	506	13,25	27,10	4,20	5,68
4	614	496	14,78	33,22	4,20	5,68
5	614	496	17,53	46,97	4,35	6,43
6	630	496	20,96	67,55	4,76	8,89
7	674	508	26,69	107,66	5,32	12,81
8	790	584	30,60	138,94	5,88	17,29
9	929	659	34,58	174,76	8,00	36,37
10	1022	722	36,74	196,36	8,19	38,27
11	999	785	39,80	230,02	9,64	54,22
12	933	746	43,52	274,66	9,82	56,38
13	892	716	48,88	344,34	18,98	175,46
14	894	728	60,61	508,56	30,86	341,78
15	955	753	74,98	724,11	43,96	538,28
16	915	730	92,48	1004,11	61,84	824,36
17	919	698	105,62	1227,49	83,50	1192,58
18	1064	734	121,26	1509,01	91,66	1339,46
19	1085	722	128,66	1649,61	104,84	1589,88
20	1043	703	144,08	1958,01	108,34	1659,88
21	1031	709	144,75	1972,08	118,61	1875,55
22	1000	728	147,99	2043,36	120,47	1916,47
23	918	747	153,83	2177,68	123,12	1977,42
24	777	667	1085,44	24536,32	784,62	17853,42

Таблица А.3 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P <sub>макс</sub> , МВт	1080	1041	974	896	829	790	790	829	896	974	1041	1080
P <sub>ср</sub> , МВт	859	833	786	732	686	659	658	685	732	785	832	859

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчеты

Таблица Б.1 – Величины, необходимые для расчета максимальных расходов заданной обеспеченности

Год	$Q \text{ м}^3/\text{сек}$	$m$	$Q_{\text{убыв}} \text{ м}^3/\text{сек}$	$K = \frac{Q}{Q_{\text{ср}}}$	$K-1$	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$	$P \%$
1932	1362	1	3030	1,807	0,807	0,651	0,525	1,4
1933	927	2	2647	1,578	0,578	0,334	0,193	3,4
1934	1588	3	2600	1,550	0,550	0,303	0,167	5,4
1935	1431	4	2591	1,545	0,545	0,297	0,162	7,3
1936	2647	5	2340	1,395	0,395	0,156	0,062	9,3
1937	2210	6	2237	1,334	0,334	0,111	0,037	11,3
1938	1510	7	2210	1,318	0,318	0,101	0,032	13,3
1939	1398	8	2181	1,300	0,300	0,090	0,027	15,3
1940	1632	9	2141	1,277	0,277	0,076	0,021	17,3
1941	2031	10	2141	1,277	0,277	0,076	0,021	19,2
1942	2091	11	2091	1,247	0,247	0,060	0,015	21,2
1943	1706	12	2066	1,232	0,232	0,054	0,012	23,2
1944	1720	13	2050	1,222	0,222	0,049	0,011	25,2
1945	841	14	2043	1,218	0,218	0,048	0,010	27,2
1946	2181	15	2031	1,211	0,211	0,044	0,009	29,2
1947	2043	16	1956	1,166	0,166	0,028	0,004	31,2
1949	1781	18	1930	1,151	0,151	0,023	0,003	35,1
1950	1567	19	1782	1,062	0,062	0,004	0,000	37,1
1951	850	20	1781	1,062	0,062	0,004	0,000	39,1
1952	2237	21	1768	1,054	0,054	0,003	0,000	41,1
1953	1151	22	1744	1,040	0,040	0,002	0,000	43,1
1954	1169	23	1720	1,026	0,026	0,001	0,000	45
1955	1951	24	1706	1,017	0,017	0,000	0,000	47
1956	1782	25	1700	1,014	0,014	0,000	0,000	49
1957	2050	26	1632	0,973	-0,027	0,001	0,000	51
1958	2141	27	1607	0,958	-0,042	0,002	0,000	53
1959	1593	28	1593	0,950	-0,050	0,002	0,000	55
1960	2141	29	1588	0,947	-0,053	0,003	0,000	56,9
1961	1930	30	1586	0,946	-0,054	0,003	0,000	58,9
1962	1086	31	1567	0,934	-0,066	0,004	0,000	60,9
1963	1586	32	1556	0,928	-0,072	0,005	0,000	62,9
1964	1556	33	1510	0,900	-0,100	0,010	-0,001	64,9
1965	976	34	1447	0,863	-0,137	0,019	-0,002	66,9
1966	3030	35	1431	0,853	-0,147	0,022	-0,003	68,8
1967	841	36	1398	0,834	-0,166	0,028	-0,005	70,8
1968	884	37	1362	0,812	-0,188	0,035	-0,007	72,8
1969	2600	38	1288	0,768	-0,232	0,054	-0,012	74,8
1970	1956	39	1220	0,727	-0,272	0,074	-0,020	76,8
1971	2066	40	1172	0,699	-0,301	0,091	-0,027	78,8
1972	1768	41	1169	0,697	-0,303	0,092	-0,028	80,8
1973	2591	42	1151	0,686	-0,314	0,098	-0,031	82,7
1974	736	43	1086	0,648	-0,352	0,124	-0,044	84,7
1975	2340	44	976	0,582	-0,418	0,175	-0,073	86,7
1976	1220	45	927	0,553	-0,447	0,200	-0,089	88,7
1977	1607	46	884	0,527	-0,473	0,224	-0,106	90,7
1978	1288	47	850	0,507	-0,493	0,243	-0,120	92,7
1979	1744	48	841	0,501	-0,498	0,248	-0,124	94,6
1980	1447	49	841	0,501	-0,498	0,248	-0,124	96,6
1981	1172	50	736	0,439	-0,561	0,315	-0,177	98,6

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Результаты расчета эмпирических кривых обеспеченности

m	P %	Qcp	годы	Qпол	годы	Qmi	годы
1	1,961	861	1969	2458	1969	411	1946
2	3,922	753	1958	1723	1958	329	1961
3	5,882	728	1946	1599	1966	298	1941
4	7,843	718	1938	1549	1947	297	1938
5	9,804	671	1947	1505	1968	279	1965
6	11,765	670	1961	1500	1952	269	1969
7	13,725	662	1966	1471	1973	268	1977
8	15,686	658	1941	1425	1955	267	1958
9	17,647	652	1952	1404	1936	259	1967
10	19,608	642	1960	1401	1938	251	1932
11	21,569	637	1973	1374	1971	243	1970
12	23,529	626	1955	1299	1942	243	1960
13	25,490	610	1937	1294	1960	243	1940
14	27,451	600	1936	1288	1939	233	1934
15	29,412	583	1970	1246	1941	233	1957
16	31,373	581	1971	1240	1937	233	1947
17	33,333	568	1942	1234	1961	232	1979
18	35,294	565	1977	1223	1950	230	1976
19	37,255	561	1957	1222	1956	226	1933
20	39,216	545	1939	1220	1949	226	1955
21	41,176	541	1959	1218	1946	220	1959
22	43,137	540	1932	1218	1957	219	1973
23	45,098	533	1944	1213	1944	218	1937
24	47,059	530	1940	1206	1975	202	1942
25	<b>49,020</b>	<b>530</b>	<b>1949</b>	<b>1182</b>	<b>1959</b>	<b>202</b>	<b>1972</b>
26	<b>50,980</b>	<b>530</b>	<b>1979</b>	<b>1182</b>	<b>1948</b>	<b>197</b>	<b>1936</b>
27	52,941	527	1934	1164	1972	194	1966
28	54,902	526	1968	1160	1977	194	1944
29	56,863	523	1950	1140	1943	193	1981
30	58,824	523	1972	1128	1970	192	1980
31	60,784	517	1975	1127	1979	191	1952
32	62,745	513	1948	1104	1935	188	1954
33	64,706	511	1956	1096	1980	186	1949
34	66,667	499	1943	1048	1964	185	1971
35	68,627	496	1976	1024	1932	184	1962
36	70,588	493	1967	1020	1934	184	1978
37	72,549	493	1980	1006	1940	179	1943
38	74,510	490	1965	961	1981	178	1948
39	76,471	472	1935	951	1962	177	1945
40	78,431	453	1964	948	1963	174	1939
41	80,392	449	1981	928	1976	173	1950
42	82,353	440	1962	925	1978	173	1975
43	84,314	434	1954	903	1967	169	1963
44	86,275	431	1933	895	1953	164	1968
45	<b>88,235</b>	<b>431</b>	<b>1978</b>	<b>857</b>	<b>1965</b>	<b>164</b>	<b>1974</b>
46	<b>90,196</b>	<b>428</b>	<b>1963</b>	<b>839</b>	<b>1954</b>	<b>156</b>	<b>1935</b>
47	92,157	401	1953	811	1951	155	1964
48	94,118	384	1945	789	1933	155	1956
49	96,078	366	1951	732	1945	154	1953
50	98,039	341	1974	629	1974	143	1951

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Результаты расчета режимов работы станции

T, мес.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q90%	117	125	112	348	842	1288	830	740	238	273	160	97
Qисп, м <sup>3</sup> /с						2	4	2	2			
Qлед, м <sup>3</sup> /с	20	20	0	-40	-60					20	20	20
Qфильтр, м <sup>3</sup> /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qшлюз, м <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Qсум, м <sup>3</sup> /с	21	21	1	-39	-59	3	5	3	3	21	21	21
Qпол быт, м <sup>3</sup> /с	96	104	111	387	901	1285	825	737	235	252	139	76
Qвхк, м <sup>3</sup> /с	215	215	215	215	429	429	429	429	215	215	215	215
1 режим работы: по водотоку												
Qпол быт, м <sup>3</sup> /с	96	104	111	387	901	1285	825	737	235	252	139	76
Zвб, м	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559
Zнб, м	509,5	509,5	509,5	511,0	512,6	513,9	512,3	512,0	510,2	510,3	509,7	509,4
H	49,03	48,99	48,95	47,49	45,90	44,59	46,17	46,50	48,30	48,21	48,81	49,13
Nбыт, МВт	42	46	49	165	370	513	341	307	102	109	61	33
2 режим работы: по требованию ВХК												
Qвхк, м <sup>3</sup> /с	220	220	220	220	440	440	440	440	220	220	220	220
Zвб, м	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559
Zнб, м	510,12	510,12	510,12	510,12	510,82	510,82	510,82	510,82	510,12	510,12	510,12	510,12
H, м	48,38	48,38	48,38	48,38	47,68	47,68	47,68	47,68	48,38	48,38	48,38	48,38
Nвхк, МВт	95	95	95	95	188	188	188	188	95	95	95	95
Nбыт-Nвхк, МВт	-53,16	-50	-46,65	69,30	182,52	325,36	153,29	119,04	6,33	13,48	-34,56	-62

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

T	Qбыт	Qф	Qвдхр	Qгэс	Qхол сбр	Qнб	Qвхк	Vвдхр			zвб			zнб	H	Nгэс	Nгэс	Э
								Vнач	дельта V	V k	zh	zk	zcp					
	m <sup>3</sup> /c	km <sup>3</sup>	km <sup>3</sup>	km <sup>3</sup>	m	m	m	m	m	MВт	MВт	млн кВт·ч						
ноябрь	139	1	334	473	0	474	220	8,0	0,9	7,1	559,0	558,6	558,8	511,4	46,9	197	197	0,14
декабрь	76	1	463	539	0	540	220	7,1	1,2	5,9	558,6	558,5	558,6	511,8	46,3	222	222	0,16
январь	96	1	463	559	0	560	220	5,9	1,2	4,7	558,5	555,6	557,1	511,9	44,7	222	222	0,16
февраль	104	1	448	552	0	553	220	4,7	1,2	3,5	555,6	549,3	552,5	511,8	40,2	197	197	0,14
март	111	1	375	486	0	487	220	3,5	0,9	2,6	549,3	542,9	546,1	511,5	34,1	147	147	0,11
апрель	387	1	-168	219	0	220	220	2,6	-0,4	3,0	542,9	546,2	544,5	510,1	33,9	66	вхк	0,05
май	901	1	-462	439	0	440	440	3,0	-1,2	4,2	546,2	553,6	549,9	511,3	38,1	149	вхк	0,11
июнь	1285	1	-846	439	0	440	440	4,2	-2,3	6,5	553,6	558,7	556,2	511,3	44,4	173	вхк	0,12
июль	825	1	-386	439	0	440	440	6,5	-1,0	7,5	558,7	558,6	558,7	511,3	46,9	183	вхк	0,13
август	737	1	-298	439	0	440	440	7,5	-0,8	8,3	558,6	559,4	559,0	511,3	47,3	185	вхк	0,13
сентябрь	235	1	-16	219	0	220	220	8,3	0,0	8,3	559,4	559,5	559,5	510,1	48,9	95	вхк	0,07
октябрь	252	1	93	345	0	346	220	8,3	0,2	8,1	559,5	559,1	559,3	510,8	48,0	147	147	0,11

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

T	Qбыт	Qф	Qвдхр	Qгэс	Qхол сбр	Qнб	Qвхк	Vвдхр			zвб			zhб	H	Nгэс	Nгар	Э	
								Vнач	дельта V	V k	zh	zk	zcp						
	m <sup>3</sup> /c	kм <sup>3</sup>	kм <sup>3</sup>	kм <sup>3</sup>	m	m	m	m	m	m	m <sup>3</sup> /c	m <sup>3</sup> /c	m <sup>3</sup> /c						
ноябрь	146	1	326	472	0	473	220	8	0,84	7,2	559	558,6	558,8	511,4	46,9	197	197	0,14	
декабрь	98	1	440	538	0	539	220	7,2	1,18	6,0	558,6	558,5	558,6	511,8	46,3	222	222	0,16	
январь	150	1	400	550	0	551	220	6,0	1,04	4,9	558,5	556,6	557,6	511,8	45,3	222	222	0,16	
февраль	156	1	368	524	0	525	220	4,9	0,99	4,0	556,6	552,3	554,4	511,7	42,3	197	197	0,14	
март	139	1	510	649	0	650	220	4,0	1,37	2,6	552,3	543,1	547,7	512,3	34,9	147	147	0,15	
апрель	391	1	-170	221	0	222	220	2,6	-0,41	3,0	543,1	546,2	544,6	510,1	34,0	67	вхк	0,05	
май	1153	1	-680	473	0	474	440	3,0	-1,82	4,8	546,2	556,2	551,2	511,4	39,2	165	вхк	0,12	
июнь	1431	1	-712	719	0	720	440	4,8	-1,85	6,7	556,2	558,7	557,5	512,6	44,4	284	вхк	0,2	
июль	895	1	-402	493	0	494	440	6,7	-1,08	7,7	558,7	558,7	558,7	511,5	46,7	205	вхк	0,15	
август	690	1	-105	585	0	586	440	7,7	-0,27	8,0	558,7	559,0	558,9	512,0	46,4	242	вхк	0,17	
сентябрь	469	1	-50	419	0	420	220	8,0	-0,13	8,1	559,0	559,2	559,1	511,2	47,4	177	вхк	0,13	
октябрь	271	1	75	346	0	347	220	8,1	0,20	7,9	559,2	558,9	559,1	510,8	47,8	147	147	0,11	

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

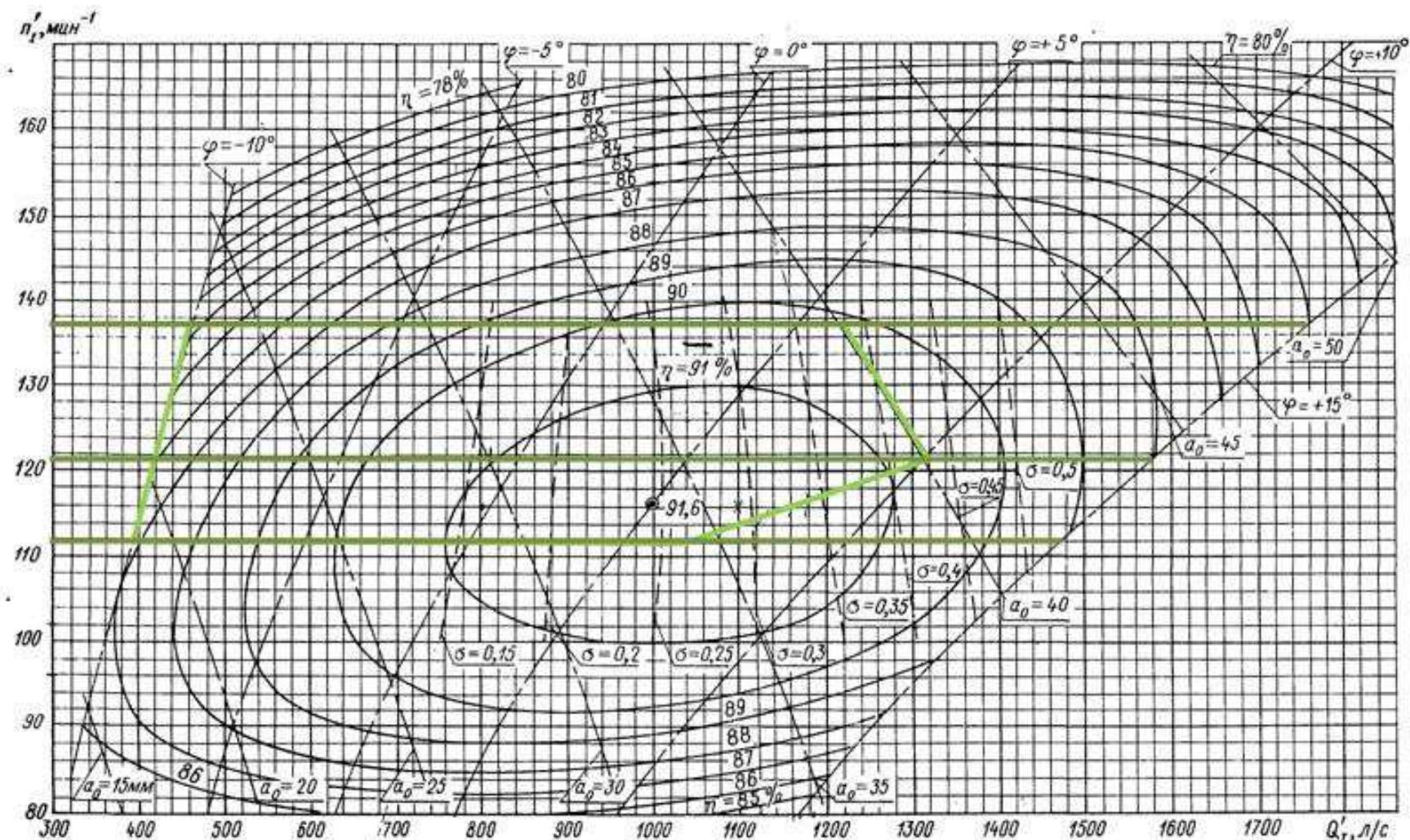
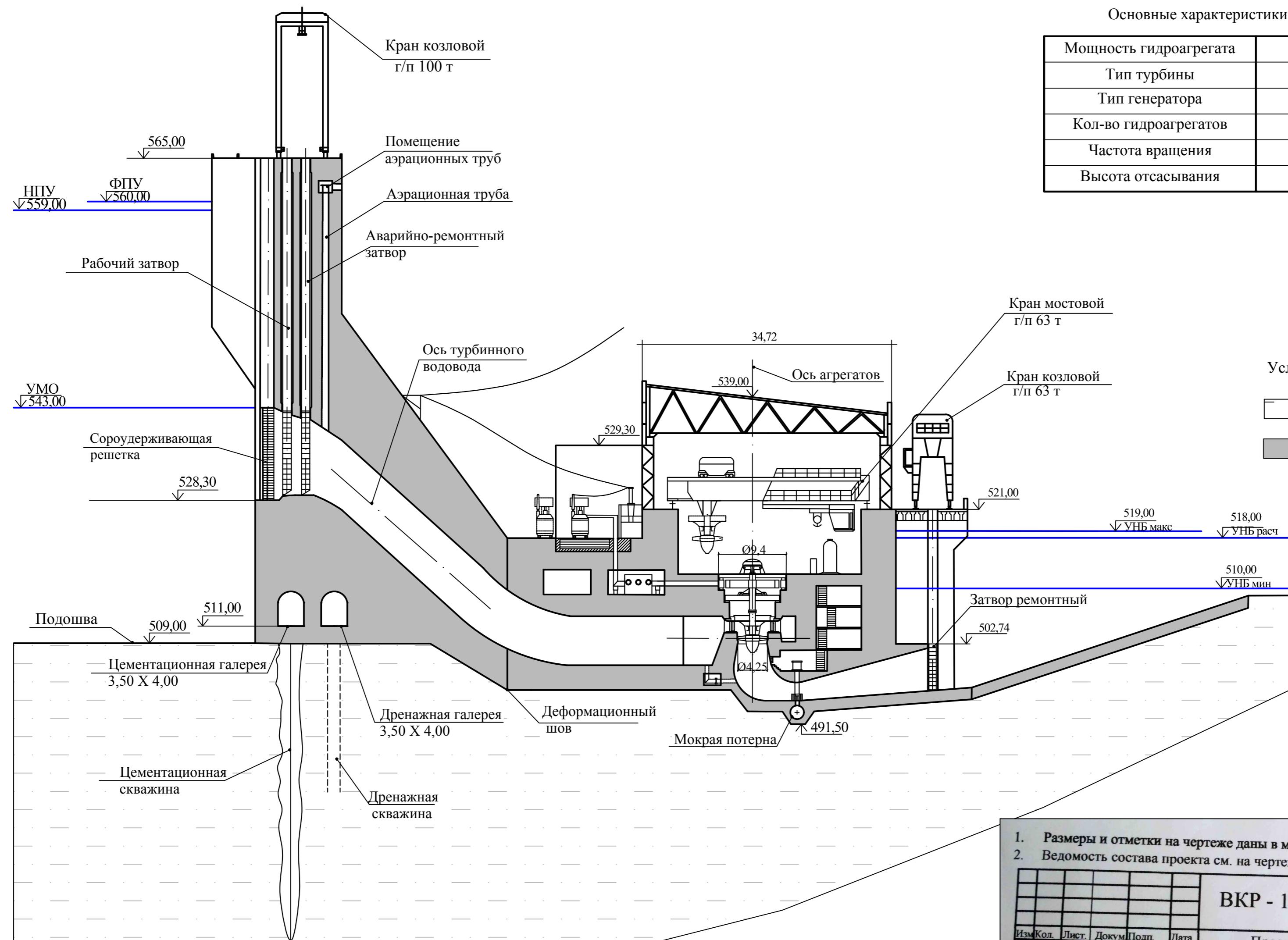


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ 50-В

Поперечный разрез по станционной части и зданию ГЭС  
1:400



Основные характеристики гидроагрегатов

Мощность гидроагрегата	56 МВт
Тип турбины	ПЛ 50-В-425
Тип генератора	СВ-660/165-32
Кол-во гидроагрегатов	6
Частота вращения	187,5 об/мин
Высота отсасывания	-7,31 м

Условные обозначения

- Аргиллит
- Бетон

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02.-541401649-ГП

ВКР - 13.03.02 - 541401649-ГР1				
Изм	Кол.	Лист.	Докум.	Подп.
Разраб.	Шорохова	Ильин	РДБ	
Пров.	Масленникова	Соловьев	С.С.Б.	
Тех.Контр.				
Н.контр.				
Утв.				

Проектирование Чемальской ГЭС на реке Катунь

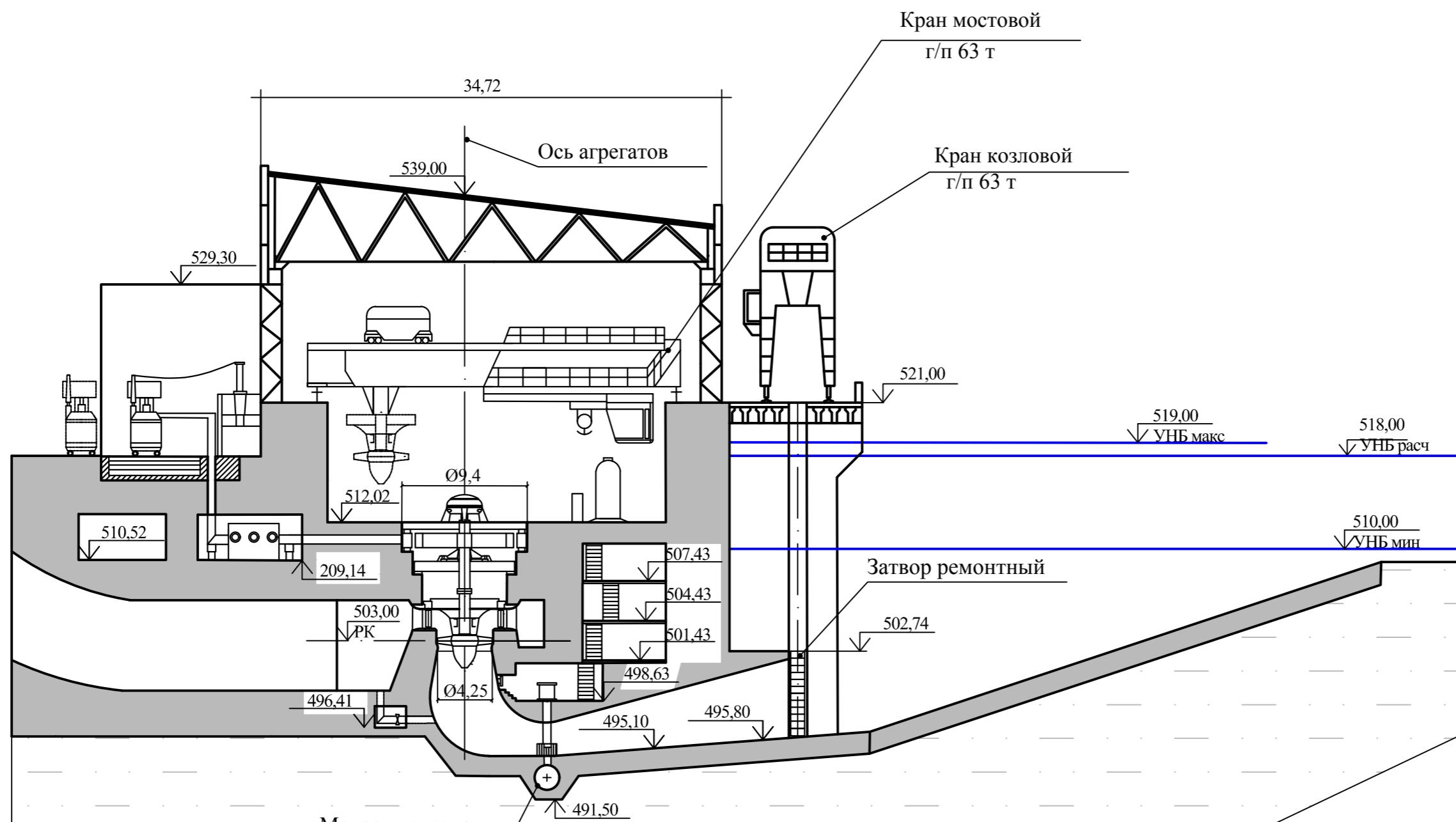
Поперечный разрез по станционной части и зданию ГЭС. Основные характеристики ГА.

Стадия Лист Листов

1

Кафедра ГГЭС 2018 г.

Поперечный разрез по зданию ГЭС  
1:500



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02.-541401649-ГП

ВКР - 13.03.02 - 541401649-ГР1				
Изм.	Кол.	Лист.	Докум.	Подп.
Разраб.	Шорохова	МЧ	Годар	
Пров.	Масленникова	Юлия	Мария	
Тех.Контр.				
Н.контр.				
Утв.				

Проектирование  
Чемальской ГЭС на  
реке Катунь

Поперечный разрез зданию ГЭС.

Кафедра ГГЭС  
2018 г.

Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Чемальская ГЭС - Айская №1	ВЛ 220 кВ Чемальская ГЭС - Айская №2	ВЛ 220 кВ Чемальская ГЭС - Айская №3	ВЛ 220 кВ Чемальская ГЭС - Айская №4
Конструкция фаз линии	AC 240/32	AC 240/32	AC 240/32	AC 240/32
<b>VЧ заградитель 220/√3 кВ</b>				
Фильтр присоединения 77-1000 кГц				
Конденсатор связи 220/√3 кВ; 3200 пФ				
Оптический трансформатор напряжения 220 кВ; 220/√3				
Разъединитель 220кВ, 1250А				
Заземлитель 220 кВ; 63 кА				
Заземлитель 220 кВ; 63 кА				
Разъединитель 220кВ, 1250А				
Заземлитель 220 кВ; 63 кА				
Трансформатор тока встроенный 220кВ; 50кА				
Выключатель элегазовый баковый ВЭБ-220 Уном=220 кВ; Ином=2500 А				
Трансформатор тока встроенный 220кВ; 50кА				
Заземлитель 220 кВ; 63 кА				
Разъединитель 220кВ, 1250А				
<b>Заземлитель 220 кВ; 63 кА</b>				
Разъединитель 220кВ, 1250А				
Заземлитель 220 кВ; 63 кА				
Оптический трансформатор напряжения 220 кВ; 220/√3				
ОПН 220кВ				
Трансформатор тока 220кВ; 50кА				
Трансформатор трехфазный Т1, Т2, Т3, Т4, Т5, Т6 ТД 63000/220 Уном = 230/ 10,5кВ Ук.ви-нн = 11%				
Генераторный комплекс КАГ - 20 Выключатель элегазовый ВГГ - 20 - 90/8000 Уном = 20 кВ Ином = 8 кА				
Трансформатор тока 20 кВ; 6300 А;				
Трансформатор трехфазный ТСЗН1-ТСЗН2 ТСЗН 4000/10,5 4 МВА Уном = 10,5/6 кВ Ук.ви-нн = 7,5%				
Гидрогенератор СВ-660/165-32 Уном = 10,5 кВ cos = 0,85				
<b>Трансформатор трехфазный РТСН ТСЗ 4000/10,5 У1 4 МВА Уном = 10,5/6 кВ Ук.ви-нн = 7,5%</b>				
Автоматический выключатель 1250 А				
Секционный автоматический выключатель 1250 А				
Дизельгенераторная установка ДГУ БМ - Камминс - 1000 1 МВА Уном = 0,4кВ				
Точка КЗ	$I^{(3)} \text{ kA}$	$I^{(1)} \text{ kA}$		
Шина 220 кВ	12,6	4,65		
Выхода генератора 10,5 кВ	52,1	-		

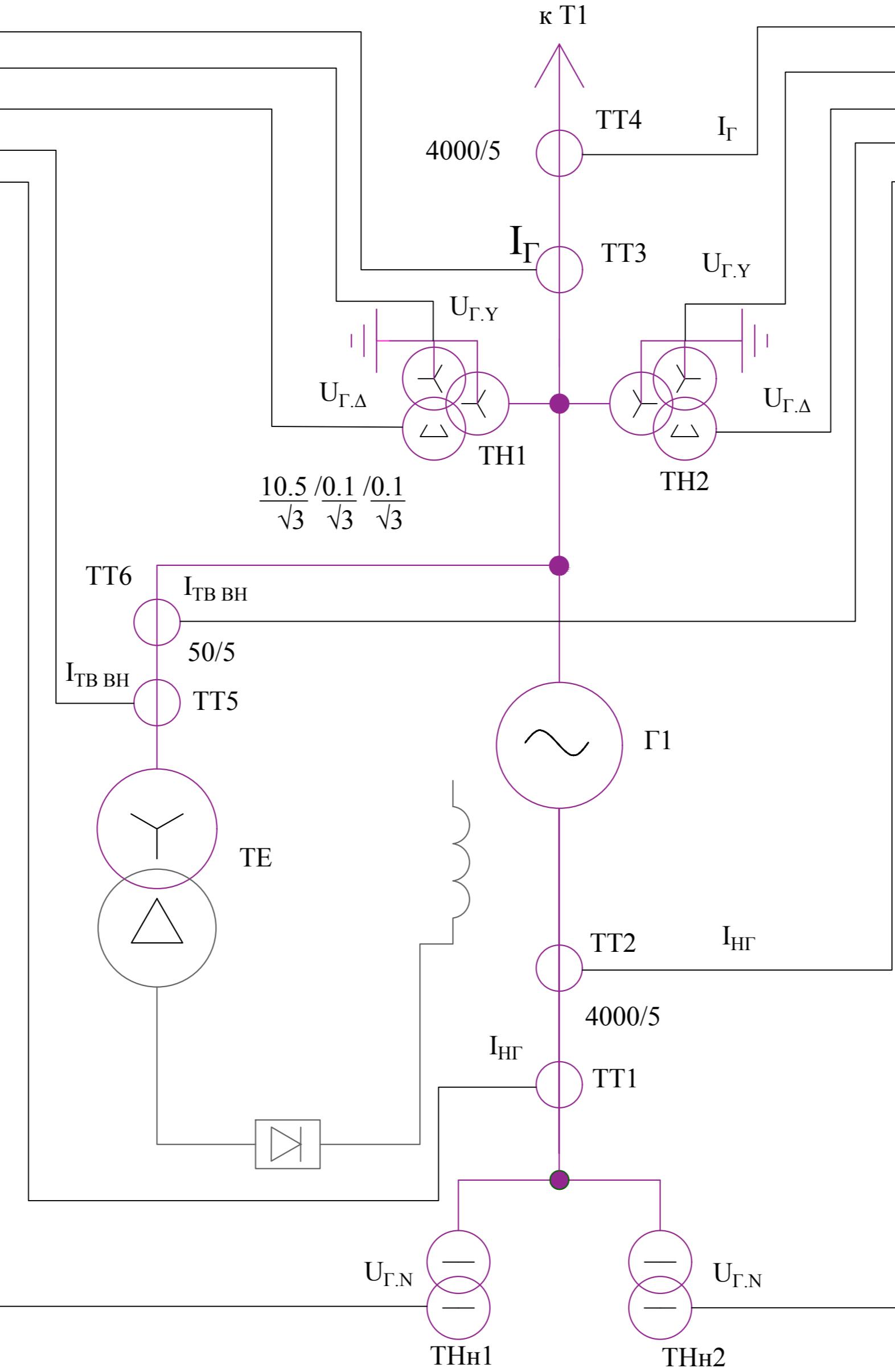
ШЭ1113 (Система А)						ШЭ1113 (Система Б)		
IΔG	I <sub>Γ</sub>	Y				Y	I <sub>Γ</sub>	IΔG
Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИИ	U <sub>Γ,Y</sub>	Y				Y	U <sub>Γ,Y</sub>	Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИИ
KИИ, Un(U <sub>0</sub> )	U <sub>Γ,Δ</sub>	Δ				Δ	U <sub>Γ,Δ</sub>	KИИ, Un(U <sub>0</sub> )
I <sub>p</sub>	I <sub>TB BH</sub>	Y				Y	I <sub>TB BH</sub>	I <sub>p</sub>
IΔG, I <sub>2</sub> , II, Z1<, Z2<	I <sub>HГ</sub>	Y				Y	I <sub>HГ</sub>	IΔG, I <sub>2</sub> , II, Z1<, Z2<
Un(U <sub>0</sub> )	U <sub>Γ,N</sub>	-				-	U <sub>Γ,N</sub>	Un(U <sub>0</sub> )

Г1	Гидрогенератор СВ-660/165-32 57 МВт; 10.5 кВ; cosφ=0.85; I <sub>H</sub> = 3700 А
TE	Трансформатор ТС3 - 400/10,5 /0,4; 400 кВА; I <sub>HOM POT</sub> = 1090 А

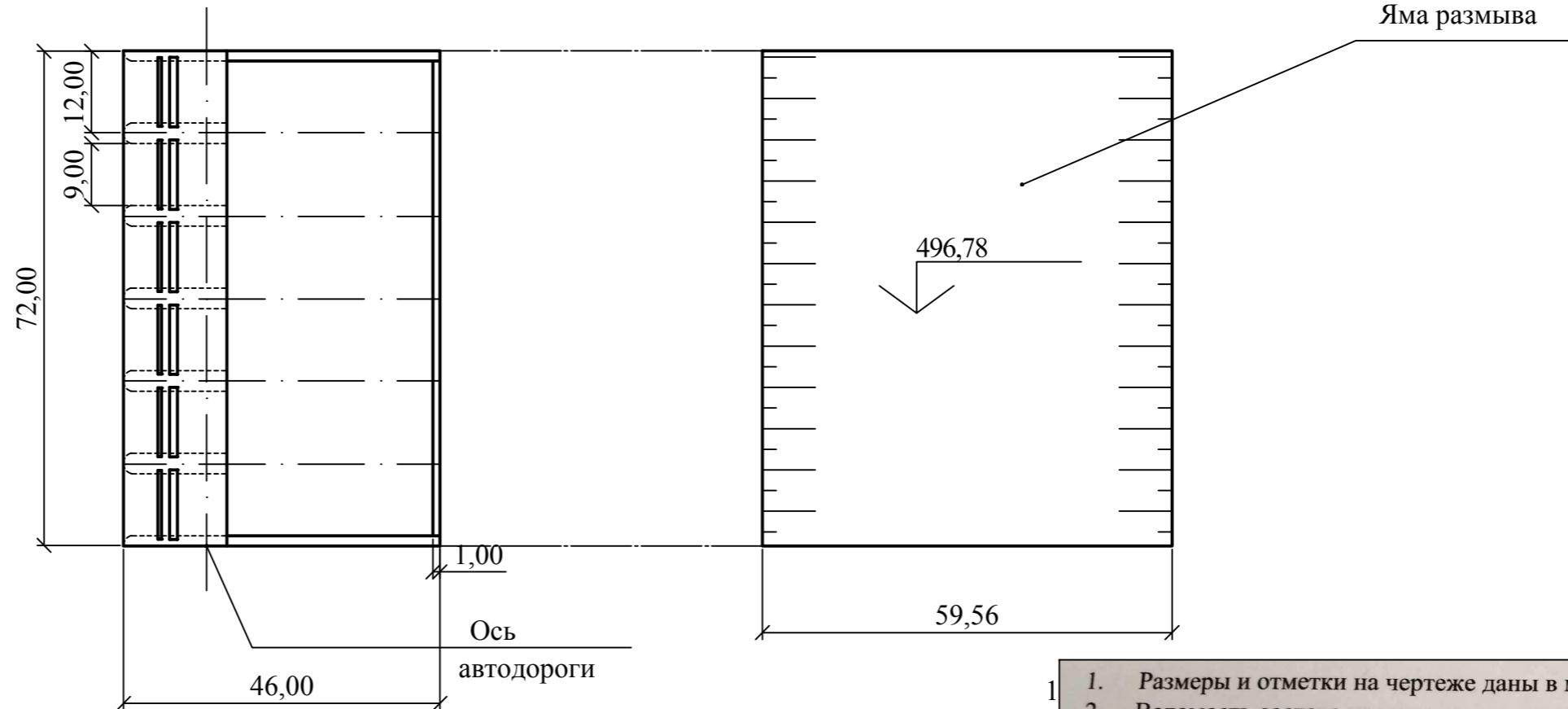
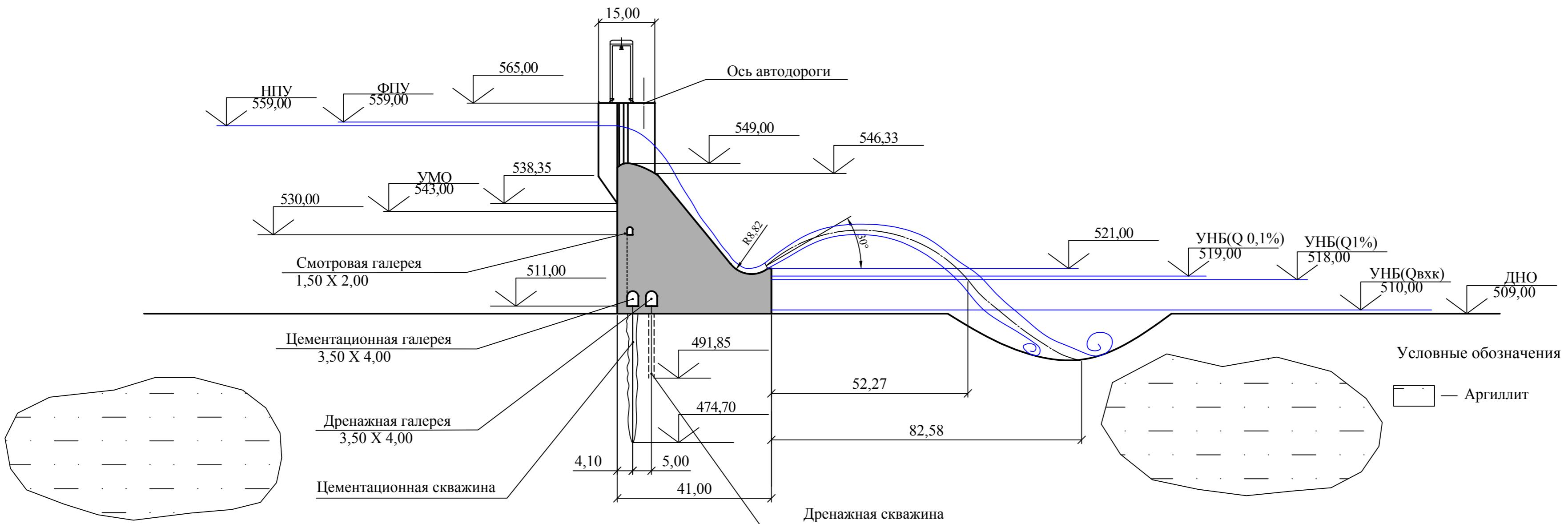
Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы	
диф. защита продольная	IΔG	ток срабатывания, I <sub>CP,O</sub>	0.15·I <sub>H</sub>	0.69 A	
		коэффициент торможения, K <sub>T</sub>	0,3	-	
		уставка начального торможения, I <sub>HT</sub>	0.5·I <sub>H</sub>	2.30 A	
		тормозной ток, В	1.5·I <sub>H</sub>	6.92 A	
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	U <sub>01G</sub>	-	
		t <sub>2</sub>	U <sub>02G</sub>	-	
		t <sub>3</sub>	U <sub>0G</sub>	-	
	U <sub>03</sub>	коэффициент торможения, K <sub>T</sub>	1,2	-	
ЗПН	U>	2 ступень	U <sub>CP2</sub>	1.4·U <sub>H</sub>	
		1 ступень	U <sub>CP1</sub>	1.2·U <sub>H</sub>	
	защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	CO	I <sub>2СИГН</sub>	0.07·I <sub>H</sub>
		I <sub>2</sub>	ПО	I <sub>2ПУСК</sub>	0.15·I <sub>H</sub>
I <sub>2</sub>		OTC I	I <sub>2С.З.</sub>	0.21·I <sub>H</sub>	
защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	CO	I <sub>1СИГН</sub>	1.07·I <sub>H</sub>	
	I <sub>1</sub>	ПО	I <sub>1ПУСК</sub>	1.1·I <sub>H</sub>	
	I <sub>1</sub>	OTC	I <sub>1ОТС</sub>	1.224·I <sub>H</sub>	
	Z<	ДЗ	1 ступень	Z <sub>I</sub>	0,102
Z<	ДЗ	2 ступень	Z <sub>II</sub>	0,23	
		CO	I <sub>P СИГН</sub>	1.07·I <sub>HOM.P</sub>	
				1,16 A	



Действие									
Защиты			Обозначение			Действие			
Наименование		Обозначение	Отключение В/Г		Гашение полей	Отключение турбины и сброс АРЗ		Пуск ПЖК ГГ	
Диф. защита продольная	IΔG	+ + + +	t <sub>1</sub>						
	U <sub>0</sub>	t <sub>2</sub>							
	U <sub>0</sub>	t <sub>3</sub>	+ + +						
ЗЗГ	U <sub>03</sub>	+ + +							
	U>	1 ступень t <sub>1</sub>	+ +						
		2 ступень t <sub>2</sub>	+ +						
ЗПН	U>	CO							
		ИО	+ +				+ +		
		OTC I	t <sub>1</sub> t <sub>2</sub> t <sub>3</sub>	+ + +					
защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	CO							
		ИО	+ +				+ +		
		OTC I	t <sub>1</sub> t <sub>2</sub> t <sub>3</sub>	+ + +					
защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	CO							
		ИО	+ +				+ +		
		OTC	t <sub>1</sub> t <sub>2</sub> t <sub>3</sub>	+ + +					
ДЗ	Z<	1 ступень t <sub>1</sub> t <sub>2</sub>	+ + +						
		2 ступень t <sub>1</sub> t <sub>2</sub>	+ + +						
		Ip	CO ИО Отсечка	+ + +					
БКР - 13.03.02. 1401649-С2									
Саяно-Шушенский филиал СФУ									
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата				
Разраб.	Шорохова	ИЧУ	03.06.08						
Провер.	Казанцева	Ильин	09.08.08						
Т.контр.									
Проектирование Чемальской ГЭС на р. Катунь	Стадия	Лист	Листов						
	У	1	1						

## Поперечный разрез водосливной плотины

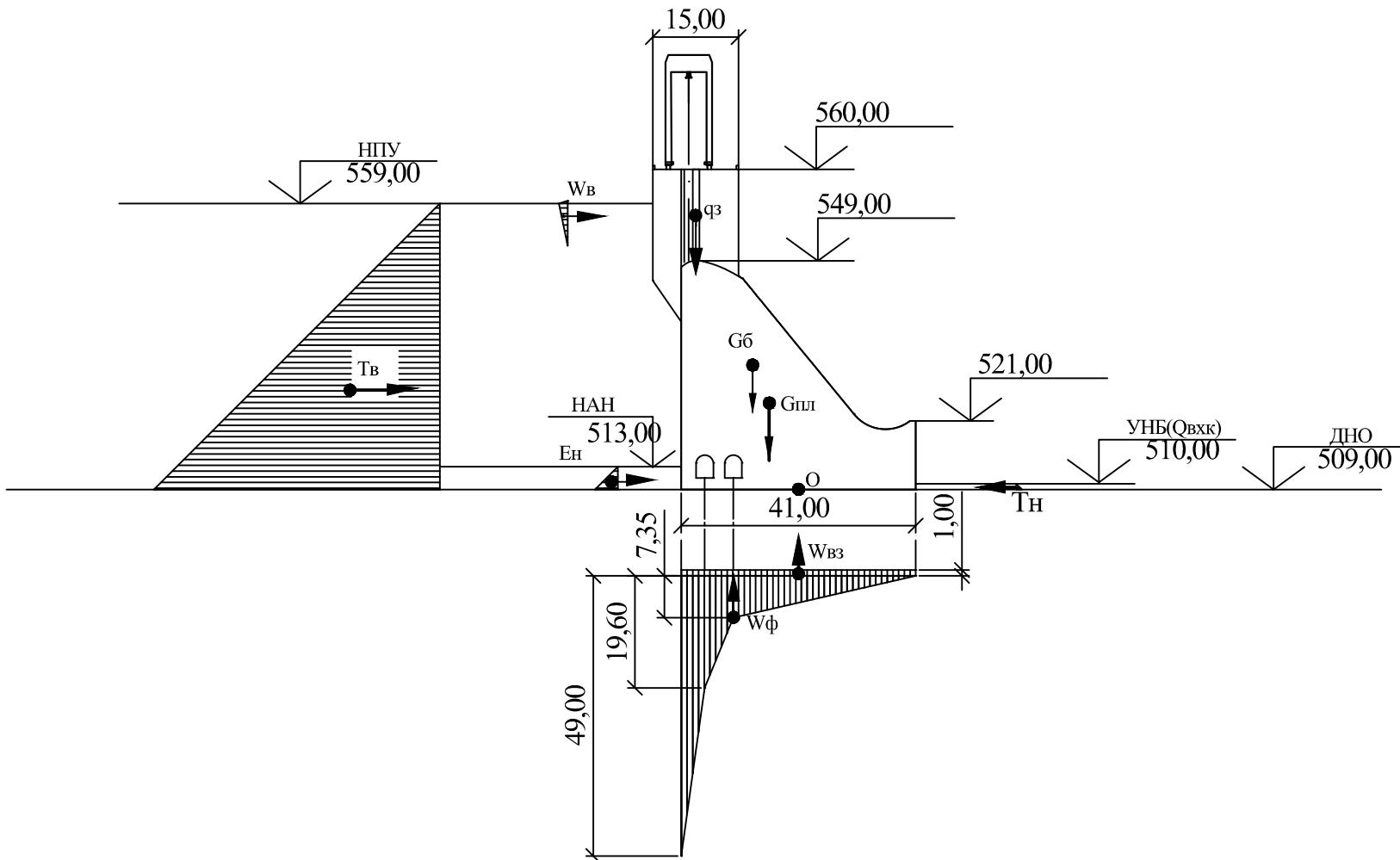
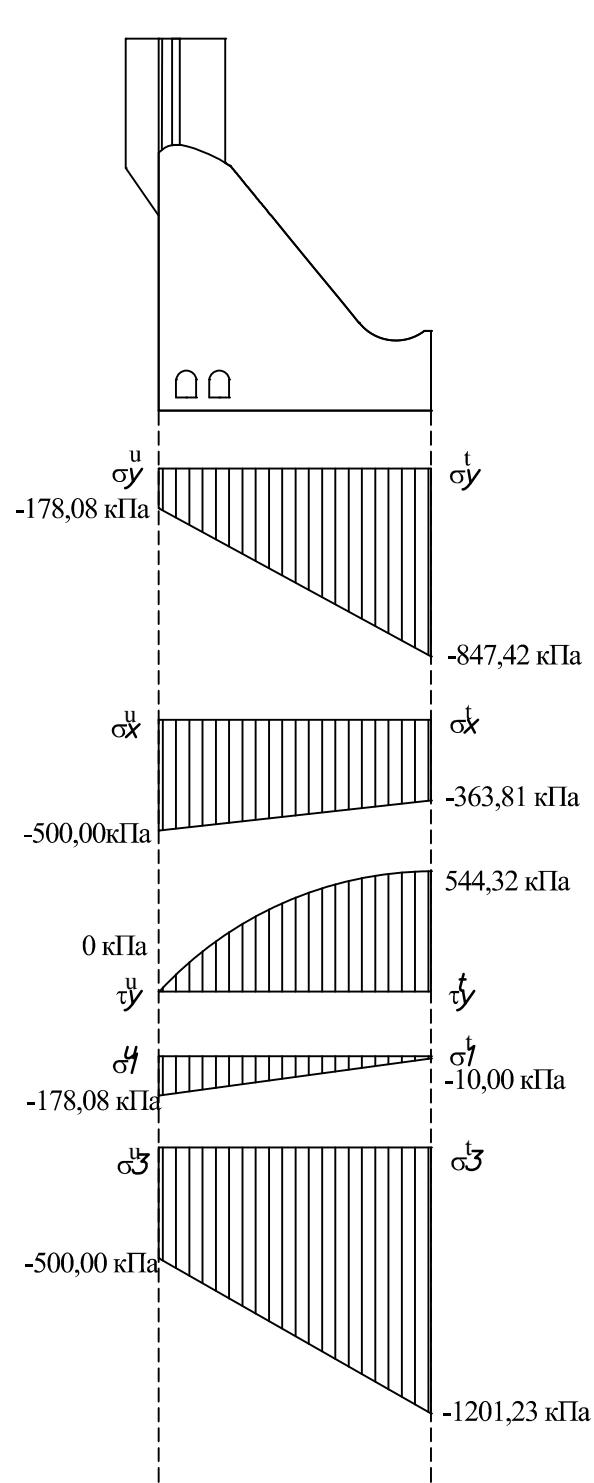
1:800



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.																																																												
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02.-541401649-ГП																																																												
VKR - 13.03.02 - 541401649-ГР2																																																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Изм</th> <th>Кол.</th> <th>Лист.</th> <th>Докум.</th> <th>Подп.</th> <th>Дата</th> <th>Проектирование</th> <th>Стадия</th> <th>Лист</th> <th>Листов</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Разраб.</td> <td>Шорохова</td> <td>ММУ</td> <td>08.01</td> <td></td> <td></td> <td>Чемальской ГЭС на реке Катунь</td> <td></td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Пров.</td> <td>Лыбина</td> <td>С.Г.</td> <td>20.08</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Тех.Контр.</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Н.контр.</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Утв.</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Поперечный разрез водосливной плотины</p> <p>Кафедра ГГЭС 2018 г.</p>	Изм	Кол.	Лист.	Докум.	Подп.	Дата	Проектирование	Стадия	Лист	Листов	Разраб.	Шорохова	ММУ	08.01			Чемальской ГЭС на реке Катунь		1		Пров.	Лыбина	С.Г.	20.08							Тех.Контр.										Н.контр.										Утв.									
Изм	Кол.	Лист.	Докум.	Подп.	Дата	Проектирование	Стадия	Лист	Листов																																																			
Разраб.	Шорохова	ММУ	08.01			Чемальской ГЭС на реке Катунь		1																																																				
Пров.	Лыбина	С.Г.	20.08																																																									
Тех.Контр.																																																												
Н.контр.																																																												
Утв.																																																												

## Сбор нагрузок на водосливную плотину

Эпюры напряжений в сечении  
на отм. 509

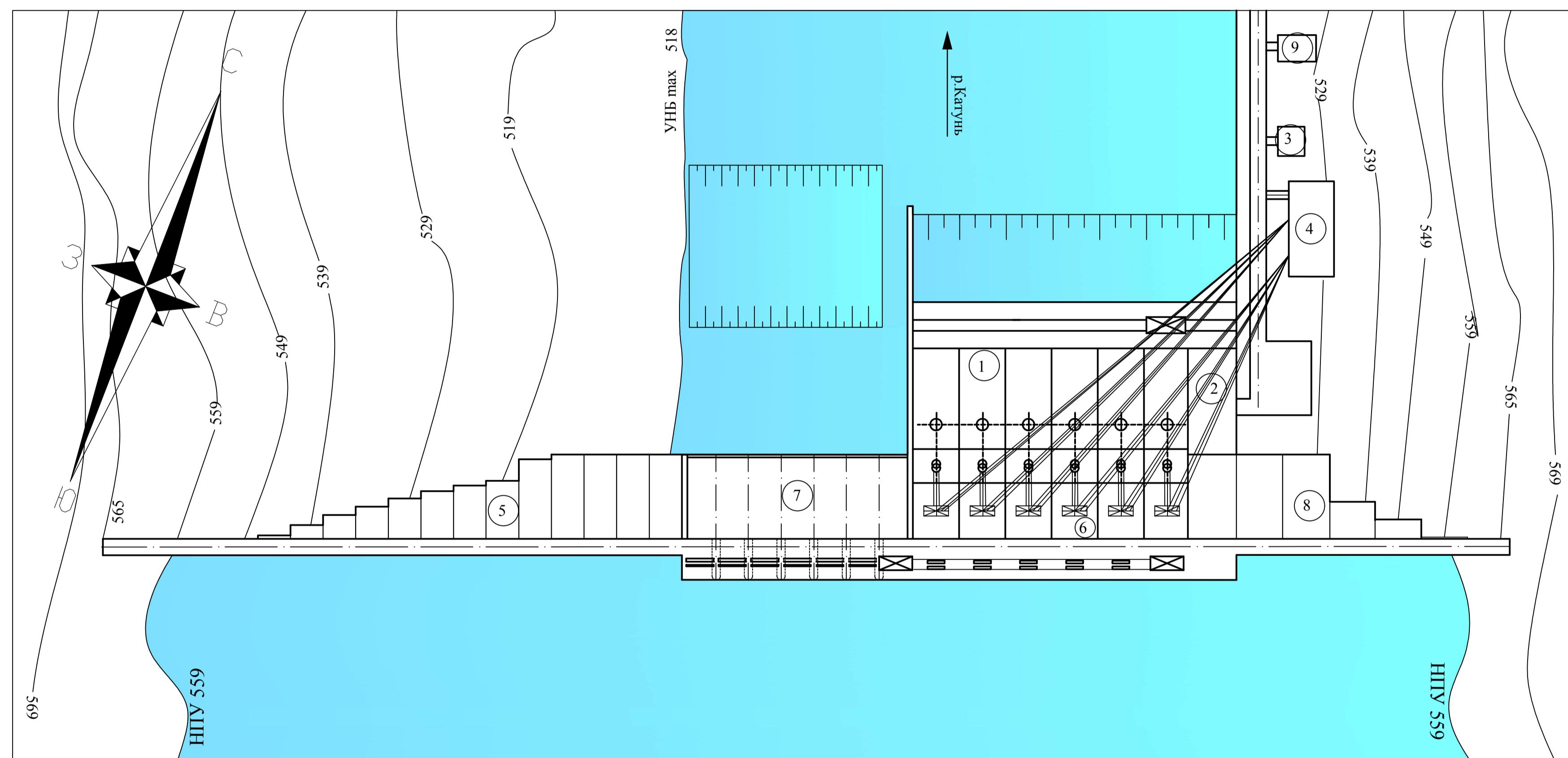


- Размеры и отметки на чертеже даны в м.
- Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02.-541401649-ГП

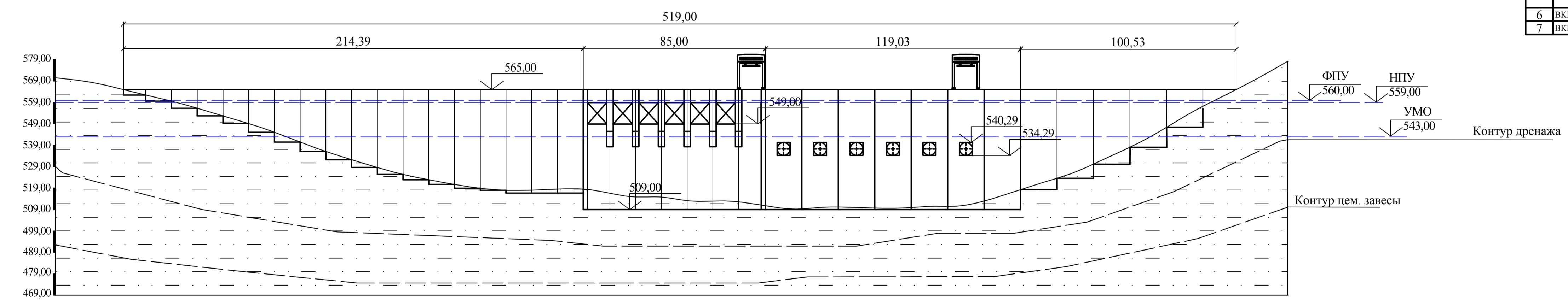
ВКР - 13.03.02 - 541401649-РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.	Лист	Подпись	Дата	
Разраб.	Шорохова	ИМУ	ОВА	06.06.08	
Пров.	Лыбина				
Тех.Контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Чемальской ГЭС на р. Катунь				Стадия	Лист
					1
Сбор нагрузок на водосливную				Кафедра ГГЭС	

# Генеральный план

1:800



Вид с верхнего бьефа  
1:800



## Экспликация сооружений

Позиция	Наименование
1	Здание ГЭС
2	Монтажная площадка
3	Здание административно - технического персонала
4	ОРУ
5	Левобережная бетонная плотина
6	Станционная часть бетонной плотины
7	Бетонная водоотливная плотина
8	Правобережная глухая бетонная плотина
9	Производственные помещения

## Условные обозначения

- Аргиллит
- Автодорога
- Трансформатор
- Гидрогенератор

## Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.02.03-541401649-ГП1	Генеральный план.
		Поперечный разрез.
		Экспликация объектов.
		Ведомость состава
		проекта.
2	ВКР-13.02.03-541401649-ГР1	Поперечный разрез по
		станичной части и
		зданию ГЭС.
		Основные
		характеристики ГА.
3	ВКР-13.02.03-541401649-ГР2	Поперечный разрез
		водоотливной плотины.
4	ВКР-13.02.03-541401649-РР	Сбор нагрузки
		водоотливной плотины.
5	ВКР-13.02.03-541401649-ЭС	Главная электрическая
		схема соединений.
6	ВКР-13.02.03-541401649-ЭС	Схема устройств РЭА.
7	ВКР-13.02.03-541401649-ЭС	Пояснительная записка

### 1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 13.03.02 - 541401649 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.	Лист	Людоек	Подпись	Дата
Разраб.	Шорохова	Илья	Ольга		
Пров.	Лыбина	Илья	Ольга		
Тех. контр.					
Н. контр					
Утв.					
Проектирование Чемальской ГЭС на р. Катунь					
Стадия	Лист	Листов			
Генеральный план. Вид с ВБ. Экспликация сооружений					
Кафедра ГГЭС 2018 г.					

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ**

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И. Ю. Погоняйченко

подпись инициалы, фамилия

«13 » 06 2018 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 — Электроэнергетика и электротехника

### **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧЕМАЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ УСТАНОВЛЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ**

Руководитель



подпись, дата

доцент кафедры ГГЭС

должность

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

  
М.А. Шорохова  
подпись, дата

М.А. Шорохова

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018