

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись                      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИВАГЛИЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЗЕЯ.  
ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ МАСЛАМ, СПОСОБЫ  
КОНТРОЛЯ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ**  
тема

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

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Сиваглиевской ГЭС на реке Зея. Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СИВАГЛИЕВСКОЙ ГЭС .....	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроэлектростанции .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Климат .....	9
1.1.2 Гидрологические данные .....	9
1.1.3 Сейсмические условия .....	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	11
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	11
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности .....	12
2.1 Регулирование стока воды .....	12
2.1.1 Исходные данные .....	12
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов .....	12
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов .....	13
2.1.4 Выбор расчетного средневодного года .....	14
2.1.5 Выбор расчетного маловодного года .....	15
2.1.6 Определение типа регулирования .....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов .....	17
2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса .....	17
2.2.2 Баланс энергии .....	18
2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы Сиваглиевской ГЭС в маловодном году .....	19
2.2.4 Расчет установленной мощности проектируемой ГЭС .....	19
2.2.5 Баланс мощности .....	19
2.2.6 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднесуточной выработки .....	21
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС .....	22
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	22
3.1.1 Построение режимного поля .....	22
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	23
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины .....	28
3.4 Гидромеханический расчёт спиральной камеры .....	30
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины .....	34
3.5.1 Расчет вала на прочность .....	34
3.5.2 Расчет подшипника .....	34
3.6 Выбор типа серийного генератора .....	35
3.7 Выбор вспомогательного оборудования .....	35
3.7.1 Выбор типа маслонапорной установки .....	35
3.7.2 Выбор электрогидравлического регулятора .....	36
4 Электрическая часть .....	37

4.1	Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС .....	37
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	37
4.2.1	Выбор синхронного генератора.....	37
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком .....	38
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком .....	39
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд .....	40
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий .....	41
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета .....	42
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	43
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin .....	44
4.6.1	Расчет исходных данных .....	44
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	45
4.6.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима ...	47
4.6.4	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ .....	48
4.7	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	49
4.8	Выбор параметров КРУЭ .....	49
5	Релейная защита и автоматика.....	51
5.1	Расчет номинальных токов .....	51
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	52
5.3	Описание защит и расчет их уставок .....	53
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG) .....	53
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	56
5.3.3	Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ ) .....	58
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	58
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ).....	62
5.3.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$ , $Z_2 <$ .....	64
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	67
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор - трансформатор.....	68
5.5	Таблица уставок и матрица отключений .....	68
6	Компоновка сооружения гидроузла .....	69
6.1	Проектирование водосливной плотины .....	69
6.1.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины .....	69
6.1.2	Расчет параметров волнового воздействия .....	69
6.2	Гидравлические расчеты .....	72

6.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	72
6.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	73
6.2.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	74
6.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	75
6.2.5	Пропуск расходов через донный аварийный водосброс.....	76
6.2.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	77
6.2.7	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	78
6.3	Конструирование плотины.....	79
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	79
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	81
6.3.3	Быки.....	81
6.3.4	Устои .....	82
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин .....	82
6.3.6	Галереи в теле плотины.....	82
6.4	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .	83
6.4.1	Противофильтрационные завесы или буро бетонные стенки.....	83
6.4.2	Дренажные устройства в основании.....	84
6.4.3	Судоподъемник .....	84
6.5	Определение основных нагрузок на плотину .....	84
6.5.1	Вес сооружения.....	84
6.5.2	Расчеты гидростатического давления.....	85
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	85
6.5.4	Сила фильтрационного давления .....	86
6.5.5	Давление грунта .....	86
6.5.6	Расчет волнового давления .....	88
6.6	Расчет прочности плотины.....	89
6.6.1	Определение напряжений .....	89
6.6.2	Критерии прочности плотины .....	91
6.6.3	Расчет устойчивости плотины .....	92
7	Пожарная безопасность. Охрана труда. Охрана окружающей среды .....	94
7.1	Пожарная безопасность.....	94
7.2	Охрана труда.....	95
7.3	Охрана окружающей среды .....	97
7.3.1	Общие сведения о районе строительства .....	97
7.3.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	98
7.3.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	99
7.3.4	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	99
7.3.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	100
8	Технико-экономические показатели .....	101
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии .....	101
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	101

8.3	Налоговые расходы.....	104
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	105
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	106
8.6	Коммерческая эффективность .....	107
8.7	Бюджетная эффективность .....	108
8.8	Анализ чувствительности.....	108
9	Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров .....	111
9.1	Требования к энергетическим маслам .....	111
9.2	Турбинные масла .....	111
9.2.1	Отбор проб турбинного масла .....	111
9.2.2	Контроль качества масла при хранении .....	113
9.2.3	Контроль качества турбинных масел при заливе в оборудование .	113
9.2.4	Контроль качества турбинного масла при эксплуатации в оборудовании.....	113
9.2.5	Нормы и требования по хранению.....	114
9.3	Трансформаторные масла .....	115
9.3.1	Отбор проб трансформаторного масла.....	115
9.3.2	Контроль качества масла при хранении .....	115
9.3.3	Контроль качества трансформаторного масла при эксплуатации оборудования .....	116
9.3.4	Нормы и требования по хранению трансформаторного масла.....	117
9.4	Компрессорные масла.....	117
9.5	Индустриальные масла.....	117
9.5.1	Контроль качества индустриальных масле при хранении.....	117
9.5.2	Контроль качества масел при заливе в оборудование .....	118
9.5.3	Контроль масла при эксплуатации.....	119
9.6	Восстановление параметров .....	119
9.6.1	Очистка масел.....	119
9.6.2	Охлаждение трансформаторного масла .....	121
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	123
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Анализ исходных данных .....	126
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчеты .....	129
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование .....	134
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Таблица уставок и матрица отключений.....	137

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СИВАГЛИЕВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки .....Зея;
2. Наименование ГЭС.....Сиваглиевская ГЭС;
3. Местонахождение ГЭС.....Амурская область;
4. Тип проектируемой установки.....Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний.....1800 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный с обеспеченностью 1%.....12879 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%.....15701 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный..... 400 м<sup>3</sup>/с;
6. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока.....годовой;
  - б) отметка НПУ..... 212,00 м;
  - в) отметка ФПУ.....213,00 м;
  - г) отметка УМО.....201,50 м;
  - д) объем водохранилища полный.....36,645 км<sup>3</sup>;
  - е) объем водохранилища полезный.....19,545 км<sup>3</sup>;
7. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....44,1 м;
  - б) расчетный.....39,4 м;
  - в) минимальный.....31,6 м;
8. Энергетические характеристики:
  - а) мощность установленная .....861 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....4,308 млрд.кВтч;
9. Плотина (общая длина/максимальная высота):
  - а) правобережная бетонная плотина.....470,4 м/ 50,8 м;
  - б) левобережная бетонная плотина.....35,6 м/ 50,8 м;
  - в) станционная часть.....210 м/ 50,8 м;
10. Водобросные сооружения:
  - 10.1. Поверхностный водослив:
    - а) число и ширина пролетов.....10x30 м;
    - б) общая длина.....350 м;
    - в) максимальная высота.....50,8 м;
  - 10.2. Глубинный водослив:
    - а) число и форма сечения.....4 и прямоугольное;
    - б) размеры сечения.....4x5 м;
11. Здание ГЭС:
  - а) тип здания.....приплотинное;
  - б) число агрегатов.....6;
  - в) грунты в основании.....гранодиорит;
  - г) тип спиральной камеры.....металлическая;
  - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;

12. Основное оборудование:

- а) тип турбин..... ПЛД50В-60°-750;
- б) тип генератора..... СВ-1260/185-60УХЛ4;
- в) номинальная активная мощность генератора.....150 МВт;
- г) частота вращения.....100 об/мин;
- д) тип трансформаторов.....ТДЦ-400000/500;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....12 лет, 9 месяцев;
- б) себестоимость электроэнергии.....1,34 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения.....84375,15 руб/кВт;



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

Зея — крупнейшая река бассейна Амура. Река целиком протекает по Амурской области России, захватывая 64% ее территории, и в районе Благовещенска впадает в Амур. Берёт начало в хребте Токинский Становик на южных склонах системы Станового хребта. Длина Зеи — 1242 км, площадь её водосборного бассейна — 233000 км<sup>2</sup>.

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат**

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Радиационный режим является основным фактором климатообразования. Территория Амурской области располагается в умеренных широтах, где в течение года, в связи с изменением высоты солнца над горизонтом, изменяется продолжительность дня и поступление солнечной радиации. На приход солнечной радиации влияет состояние атмосферы: чем больше повторяемость ясных дней, тем больше приток солнечной энергии. Продолжительность солнечного сияния, выраженная в часах за год, на севере области составляет величину 1900-2000, а на юге — более 2500.

Средние июльские температуры не превышают 19°C, а январские опускаются до – 27-32°C. Осадков же выпадает не меньше, чем на юге, поэтому здесь повышается заболоченность.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. За июнь, июль и август может выпасть до 70% годовой нормы осадков.

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Зея за период 1952-2001 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднее значение стока за весь период наблюдений 1800 м<sup>3</sup>/с.

Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}, м$	$W, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, км^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, км^3/с$
167	0	167	0	167	0
182,19	5	167,48	320	167,48	400
192,59	10	167,99	720	167,99	900
199,37	15	168,53	1200	168,53	1500
203,96	20	168,99	1680	168,99	2100
207,37	25	169,50	2320	169,50	2900
209,97	30	169,99	3040	169,99	3800
211,67	35	170,52	4000	170,52	5000
212,40	40	170,99	5040	170,99	6300
213,02	45	171,51	6400	171,51	8000
-	-	172,00	8000	172,00	10000
-	-	172,50	10303	172,50	12879
-	-	173,00	14400	173,00	18000

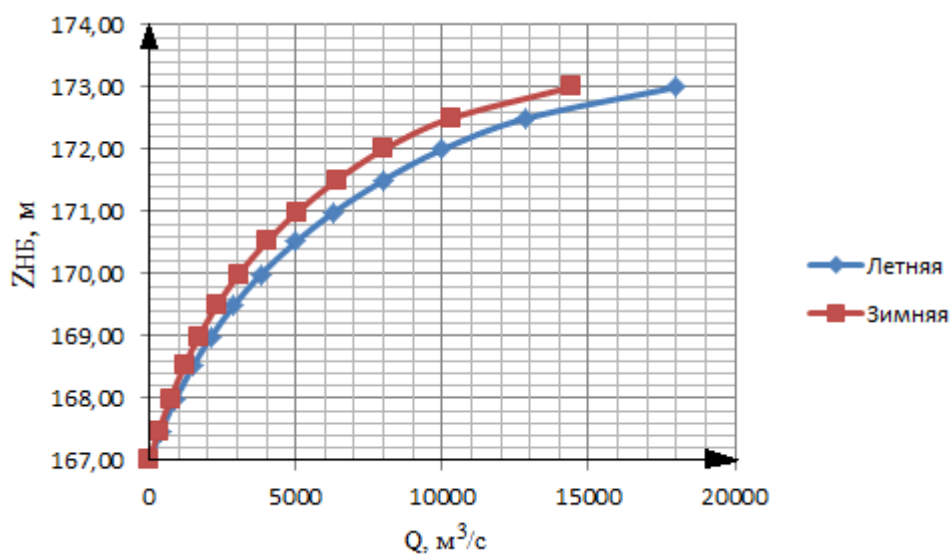


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

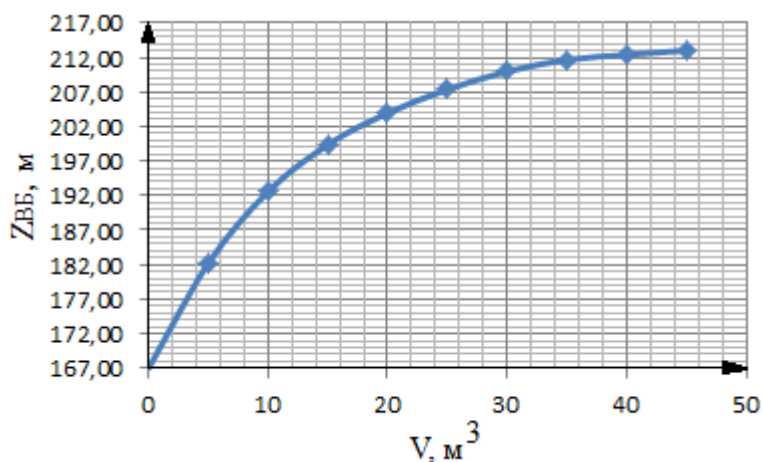


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

### **1.1.3 Сейсмические условия**

В основании реки Зея - скальные породы: гранодиорит.

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Сиваглиевской ГЭС равна 5 баллам.

### **1.2 Энергоэкономическая характеристика района**

Сиваглиевская ГЭС предназначена для работы в составе электростанций, входящих в оперативную зону Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Востока». В состав ОДУ Востока входят: Амурское, Приморское, Хабаровское, Якутское РДУ.

### **1.3 Аналоги проектируемого гидроузла**

В ходе проектирования в качестве аналога была выбрана Зейская ГЭС.

## 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

Энергосистема: ОДУ Востока;

Годовой максимум нагрузки: 5469 МВт;

Нагрузочный резерв составляет 2%, аварийный резерв составляет 8%;

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,8;

Коэффициент мощности: 8,7;

Потери напора в подводящих сооружениях:  $\Delta h=0,45$  м;

НПУ гидроузла:  $Z= 212,00$  м;

ДНО гидроузла:  $Z= 167,00$  м.

Объемы водохранилища и уровней верхнего бьефа и кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа (1п, таблица 1.1 и рисунок 1.1 и 1.2). Ряд гидрологических наблюдений за рекой Зeya за период 1952-2001 гг. представлены в приложении А, таблица А.1. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расходы на ВХК и основные потери воды

T, мес.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{исп}, \text{M}^3/\text{c}$	0	0	1	1	23	26	45	19	17	7	2	1
$Q_{лед}, \text{M}^3/\text{c}$	12	12	0	-24	-24	0	0	0	0	0	12	12
$Q_{фильтр}, \text{M}^3/\text{c}$	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
$Q_{шлюз}, \text{M}^3/\text{c}$	0	0	0	59	59	59	59	59	59	59	0	0
$Q_{сум}, \text{M}^3/\text{c}$	24	24	13	49	71	97	116	90	88	79	25	25
$Q_{вхк}, \text{M}^3/\text{c}$	530	530	530	1060	1060	1060	1060	1060	1060	1060	530	530

#### 2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаются в порядке убывания. Для заполнения таблицы А.2, приложение А. Далее вычисляем коэффициент К:

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

где  $Q_n$  –  $n$  – ый член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{ср}$  – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{5,802}{50}} = 0,34; \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\Sigma(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{1,080}{50 \cdot 0,34^3} = 0,55. \quad (2.3)$$

Средняя квадратичная ошибка вычисления коэффициентов вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,34^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 11,7\%. \quad (2.4)$$

Ошибка является допустимой для этого ряда.

Средняя квадратичная ошибка коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,34^2+5 \cdot 0,34^4}}}{0,55} \cdot 100\% = 83,6\%. \quad (2.5)$$

Ошибка является недопустимой, значит, принимаем  $C_s = 2C_v$ .

$$C_s = 2C_v = 2 \cdot 0,34 = 0,68; \quad (2.6)$$

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,34^2+5 \cdot 0,34^4}}}{0,68} \cdot 100\% = 67,7\%. \quad (2.7)$$

Ошибка является допустимой для этого ряда.

Заполним таблицу 2.2, используя следующие формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi; \quad (2.8)$$

$$K_s = M_s + 1; \quad (2.9)$$

$$Q_s = Q_{ср.мах} \cdot K_s. \quad (2.10)$$

Таблица 2.2 – Результаты расчетов максимальных расходов

P, %	Φ	$M_s$	$K_s$	$Q_s, м^3/с$	Расчетный случай
1,0	2,81	0,9554	1,9554	12879	основной
0,1	4,07	1,3838	2,3838	15701	проверочный

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

Целесообразно разделить каждый год на два периода – многоводный (половодье) и маловодный (межень). К многоводным будут относиться месяцы, в которых расход был больше или равен средневодному, тогда остальные месяцы составят маловодный период. По результатам половодными принимаются V-IX месяцы, оставшиеся - маловодными.

Ранжируем расходы в порядке убывания и рассчитываем обеспеченность по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.11)$$

где  $m$  – порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n=50$  – общее число членов ряда.

Результаты расчетов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в приложении Б, таблица Б.1.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного года 90% и средневодного года 50%. Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

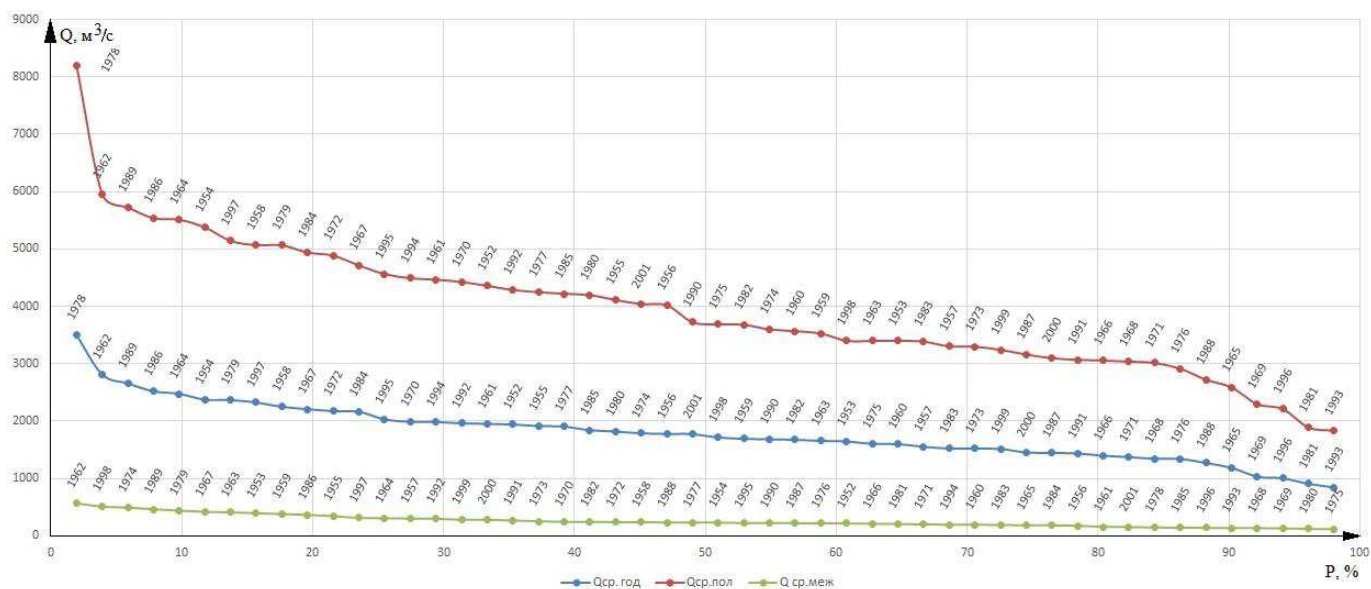


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

#### 2.1.4 Выбор расчетного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие года справа и слева от расчетной обеспеченности 50%. Берем 2001 и 1998 года. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью, принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 2001 года:

$$K_{п 50\%} = \frac{Q_{п 50\% \text{ базовое}}}{Q_{п 2001}} = \frac{3707}{4041} = 0,92; \quad (2.12)$$

$$K_{M 50\%} = \frac{Q_{M 50\% \text{ базовое}}}{Q_{M 2001}} = \frac{233,5}{156} = 1,50. \quad (2.13)$$

Для 1998 года:

$$K_{П 50\%} = \frac{Q_{П 50\% \text{ базовое}}}{Q_{П 1998}} = \frac{3707}{3402} = 1,09; \quad (2.14)$$

$$K_{M 50\%} = \frac{Q_{M 50\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1998}} = \frac{233,5}{512} = 0,46. \quad (2.15)$$

Исходя из полученных значений коэффициентов, принимаем средневодным 2001 год.

### 2.1.5 Выбор расчетного маловодного года

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1965 год. Вычисляем приведенные коэффициенты маловодного года:

$$K_{П 90\%} = \frac{Q_{П 90\% \text{ базовое (1965г)}}}{Q_{П 1965}} = \frac{2590}{2590} = 1; \quad (2.16)$$

$$K_{M 90\%} = \frac{Q_{M 90\% \text{ базовое (1965г)}}}{Q_{M 1965}} = \frac{141}{185} = 0,76. \quad (2.17)$$

Требуется дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (таблица 2.3, 2.4, 2.5).

Таблица 2.3 – Маловодный год (P=90%) без приведения, с приведением, с коэффициентом (1965 год)

Месяцы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Q <sub>ср.год</sub>
Исходные	119	2339	2569	4476	1891	1673	740	175	101	35	37	89	1187
Приведен.	90	2339	2569	4476	1891	1673	562	133	77	27	28	68	1161
С коэф.	119	2339	2569	4476	1891	1673	739	175	101	35	37	89	1187

Таблица 2.4 – Расход с 50% обеспеченностью с корректировкой

Месяцы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Q <sub>ср.год.</sub> м <sup>3</sup> /с
Q <sub>50%</sub> - Q <sub>90%</sub>	-20	566	928	-390	4214	1394	187	235	42	-23	-22	-56	
Изм Q <sub>50%</sub>	20	0	-390	390	0	0	-56	-65	0	23	22	56	
Q <sub>50%</sub> с кор	119	2905	3107	4476	6105	3067	870	345	143	35	37	89	1775

Таблица 2.5 – Средневодный (2001) и маловодный год (1965)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub> м <sup>3</sup> /с
Q <sub>90%</sub> , м <sup>3</sup> /с	35	37	89	119	2339	2569	4476	1891	1673	739	175	101	1187
Q <sub>50%</sub> , м <sup>3</sup> /с	35	37	89	119	2905	3107	4476	6105	3067	870	345	143	1775

По скорректированным данным таблиц строится расчетный гидрограф, рисунок 2.2.

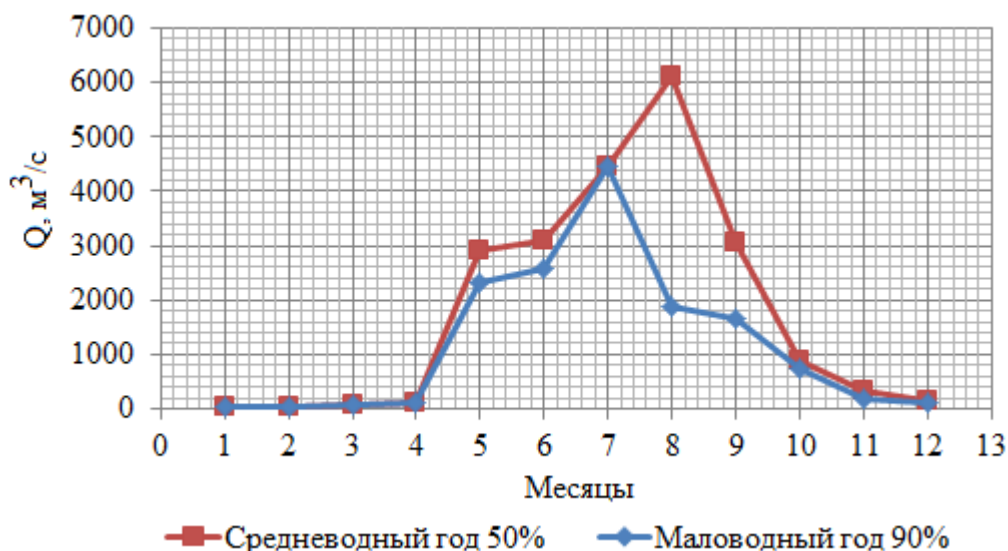


Рисунок 2.2 – Гидрограф маловодного и средневодного года

### 2.1.6 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объема водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО, которая равна 201,50 м. Объемы НПУ и УМО находятся по кривой связи объемов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).  $V_{НПУ} = 36,645 \text{ км}^3$ ;  $V_{УМО} = 17,10 \text{ км}^3$ .

Полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 36,645 - 17,10 = 19,545 \text{ км}^3. \quad (2.18)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища к среднему за многолетний период объему годового стока ГЭС:

$$\bar{W} = Q \cdot t = 1800 \cdot 31536000 \cdot 10^{-9} = 56,76 \text{ км}^3; \quad (2.19)$$

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{19,545}{56,76} = 0,34. \quad (2.20)$$



Так как  $\beta = 0,34$ , то имеем водохранилище годичного регулирования, т.е. цикл длится один год.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

### 2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Расчеты начинаются с определения продолжительности и глубины сработки водохранилища. Для выбранного расчетного маловодного года (1965г.) вычисляется значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{\text{пол.быт}90\%} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.21)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,7$ ;

$Q^{\text{пол.быт}90\%}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

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

$$Q_{\text{полбыт}90\%} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{сумм}} = Q_{\text{быт}} - (Q_{\text{исп}} + Q_{\text{лед}} + Q_{\text{ф}}), \quad (2.22)$$

где  $Q_{\text{исп}}$  – расход, расходуемый на испарение воды в водохранилище;

$Q_{\text{лед}}$  – расход, расходуемый на льдообразование;

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

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

$$H_{ГЭС}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.23)$$

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

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,45$  м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.24)$$

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

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

## 2.2.2 Баланс энергии

Построим график баланса энергий для Сиваглиевской ГЭС. Откладываем на графике  $N_{\text{ВХК}}$ ,  $N_{\text{быт}}$ ,  $N_{\text{сущ.гэс}}$ . Далее проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключенная между линией гарантированной мощности и  $N_{\text{ВХК}}$  была равна мощности  $N_{\text{изб}} = 1168$  МВт. Таким образом, у нас 4 месяца под регулированием. Данные мощностей для построения баланса энергии представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Нсущ. гэс, МВт	Нбыт, МВт	Нвхк, МВт
1	5044	673	4	202
2	4773	617	5	202
3	4304	561	29	202
4	3761	504	27	399
5	3291	476	838	401
6	3019	448	910	401
7	3018	448	1567	401
8	3289	476	670	401
9	3758	504	592	401
10	4300	561	250	399
11	4771	617	58	202
12	5043	673	29	202

Баланс энергии представлен на рисунке 2.3.

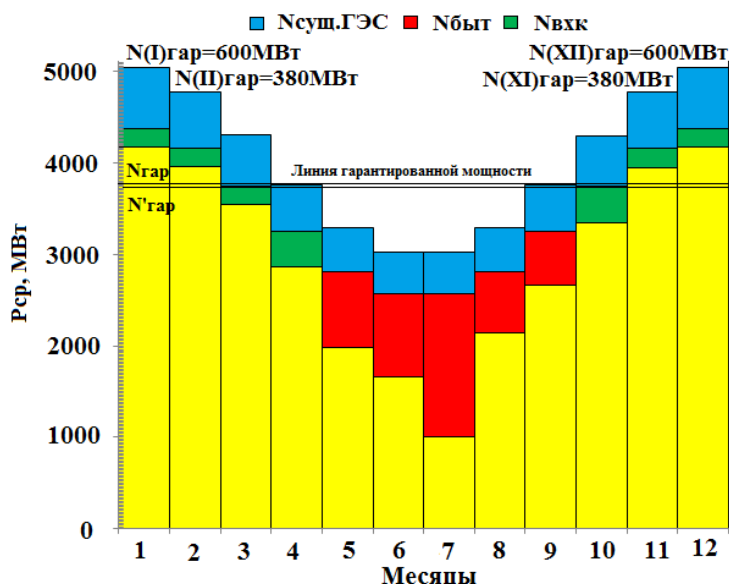


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

С помощью баланса энергии решается вопрос о начале сработки водохранилища. Начинается сработка в первый месяц после окончания половодья, когда бытового притока не хватает на выдачу расхода по ВХК, либо

на выдачу гарантированной мощности. Таким образом, X месяц – месяц начала сработки водохранилища.

### 2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы Сиваглиевской ГЭС в маловодном году

Расчет режима работы ГЭС в маловодном году производится для определения среднемноголетней выработки. Строится график сработка и наполнение водохранилища для маловодного года. Начало сработки водохранилища – X месяц. Расчет начинаем, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем равен отметке  $V_{НПУ}=212,00$  м и  $V_{НПУ} = 36,645$  км<sup>3</sup>.

В результате расчёта первой итерации (таблица Б.3, приложение Б) начальные объемы и отметки меньше конечных, это значит водохранилище переполнено, чтобы это исправить необходимо, увеличить гарантированную мощность. После повышения гарантированной мощности расчеты представлены в таблице Б.4, приложение Б. С учетом новой гарантированной мощности изменяем на балансе энергии линию гарантированной мощности с  $N_{гар} = 1960$  МВт  $\rightarrow N_{гар}' = 2096$  МВт.  $\Delta_{год} = 3,374$  млрд. кВт · ч.

### 2.2.4 Расчет установленной мощности проектируемой ГЭС

Определим рабочую мощность Сиваглиевской ГЭС для декабря (января). Необходимо использовать ИКН каждого месяца для того, чтобы найти рабочую мощность ГЭС этих месяцев. Так как ИКН для соседних месяцев схожи, то считаем их одинаковыми. Тогда для декабря и января нам понадобится одна ИКН. ИКН для декабря (января) представлена на рисунке Б.1 приложение Б.

$$N_{уст} = N_{раб.выт.}^{ГЭС} + N_{рез}^{нагр} = 844 + 17 = 861 \text{ МВт}, \quad (2.25)$$

где  $N_{раб.выт.}^{ГЭС} = 844$  МВт – максимальная рабочая мощность;  
 $N_{рез}^{нагр}$  – резервная мощность ГЭС.

$$N_{рез}^{нагр} = 2\% \cdot N_{раб.выт.}^{ГЭС} = 2\% \cdot 844 = 17 \text{ МВт}. \quad (2.26)$$

### 2.2.5 Баланс мощности

Капитальные ремонты оборудования производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, в которых оно не полностью используется.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{861}{6} = 144 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.27)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановок каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{4 \text{мес}} = \frac{4228}{4} = 176 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.28)$$

Расчет мощностей энергосистемы в маловодном году представлен в таблице 2.7. Баланс мощности представлен на рисунке 2.4.

Таблица 2.7 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Существующая ГЭС		Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	$P_{\text{сис.макс}}$ МВт	$N_{\text{н.р}}$ МВт	$N_{\text{а.р}}$ МВт	$N_{\text{раб}}$ МВт	$N_{\text{н.р}}$ МВт	$N_{\text{раб.макс}}$ МВт	$N_{\text{н.р}}$ МВт	$N_{\text{рем}}$ МВт	$N_{\text{раб.макс}}$ МВт	$N_{\text{а.р}}$ МВт	$N_{\text{рем}}$ МВт
I	5469	109	383	673	13	844	17		3952	277	
II	5184	104	363	617	12	617	12		3950	276	
III	4691	94	328	561	11	235	5		3895	273	
IV	4121	82	288	504	10	418	8		3199	224	
V	3627	73	254	476	10	419	8		2732	191	176
VI	3342	67	234	448	9	429	9		2465	173	176
VII	3341	67	234	448	9	441	9		2452	172	176
VIII	3625	72	254	476	10	549	11		2600	182	176
IX	4118	82	288	504	10	550	11	144	3064	214	
X	4687	94	328	561	11	600	12		3526	247	
XI	5181	104	363	617	12	613	12		3951	277	
XII	5468	109	383	673	13	844	17		3951	277	
Устан. мощн.				686		861			4228		

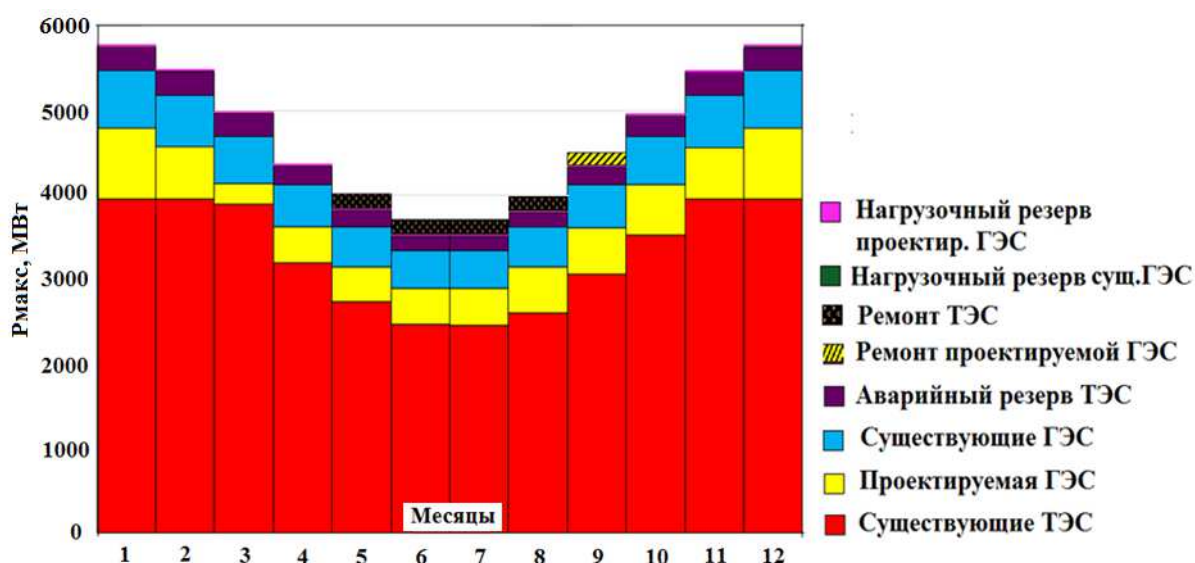


Рисунок 2.4 – Баланс мощности

## 2.2.6 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году состоит в том, чтобы определить среднемноголетнюю выработку. Строится график, на котором отображаются сработка и наполнение водохранилища для средневодного и маловодного года. Выполнено два вида сработки: по отметкам маловодного года и по мощностям декабря, января (таблица Б.5, Б.6, приложение Б). Из двух методов выбирается тот, где среднемноголетняя выработка больше. Выработка оказалась больше в режиме сработки по отметкам. Среднемноголетняя выработка – 4,308 млрд. кВт·ч. График сработки и наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.5.

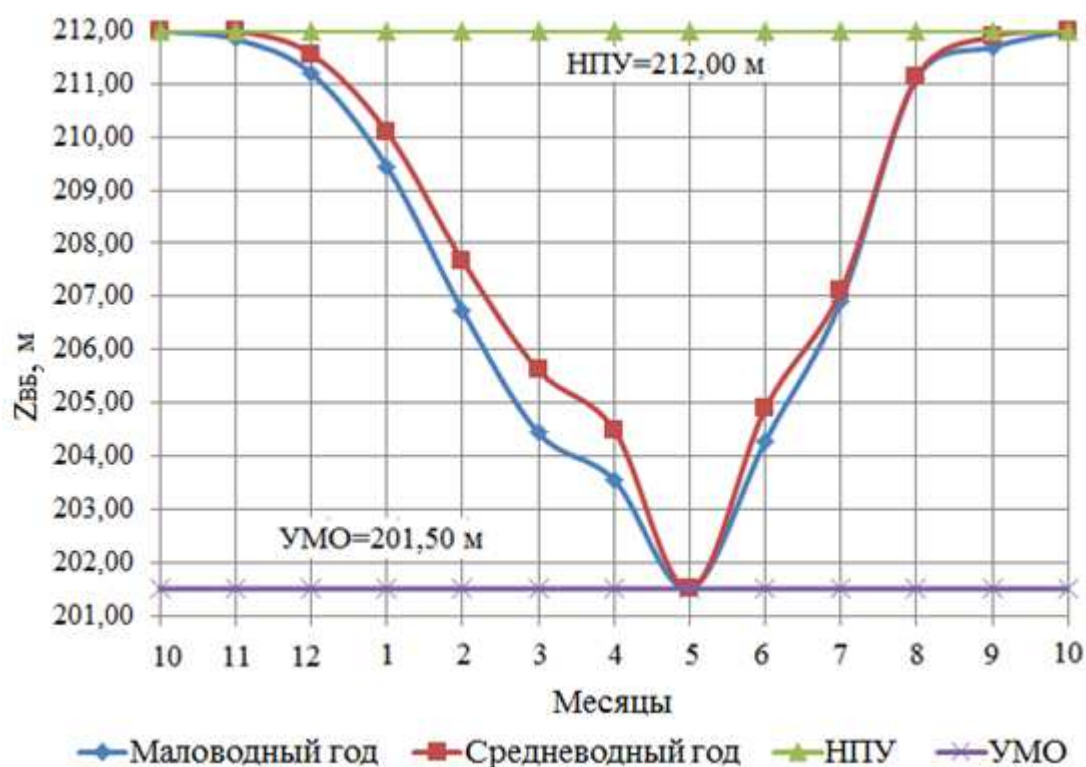


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года

### 3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, чтобы определить область допустимой работы проектируемой ГЭС. Построение этих характеристик выполняется по уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (3.2)$$

где  $k_N = 8,5$  – коэффициент мощности.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (3.3)$$

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

Ограничение по минимальному расходу  $Q_{min} = Q_{сан.попуск} = 400 \text{ м}^3/\text{с}$ . Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов. Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля

Qнб, м <sup>3</sup> /с	Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линии ограничения по расчету установленной мощности	
	Zнб (лето), м	Zнб (зима), м	Н нпу, м	Н умо, м	H <sup>I</sup> звб, м	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	167,01	167,01	44,54	34,04	41,98	2221,95	44,54	2515,01	39,35
200	167,25	167,31	44,30	33,74	41,68	2239,34	44,19	2498,44	38,83
400	167,48	167,59	44,07	33,46	41,40	2257,01	43,85	2481,76	38,32
600	167,69	167,85	43,86	33,20	41,14	2274,96	43,50	2464,98	37,80
800	167,90	168,09	43,65	32,96	40,90	2293,20	43,16	2448,07	37,28
1000	168,09	168,32	43,46	32,73	40,67	2311,74	42,81	2431,05	36,77
1200	168,27	168,53	43,28	32,52	40,46	2330,57	42,46	2413,91	36,25
1400	168,45	168,73	43,10	32,32	40,26	2349,72	42,12	2396,64	35,73
1600	168,61	168,92	42,94	32,13	40,07	2369,18	41,77	2379,25	35,22

### Окончание таблицы 3.1

Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линии ограничения по расчету установленной мощности	
	Z <sub>нб</sub> (лето), м	Z <sub>нб</sub> (зима), м	Н нпу, м	Н умо, м	Н <sup>I</sup> звб, м	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с
1800	168,77	169,09	42,78	31,96	39,90	2388,97	41,43	2361,74	34,70
2000	168,92	169,26	42,63	31,79	39,73	2409,09	41,08	2344,09	34,18
2200	169,06	169,41	42,49	31,64	39,58	2429,56	40,73	2326,31	33,67
2400	169,19	169,56	42,36	31,49	39,43	2450,37	40,39	2308,39	33,15
2600	169,32	169,70	42,23	31,35	39,29	2471,54	40,04	2290,33	32,63
2800	169,44	169,84	42,11	31,21	39,15	2493,09	39,70	2272,12	32,12
3000	169,56	169,96	41,99	31,09	39,03	2515,01	39,35	2253,77	31,60
3200	169,67	170,08	41,88	30,97	38,91	-	-	-	-
3400	169,78	170,20	41,77	30,85	38,79	-	-	-	-

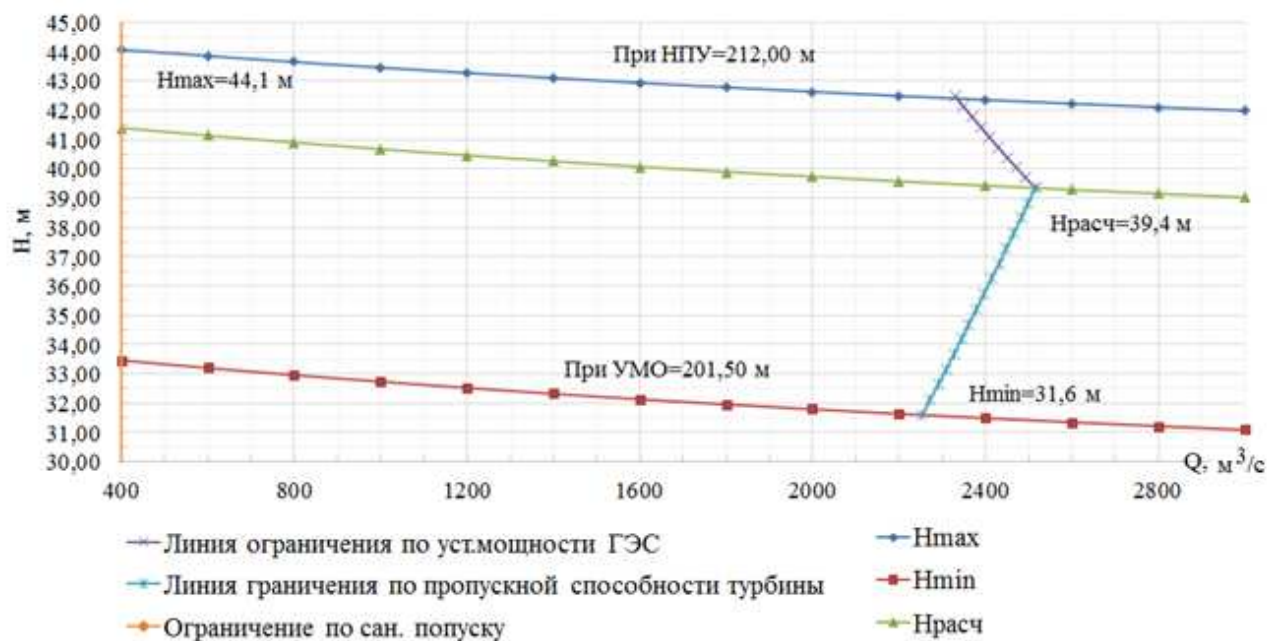


Рисунок 3.1 – Режимное поле Сиваглиевского водохранилища

Из построенного режимного поля определяем:  $N_{max} = 44,1$  м,  
 $N_{расч} = 39,4$  м,  $N_{min} = 31,6$  м.

### 3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для известного диапазона изменения напора по справочным данным необходимо подобрать все возможные типы гидротурбин. Значение предельного напора не должно быть меньше максимального напора, т.е

$H_{max} \leq H_{пред}$ . Отношение  $\frac{H_{min}}{H_{max(турбины)}}$  должно быть не меньше справочных данных. Диапазону напоров соответствуют РО 45-В, ПЛ 50-В, ПЛД 50В-60° с параметрами представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		РО 45-В	ПЛ 50-В	ПЛД 50В-60°
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$ , м	45	50	50
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,6	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}$ , об/мин	82,5	116,5	113
КПД модели в расчетной точке	$\eta_{мод}(p1)$	0,876	0,886	0,861
Приведенный расход в расчетной точке	$Q_{max}(p1)$ , л/с	1435	1525	1710
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1м}$ , м	0,46	0,46	0,35
Напор модельной турбины	$H_{м}$ , м	4	12	5
Температура	$t_{м}$ , °C	8	21	16
	$t_{н}$ , °C	10		
Коэффициент вязкости	$\nu_{н} \cdot 10^6$ , м <sup>2</sup> /с	1,3		
	$\nu_{м} \cdot 10^6$ , м <sup>2</sup> /с	1,384	0,988	1,114

Задается ряд стандартных значений диаметров  $D_1$ . Из намеченных вариантов гидротурбин рассчитываются их параметры.

КПД натурной турбины определяется по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1мод}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{мод}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_{мод}}} \right], \quad (3.4)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

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

$H_{мод}$  – напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчетный напор натурной гидротурбины;

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

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

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где  $Q'_{Ip}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;



$\eta_{\Gamma}$  – КПД генератора.

Количество агрегатов (с последующим округлением до целого числа):

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.6)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}}=861$  МВт);

$N_{\text{а}}$  – мощность агрегата.

Уточняется мощность агрегата:

$$N_{\text{а}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{Z_{\text{а}}}. \quad (3.7)$$

Поправка  $\Delta_1$  и синхронная частота вращения гидротурбины  $n_c$  (с последующим округлением до стандартного значения):

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}}; \quad (3.8)$$

$$n'_c = \frac{n'_{\text{Iр}} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{р}}}}{D_1}, \quad (3.9)$$

где  $n'_{\text{Iр}}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке (таблица 3.2).

Приведенные максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{\text{Imax}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0,5}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{\text{Iрасч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{расч}})^{0,5}}; \quad (3.11)$$

$$n'_{\text{Imin}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0,5}}. \quad (3.12)$$

Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_{\text{р}} \cdot \eta_{\Gamma} = \frac{N_{\text{а}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{р}}^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma}}. \quad (3.13)$$

Левая часть уравнения определена подбором такой точки на линии  $n'_{\text{Iр}}$ , чтобы произведение  $Q'_{\text{р}} \cdot \eta_{\Gamma}$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_T} \quad (3.14)$$

Приведенные расходы:

$$Q'_{imax} = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}; \quad (3.15)$$

$$Q'_{imin} = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.16)$$

где  $n=2$  – это означает, что минимальный расход можно пропустить через две турбины.

По формулам (3.4) – (3.16) величины для разных диаметров натуральных турбин сводятся в таблицу 3.3 для РО45-В, в таблицу 3.4 для ПЛ50-В, в таблицу 3.5 для ПЛД50В-60°.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО45-В

Параметр	РО45-В				
	7,1	7,5	8	8,5	9
$D_1, \text{м}$	7,1	7,5	8	8,5	9
$\eta_T, \text{о.е.}$	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929
$N' \text{ агр, МВт}$	157,5	175,8	200,1	226,0	253,5
$Z'a, \text{шт}$	5,47	4,90	4,30	3,81	3,40
$Z'a, \text{шт}$	6	6	6	4	4
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	143,5	143,5	143,5	215,3	215,3
$\Delta_1, \text{о.е.}$	1,058	1,058	1,059	1,060	1,060
$n_{c1}', \text{об/мин}$	74,97	70,99	66,57	62,67	59,21
$n_{c1}, \text{об/мин}$	75	75	68,2	65,2	60
$n_1(H_{\max}), \text{об/мин}$	78,0	82,4	79,9	81,1	79,0
$n_1(H_p), \text{об/мин}$	82,5	87,2	84,5	85,8	83,6
$n_1(H_{\min}), \text{об/мин}$	92,1	97,3	94,3	95,8	93,3
$Q \cdot \eta \text{ (расч)}$	1,212	1,086	0,955	1,268	1,131
$Q \cdot \eta \text{ (max)}$	1,023	0,916	0,805	1,070	0,955
$Q'_1 (H_{\min}) \text{ м}^3/\text{с}$	0,69	0,61	0,54	0,48	0,43
$Q'_1 (H_{\max}) \text{ м}^3/\text{с}$	0,58	0,52	0,46	0,41	0,36

Таблица 3.4 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ50-В

Параметр	ПЛ50-В					
	6,7	7,1	7,5	8	8,5	9
$D_1, \text{м}$	6,7	7,1	7,5	8	8,5	9
$\eta_T, \text{о.е.}$	0,925	0,925	0,926	0,926	0,927	0,927
$N' \text{ агр, МВт}$	148,7	167,0	186,5	212,3	239,8	269,0
$Z'a, \text{шт}$	5,79	5,15	4,62	4,06	3,59	3,20

Окончание таблицы 3.4

Параметр	ПЛ50-В					
	$D_1, м$	$D_1, м$	$D_1, м$	$D_1, м$	$D_1, м$	$D_1, м$
$Z_a$ , шт	6	6	6	6	4	4
$N_{agr}$ , МВт	143,5	143,5	143,5	143,5	215,3	215,3
$\Delta_1$ , о.е.	1,044	1,044	1,045	1,045	1,046	1,047
$n_{c1}'$ , об/мин	111,42	105,18	99,59	93,40	87,93	83,07
$n_{c1}$ , об/мин	115,4	107,1	100	93,8	88,2	83,3
$n_1(H_{max})$ , об/мин	114,0	112,1	110,5	110,6	110,4	110,4
$n_1(H_p)$ , об/мин	120,7	118,6	117,0	117,0	116,9	116,8
$n_1(H_{min})$ , об/мин	134,6	132,4	130,5	130,6	130,4	130,4
$Q \cdot \eta$ (расч)	1,361	1,212	1,086	0,955	1,268	1,131
$Q \cdot \eta$ (max)	1,148	1,023	0,916	0,805	1,070	0,955
$Q'_1(H_{min})$ м <sup>3</sup> /с	0,78	0,69	0,62	0,54	0,48	0,43
$Q'_1(H_{max})$ м <sup>3</sup> /с	0,66	0,58	0,52	0,46	0,41	0,36

Таблица 3.5 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛД50В-60°

Параметр	ПЛД50В-60°					
	$D_1, м$	$D_1, м$	$D_1, м$	$D_1, м$	$D_1, м$	$D_1, м$
$\eta_T$ , о.е.	0,916	0,917	0,917	0,918	0,918	0,919
$N'_{agr}$ , МВт	146,1	165,3	185,7	207,4	236,1	266,7
$Z'_a$ , шт	5,90	5,21	4,64	4,15	3,65	3,23
$Z_a$ , шт	6	6	6	6	4	4
$N_{agr}$ , МВт	143,5	143,5	143,5	143,5	215,3	215,3
$\Delta_1$ , о.е.	1,064	1,065	1,065	1,066	1,067	1,067
$n_{c1}'$ , об/мин	116,06	109,17	103,05	97,58	91,51	86,16
$n_{c1}$ , об/мин	125	115,4	107,1	100	93,8	88,2
$n_1(H_{max})$ , об/мин	115,0	112,9	111,0	109,4	109,4	109,3
$n_1(H_p)$ , об/мин	121,7	119,4	117,4	115,8	115,8	115,7
$n_1(H_{min})$ , об/мин	135,8	133,3	131,1	129,2	129,2	129,1
$Q \cdot \eta$ (расч)	1,539	1,361	1,212	1,086	1,432	1,268
$Q \cdot \eta$ (max)	1,299	1,148	1,023	0,916	1,208	1,070
$Q'_1(H_{min})$ м <sup>3</sup> /с	0,87	0,77	0,68	0,61	0,54	0,48
$Q'_1(H_{max})$ м <sup>3</sup> /с	0,74	0,65	0,58	0,52	0,46	0,40

Выбор подходящего типа гидротурбин производится по следующим критериям:

- Не рассматривались гидротурбины, у которых линия ограничения по минимальному расходу выходит за пределы универсальной характеристики или находится за точкой оптимума.

- Не рассматривались гидротурбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведенными оборотами точка оптимума находится слишком близко к линии максимальных оборотов (так как турбина

должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчетного).

- Турбина должна иметь максимальный КПД, оптимальную зону работы, удовлетворять условиям транспортировки, иметь оптимальное количество агрегатов.

Таким образом, к рассмотрению приняты турбины: ПЛ50-В – 750 и ПЛД50В-60°–750.

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определена по формуле:

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.17)$$

где  $Z_{нб}(Q_{нб})$  – зависимость отметки нижнего бьефа от расхода в НБ;

$H_S$  – высота отсасывания.

Высота отсасывания определена по формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.18)$$

где  $B$  – барометрическое давление, равное 10,33 м;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ;

$H$  – напор.

Используя ГУХ с нанесенной зоной работы гидротурбины, вычислялись высоты отсасывания для трех случаев:

1) Работа одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_{max}$ .

2) Работа одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_p$ .

3) Работа одного агрегата с соответствующей мощностью на линии ограничения при  $H_{min}$ .

Приведены расчеты для ПЛД 50В-60°-750:

При  $H_{max}$ :

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H} = 1,01 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{44,1} = 377 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.19)$$

где  $Z_{нб}(Q_{нб})$  берется равной 167,45 м, коэффициент кавитации  $\sigma=0,22$ .

$$\Delta Z_{X \text{ пл}} = \frac{B_0}{2} = \frac{0,375 \cdot 7,5}{2} = 1,406 \text{ м}; \quad (3.20)$$

$$H_S = 10,33 - \frac{167,45}{900} - 0,22 \cdot 44,1 - 1,5 + 1,406 = 0,35 \text{ м}.$$

При  $H_p$ :

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H} = 1,2 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{39,4} = 423 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.21)$$

где  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$  берется равной 167,50 м, коэффициент кавитации  $\sigma=0,31$ .

$$H_S = 10,33 - \frac{167,50}{900} - 0,31 \cdot 39,4 - 1,5 + 1,406 = -2,15 \text{ м}.$$

При  $H_{\text{min}}$ :

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H} = 1,12 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{31,6} = 354 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.22)$$

где  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$  берется равной 167,43 м, коэффициент кавитации  $\sigma=0,28$ .

$$H_S = 10,33 - \frac{167,430}{900} - 0,28 \cdot 39,4 - 1,5 + 1,406 = 1,20 \text{ м}.$$

Расчеты для ПЛ50-В-750 рассчитываются аналогично, расчеты представлены в таблице 3.6:

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания

Параметры	ПЛД 50В-60°-750			ПЛ50-В-750		
	при $H_{\text{max}}$	при $H_{\text{расч}}$	при $H_{\text{min}}$	при $H_{\text{max}}$	при $H_{\text{расч}}$	при $H_{\text{min}}$
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	377	423	354	373	420	356
$H_S, \text{ м}$	0,35	-2,15	1,2	-2,29	-5,01	-1,47
$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}), \text{ м}$	167,45	167,50	167,43	167,45	167,50	167,43
$\sigma$	0,22	0,31	0,28	0,248	0,347	0,32
$\Delta Z_X \text{ ПЛ}, \text{ м}$	1,406	1,406	1,406	0	0	0

Из рассчитанных значений высот отсасывания выбрано наименьшее значение высоты отсасывания. Таким образом, исходя из условий и расчетов, приведенных выше, выбрана гидротурбина ПЛД50В-60°-750 с синхронной частотой вращения  $n_c = 100$  об/мин и количеством агрегатов  $Z_a = 6$ . Рабочие зоны гидротурбин ПЛД50В-60°-750 и ПЛ50-В-750 на главной универсальной характеристике представлены в приложении В, рисунок В.1, В.2, соответственно. Проточная часть модели гидротурбины ПЛД 50В-60°-750 представлена на рисунке В.3, приложения В.

Отметка рабочего колеса:

$$\nabla Z_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S = 167,45 + 0,35 = 167,80 \text{ м}; \quad (3.23)$$

$$\nabla Z_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S = 167,50 - 2,15 = 165,35 \text{ м}; \quad (3.24)$$

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S = 167,43 + 1,20 = 168,63 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Принимается отметка рабочего колеса:  $\nabla Z_{PK} = 165,35 \text{ м.}$

### 3.4 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Металлические спиральные камеры  $\varphi = (345 - 360^\circ)$  имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирование потока на входе в направляющий аппарат. Угол обхвата  $\varphi' = 345^\circ$ .

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 7,5 = 2,81 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 20(\text{см}) = 2,81 + 0,02 = 2,83 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Основные размеры статора:  $D_1 = 7,5 \text{ м}; D_a = 11,5 \text{ м}; D_b = 10 \text{ м}; D_4 = 12 \text{ м}; R_4 = 6 \text{ м}; R = 0,65 \text{ м}; h_1 = 0,55$ .

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 2,83 + 2 \cdot 0,55 = 3,93 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Принята скорость потока во входном сечении спиральной камеры для расчетного напора  $v_{cp} = 5,4 \text{ м/с}$ .

Расход через входное сечение:  $Q_p = 371,3 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi'}{360^\circ} = 371,3 \cdot \frac{345}{360} = 355,8 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.29)$$

где  $\varphi'$  – максимальный угол для входного сечения.

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{355,8}{5,4} = 65,9 \text{ м}^2. \quad (3.30)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{65,9}{3,14}} = 4,58 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 6 + \sqrt{4,58^2 - \left(\frac{3,93}{2}\right)^2} = 10,14 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = p_{\text{вх}} + a_{\text{вх}} = 4,58 + 10,14 = 14,72 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения:

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 10,14 - \sqrt{10,14^2 - 4,58^2} = 1,09; \quad (3.34)$$

Отношение  $\frac{1}{c} = 1,14$ ;

$$\varphi = \frac{\varphi'}{360^\circ} = \frac{345^\circ}{360^\circ} = 0,96. \quad (3.35)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$ , рассчитали все значения спиральной камеры. Расчеты произведены для  $\varphi = 300^\circ$ .

Получено уравнение, которое решено относительно  $x$ :

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \frac{H_1}{2}} = 1,05 + \sqrt{\frac{2 \cdot 6 \cdot 0,92}{1,14} - \frac{3,93}{2}} = 3,99 \text{ м.} \quad (3.36)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x = 6 + 3,99 = 9,99 \text{ м.} \quad (3.37)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \sqrt{3,99^2 + \left(\frac{3,93}{2}\right)^2} = 4,45 \text{ м.} \quad (3.38)$$

Наружный радиус расчетного сечения:

$$R = a + p = 9,99 + 4,45 = 14,44 \text{ м.} \quad (3.39)$$

Все расчеты спиральной камеры сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Расчет спиральной камеры

$\varphi$	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
345	0,96	1,09	13,13	9,26	3,04	4,14	17,12	20,98	4,58	10,14	14,72
330	0,92	1,05	12,56	8,69	2,95	3,99	15,96	19,82	4,45	9,99	14,45
315	0,88	1,00	11,99	8,12	2,85	3,85	14,81	18,68	4,32	9,85	14,17
300	0,83	0,95	11,42	7,55	2,75	3,70	13,68	17,55	4,19	9,70	13,89
285	0,79	0,90	10,84	6,98	2,64	3,55	12,57	16,44	4,05	9,55	13,60
270	0,75	0,86	10,27	6,41	2,53	3,39	11,48	15,34	3,92	9,39	13,30
255	0,71	0,81	9,70	5,84	2,42	3,22	10,40	14,26	3,78	9,22	13,00
240	0,67	0,76	9,13	5,27	2,29	3,06	9,34	13,20	3,63	9,06	12,69
225	0,63	0,71	8,56	4,70	2,17	2,88	8,30	12,16	3,49	8,88	12,37
210	0,58	0,67	7,99	4,12	2,03	2,70	7,27	11,14	3,34	8,70	12,03
195	0,54	0,62	7,42	3,55	1,89	2,50	6,27	10,13	3,18	8,50	11,69
180	0,50	0,57	6,85	2,98	1,73	2,30	5,28	9,15	3,02	8,30	11,32
165	0,46	0,52	6,28	2,41	1,55	2,08	4,31	8,18	2,86	8,08	10,94

Для дальнейших углов  $\varphi$  сечение спиральная камера принимает форму эллипса. Построили плавную зависимость по уже имеющимся координатам R и  $\varphi$  до координаты ( $\varphi = 0; R = \frac{10}{2}$ ). Недостающий участок продлили до  $0^\circ$  и получили зависимость  $R = f(\varphi)$ , которая представлена на рисунке 3.2.

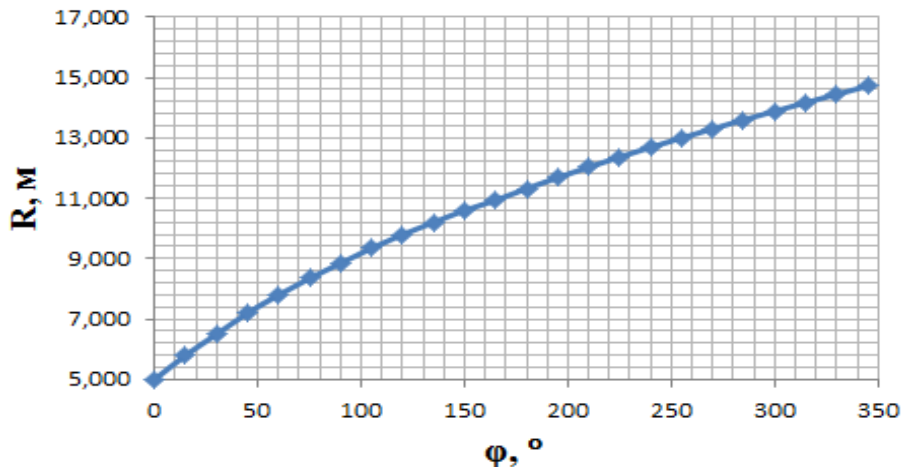


Рисунок 3.2 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $R = f(\varphi)$

С шагом  $\Delta\varphi = 15^\circ$  с рисунка 3.2 сняли значения R в зависимости от угла.  
 $R_{(\varphi=150)} = 10,6$  м.

Больший радиус эллиптического сечения:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{3,93}{2 \cdot \sin 35} = 3,45 \text{ м}, \quad (3.40)$$

где  $a_k = 35^\circ$ .



Вычисленное значение  $p_1$  принимают постоянным для всех эллиптических сечений.

Меньший радиус эллиптического сечения:

$$p_{2(\varphi=150)} = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos \alpha_k))}{2 \cdot \cos \alpha_k} = \frac{10,6 - (6 + 3,45 \cdot (1 - \cos 35))}{2 \cdot \cos 35} = 2,4 \text{ м.} \quad (3.41)$$

Данные расчетов сведены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Значения наружного и эллиптического радиуса

$\varphi, ^\circ$	$p_1, \text{ м}$	$R, \text{ м}$	$p_2, \text{ м}$
150	3,45	10,600	2,4
135		10,200	2,2
120		9,800	1,9
105		9,350	1,7
90		8,850	1,4
75		8,350	1,1
60		7,800	0,7
45		7,200	0,4

Чертеж спиральной камеры круглого сечения по рассчитанным выше параметрам представлен на рисунке 3.3.

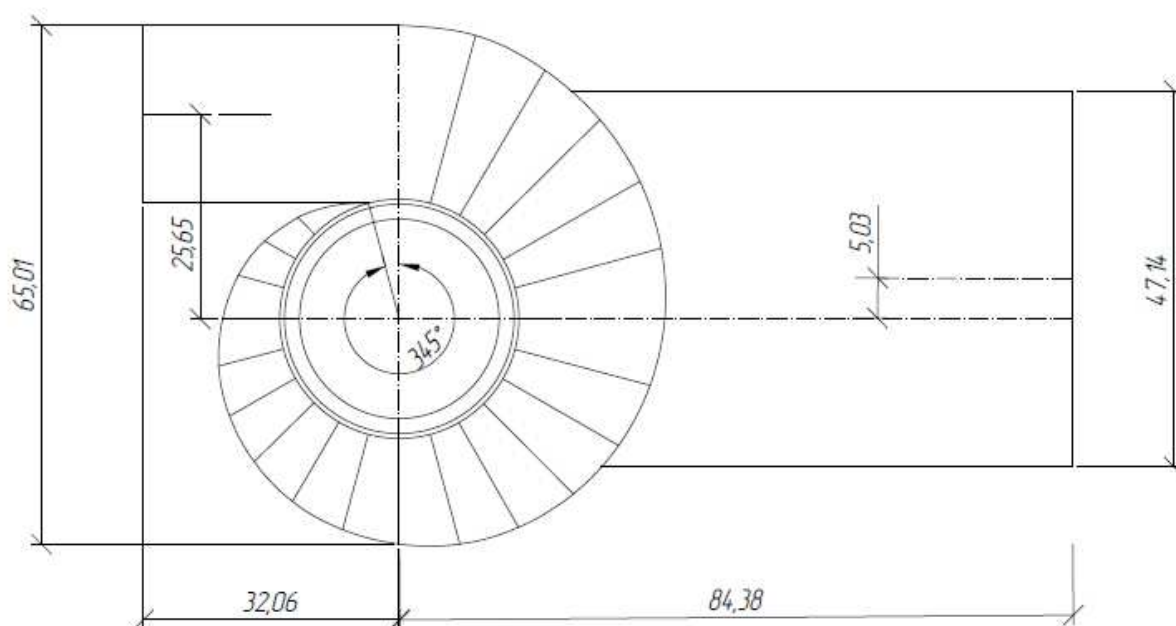


Рисунок 3.3 – Металлическая спиральная камера с круглыми сечениями

### 3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины

#### 3.5.1 Расчет вала на прочность

При расчете вала на прочность учитывают совместное влияние скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N_a}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{143500}{100} = 13,98. \quad (3.42)$$

Наружный диаметр (предварительно):

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left( \frac{5,1 \cdot 13,98}{30} \right)^{0,33} = 1,33 \text{ м}. \quad (3.43)$$

Полученное значение диаметра вала округлили до стандартизованного:  
 $D_B = 1,4 \text{ м}.$

#### 3.5.2 Расчет подшипника

В данном разделе представлен расчет подшипника кольцевого вида.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 143500}{100 \cdot 7,5} = 153,07 \text{ кН}. \quad (3.44)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{п}$ , с учётом облицовки приняли на 20 мм больше  $D_B$ , таким образом  $d_{п} = 1,42 \text{ м}.$

Удельное давление:

$$P_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [P_{уд}] = \frac{153,07}{1,42 \cdot 0,5} = 215,59 \text{ кПа}. \quad (3.45)$$

Допускаемое удельное давление:

$$[P_{уд}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 14,86 = 430,94 \text{ кПа}; \quad (3.46)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{синхр} \cdot d_{п}}{30} = \frac{3,14 \cdot 100 \cdot 1,42}{30} = 14,86 \text{ м/сек}. \quad (3.47)$$

Как видно из расчётов кольцевой подшипник проходит по условиям нагрузки.

### 3.6 Выбор типа серийного генератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_{\text{grp}}}{\cos\varphi} = \frac{143,5}{0,85} = 168,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.48)$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{100} = 60. \quad (3.49)$$

Опираясь на справочные данные, выбран гидрогенератор: СВ-1260/185-60УХЛ4 с  $S_{\text{ном}} = 176,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  и  $n_{\text{ном}} = 100 \text{ об/мин}$ . В таблице 3.9 представлены параметры генератора.

Таблица 3.9 – Основные параметры генератора Сиваглиевской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	176,5
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	150
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	15,75
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	6,48
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	100
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	1,01
Переходное сопротивление	$X'_d$	о.е.	0,33
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,24
Исполнение	зонтичное		

### 3.7 Выбор вспомогательного оборудования

#### 3.7.1 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ) необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая осуществляет поворот лопаток

направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса. По справочному пособию [2], определен тип МНУ: МНУ20/2-40-20-3.

Маслонапорная установка вместимостью 20 м<sup>3</sup>, состоит из двух сосудов с давлением 4 МПа, объемом сливного бака вместимостью 20 м<sup>3</sup> с тремя насосами.

### **3.7.2 Выбор электрогидравлического регулятора**

По справочным данным [2] выбран тип ЭГРК. Для ПЛД турбины приняли: ЭГРК-150-4 – регулятор скорости электрогидравлический с электромеханическим комбинатором вне колонки управления:

где ЭГРК – электрогидравлический регулятор;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС

Главная схема соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит выбор электроустановок, ее экономичность, гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В энергосистеме Амурской области было определено, что ближайшей подстанцией является ПС 500 кВ «Амурская» (г. Свободный) с расстоянием 90 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов. Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, которые представлены на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения ее надежности нормальных, ремонтных и аварийных режимов.

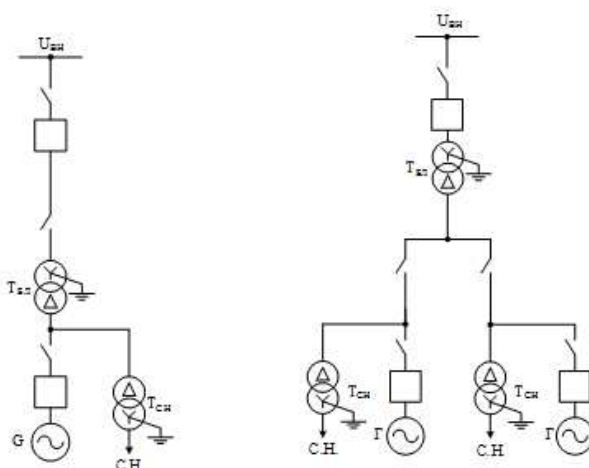


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

### 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.2.1 Выбор синхронного генератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. Опираясь на справочные данные, выбран гидрогенератор СВ-1260/185-60УХЛ4. Номинальные параметры приведены в пункте 3.6, таблица 3.9.

#### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

Выбор трансформаторов включает в себя определение типа, числа и номинальной мощности. Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора, т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{уст.ген}} - P_{\text{с.н}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{150 - 0,005 \cdot 150}{0,85} = 175,6 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где  $\cos\varphi_{\text{с.н}} = \cos\varphi_{\text{ген}} = 0,85$ .

Исходные данные трансформатора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные трансформатора

Трансформатор	S, МВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ		$U_{\text{кз}}$ , %	$\Delta P_{\text{xx}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$I_{\text{xx}}$ , %
		$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
ТДЦ– 250000/500	250	525	15,75	13	250	600	0,45

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используются значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и времени максимальных потерь  $\tau$ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч}, \quad (4.2)$$

где  $T_{\text{max}} = 4$  тыс. час. год.

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

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов в год, 1/год;

$T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока, час.;

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, час.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 250 \cdot 8728,5 = 2182,13 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.4)$$

Для 6 трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{xx}} = 6 \cdot \Delta W_{\text{xx}} = 6 \cdot 2182,13 = 13092,78 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\Pi} = \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{T}}}\right) \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном,тр}}}\right)^2 \cdot \tau = \left(\frac{600}{1}\right) \cdot \left(\frac{175,6}{250}\right)^2 \cdot 2405,3 = 712,02 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.6)$$

Для 6 трансформаторов:

$$\Delta W'_{\Pi} = 6 \cdot \Delta W_{\Pi} = 6 \cdot 712,02 = 4272,12 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.7)$$

где  $S_{\text{ном,тр}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$n_{\text{T}}$  – количество трансформаторов.

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W'_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W'_{\Pi} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 13092,78 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 4272,12 = 117 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.8)$$

где  $\beta_1$  – тарифная ставка в режиме холостого хода;

$\beta_2$  – тарифная ставка нагрузочных потерь.

### 4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{уст.ген}} - P_{\text{с.н}}}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{150 - 0,005 \cdot 150}{0,85} = 351,18 \text{ МВА.} \quad (4.9)$$

Исходные данные для трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные трансформатора

Трансформатор	S, МВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ		$U_{\text{кз}}$ , %	$\Delta P_{\text{xx}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$I_{\text{xx}}$ , %
		$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
ТДЦ- 400000/500	400	525	15,75	13	350	800	0,4

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч}, \quad (4.10)$$

где  $T_{\text{max}} = 4$  тыс. час год.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч.} \quad (4.11)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 350 \cdot 8728,5 = 3054,98 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.12)$$

Для 3 трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{xx}} = 3 \cdot \Delta W_{\text{xx}} = 3 \cdot 3054,98 = 9164,93 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.13)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{п}} = \left( \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{T}}} \right) \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном,тр}}} \right)^2 \cdot \tau = \left( \frac{800}{1} \right) \cdot \left( \frac{351,18}{400} \right)^2 \cdot 2405,3 = 1483,88 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.14)$$

Для 3 трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{п}} = 3 \cdot \Delta W_{\text{п}} = 3 \cdot 1483,88 = 4451,64 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.15)$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{п}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 9164,94 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 4451,64 = 95,05 \text{ тыс. руб.} \quad (4.16)$$

Схема ГЭС с укрупненными блоками представлена на рисунке 4.2.

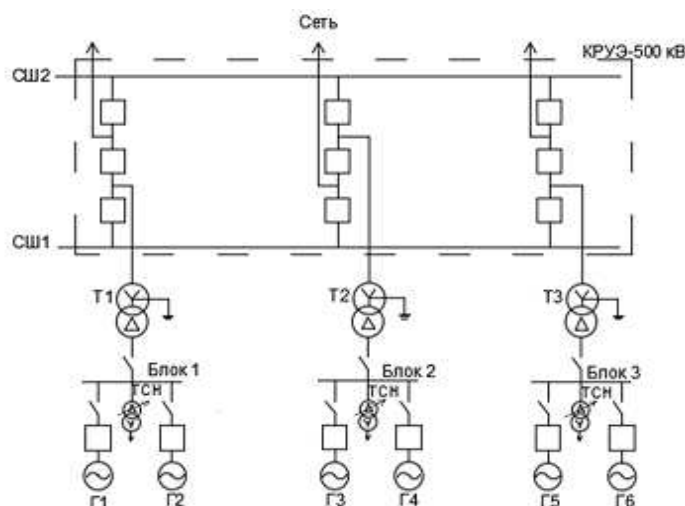


Рисунок 4.2 – Схема ГЭС с укрупненными блоками

#### 4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

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



Согласно СТО в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

$$S_{с.н} = 0,005 \cdot \frac{P_{ном}}{\cos\varphi} = 0,005 \cdot \frac{861}{0,85} = 5,06 \text{ МВА.} \quad (4.17)$$

Исходные данные трансформатора собственных нужд представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Исходные данные трансформатора собственных нужд

Трансформатор	$S_{ном}, \text{ МВА}$	$U_{ном}, \text{ кВ}$		$U_{кз}, \%$
		$U_{вн}$	$U_{нн}$	
ТСЗ-6000/15,75/6 УЗ	6	15,75	6	8

### 4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий

Количество отходящих линий:

$$n = \frac{P_{уст.ст} - P_{с.н}}{k \cdot P_{нат} / \cos\varphi} + 1 = \frac{861 - 4,3}{1 \cdot 900 / 0,85} + 1 = 1,8 = 2, \quad (4.18)$$

где  $k$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше  $k = 1$ .

$P_{нат}$  – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 500 кВ.

Принимается число ВЛ 500 кВ равным  $n = 2$ .

$$I_{раб} = \frac{P_{ст} - P_{с.н}}{\sqrt{3} n U_{ном} \cos\varphi} = \frac{861 - 4,3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 500 \cdot 0,85} = 582 \text{ А,} \quad (4.19)$$

где  $n$  – количество проводов.

Расчетный ток:

$$I_{расч} = I_{раб} \alpha_i \alpha_t = 582 \cdot 1,05 \cdot 1 = 611,1 \text{ А,} \quad (4.20)$$

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

$\alpha_t = 1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Определение сечения провода:

$$F = \frac{I_{расч}}{j} = \frac{611,1}{1,1} = 555,5 \text{ мм}^2, \quad (4.21)$$

где  $j = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  – плотность тока.

Проверка по нагреву провода:

$$I_{\text{ав}} = \frac{P_{\text{уст.ст}} - P_{\text{с.н}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}(n-1)\cos\varphi} = \frac{861-4,3}{\sqrt{3}\cdot 500\cdot 1\cdot 0,85} = 1160 \text{ А.} \quad (4.22)$$

АС-600/72 не подходит по токовой нагрузке ( $I_{\text{доп}}$ ), по номинальному сечению соответствующего по ПУЭ класса напряжения нет, поэтому принимаем решение о большем количестве линий  $n=3$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{P_{\text{ст}} - P_{\text{с.н}}}{\sqrt{3}nU_{\text{ном}}\cos\varphi} = \frac{861-4,3}{\sqrt{3}\cdot 3\cdot 500\cdot 0,85} = 388 \text{ А;} \quad (4.23)$$

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}}\alpha_i\alpha_t = 388 \cdot 1,05 \cdot 1 = 407,4 \text{ А;} \quad (4.24)$$

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{407,4}{1,1} = 370,4 \text{ мм}^2. \quad (4.25)$$

Проверка по нагреву провода:

$$I_{\text{ав}} = \frac{P_{\text{уст.ст}} - P_{\text{с.н}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}(n-1)\cos\varphi} = \frac{861-4,3}{\sqrt{3}\cdot 500\cdot 2\cdot 0,85} = 582 \text{ А;} \quad (4.26)$$

$$I_{\text{доп}} = 825 \text{ А.}$$

Выбираем провод АС – 3х400/51. Данные провода представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Данные провода АС – 3х400/51

Количество проводов в фазе, шт	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км
3	0,0243	0,306	3,623

#### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

В рассмотренной схеме различается количество силовых трансформаторов, ТСН и ячейка распределительного устройства высшего напряжения.

Капитальные вложения для одиночного блока:

$$K = nK_{\text{Т}} + mK_{\text{ТСН}} + tK_{\text{КРУЭ}} = 6 \cdot 300 + 6 \cdot 10 + 9 \cdot 10 = 1950 \text{ млн. руб.}, \quad (4.27)$$

где  $n$  – число силовых трансформаторов;

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

$m$  – число трансформаторов собственных нужд;  
 $K_{ТСН}$  – стоимость трансформатора собственных нужд;  
 $t = 9$  – число ячеек КРУЭ;  
 $K_{КРУЭ}$  – стоимость ячейки КРУЭ.

Затраты:

$$З = F_n K_i + И = 0,15 \cdot 1950 \cdot 10^6 + 117000 = 292,6 \text{ млн. руб.}, \quad (4.28)$$

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

$K_i$  – капитальные затраты;

$И$  – издержки.

Капитальные вложения для укрупненного блока:

$$K = nK_T + mK_{ТСН} + tK_{КРУЭ} = 3 \cdot 589 + 3 \cdot 10 + 6 \cdot 10 = 1857 \text{ млн. руб.}, \quad (4.29)$$

где  $t = 6$  – число ячеек КРУЭ.

Затраты:

$$З = F_n K_i + И = 0,15 \cdot 1857 \cdot 10^6 + 95050 = 278,6 \text{ млн. руб.}; \quad (4.30)$$

$$\Delta = \frac{z_{i1} - z_{i2}}{z_{i1}} \cdot 100\% = \frac{292,6 - 278,6}{292,6} \cdot 100\% = 4,78 \%. \quad (4.31)$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5%, окончательно выбираем вариант с укрупненными блоками, так как этот вариант экономически выгодный.

#### **4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения**

Число присоединений РУ–500 кВ: 6 (3 ВЛЭП 500 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем полуторную схему. Выбранная схема РУ – 500 кВ представлена на рисунке 4.3.

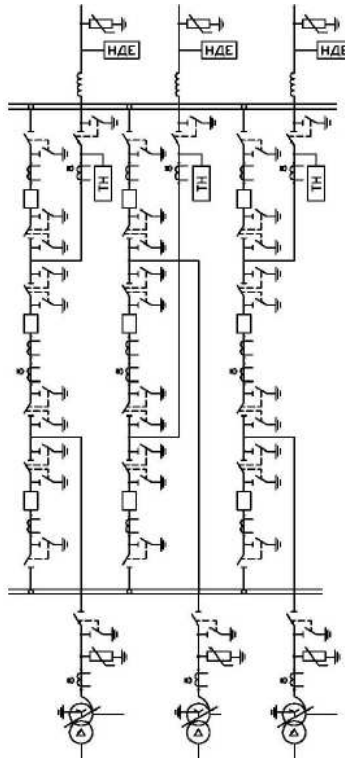


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 500 кВ: Полупортальная схема

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

### 4.6.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,24 \cdot \frac{15,75^2}{176,5} = 0,34 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ.} \quad (4.33)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{13 \cdot 525^2}{100 \cdot 400} = 89,5 \text{ Ом.} \quad (4.34)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{500^2}{\infty} = 0 \text{ Ом.} \quad (4.35)$$

Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,306 \cdot 90 = 27,54 \text{ Ом.} \quad (4.36)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 525 = 525 \text{ кВ.} \quad (4.37)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{525} = 0,03. \quad (4.38)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,34}{0,045 \cdot 314} = 0,024 \text{ Ом;} \quad (4.39)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,0243 \cdot 90 = 2,187 \text{ Ом;} \quad (4.40)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{800 \cdot 10^3 \cdot (525 \cdot 10^3)^2}{(400 \cdot 10^6)^2} = 1,4 \text{ Ом.} \quad (4.41)$$

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

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

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		16
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		16
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		16
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Генератор 4		16
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Генератор 5		16
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Генератор 6		16
7	<input type="checkbox"/>			y	7	Блок 1		16
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Блок 2		16
9	<input type="checkbox"/>			y	9	Блок 3		16
10	<input type="checkbox"/>			y	10	КРУЭ		515
11	<input type="checkbox"/>			y	11	Сеть		515

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	Кт/l	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	7		Генератор 1 - Блок 1						
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	7		Генератор 2 - Блок 1						
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	8		Генератор 3 - Блок 2						
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	8		Генератор 4 - Блок 2						
5	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	5	9		Генератор 5 - Блок 3						
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	6	9		Генератор 6 - Блок 3						
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	10		Блок 1 - КРУЭ	1,40	89,50				0,030
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	10		Блок 2 - КРУЭ	1,40	89,50				0,030
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	9	10		Блок 3 - КРУЭ	1,40	89,50				0,030
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	10	11		КРУЭ - Сеть	27,54	2,19				

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	s0	N agr	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1		1	Генератор 1	1	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	17,800
2		2	Генератор 2	2	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	17,800
3		3	Генератор 3	3	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	17,800
4		4	Генератор 4	4	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	17,800
5		5	Генератор 5	5	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	17,800
6		6	Генератор 6	6	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	17,800
7		7	Сеть	11							515,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7, 4.8, 4.9 и сведены в таблицу 4.5.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dt 1	r1	x1	I 2	dt 2	r2	x2	I 0	dt 0
1	1			1ф	10			5,7242	-89,09			5,7242	-89,09			5,7242	-89,09

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1			3ф	10			11,4593	-89,10			0,0000				0,0000	

Рисунок 4.8 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1			3ф	1			60,3695	-85,97			0,0000				0,0000	

Рисунок 4.9 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

Таблица 4.5 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	Точка КЗ (П1)	$I_{п.0}$ , кА	$i_y$ , кА
1ф	10	17,17	26,71
3ф	10	11,46	17,83
3ф	1	60,37	153,68

#### 4.6.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников. Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{176,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10^3} = 6,8 \text{ кА.} \quad (4.42)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{Тр-ра} = \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ(-5\%)}} = \frac{400 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 498,75} = 463,04 \text{ А.} \quad (4.43)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 500 кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (n_{л})} = \frac{1007,9}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 3} = 387,94 \text{ А.} \quad (4.44)$$

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

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (n_{л}-1)} = \frac{1007,9}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 2} = 581,91 \text{ А.} \quad (4.45)$$

#### 4.6.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}}; \quad (4.46)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,мах}}; \quad (4.47)$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}}. \quad (4.48)$$

Выбираем элегазовый выключатель ВГГ-20, производитель концерн «Высоковольтный союз» и разъединитель РВРЗ–20/8000 МУЗ, производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	выключатель ВГГ-20/63/8000	разъединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 6800 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 8000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 60,37 \text{ кА}$	$I_{\text{СКВ КЗ}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{ЭЛ.СТ}} = 100 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 153,68 \text{ кА}$	$i_{\text{пр СКВ}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{Т.СТ}} = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 60,37^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 328 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-МЗ	RS232	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$



Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ, предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, следовательно, предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность.

#### 4.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–20, производитель АО «Свэл». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 6800 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20, производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.9.

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 15,75 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-20 УХЛ1, производитель ЗАО «ЗЭТО».

Таблица 4.9– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

#### 4.8 Выбор параметров КРУЭ

Параметры КРУЭ Т 115-500 кВ представлены в таблице 4.10, производитель ЗАО «Электропул». Данные трансформатора тока и трансформатора напряжения представлены соответственно в таблице 4.11, 4.12.

Таблица 4.10 – Сводная таблица данных КРУЭ 500 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные Т 115	
	выключатель	разъединитель
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб}} = 387,94 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 11,46 \text{ кА}$	$i_{\text{откл}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 164 \text{ кА}$
$i_y = 17,83 \text{ кА}$		$I_{\text{т.ст}} = 63 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 11,46^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 11,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 158,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 164^2 \cdot 2 = 53792 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.11 – Данные трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб}} = 387,94 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$

Таблица 4.12– Данные трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$

## 5 Релейная защита и автоматика

Параметры гидрогенератора, силового трансформатора представлены соответственно в таблицах 5.1, 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора СВ-1260/185-60УХЛ4

Тип		СВ-1260/185-60УХЛ4
Мощность номинальная	Полная, МВА	176,5
	Активная, МВт	150
Номинальное напряжение, кВ		15,75
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
Частота вращения, об/мин		100
Номинальный ток статора, А		6470
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1800
Номинальное напряжение возбуждения, В		270
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное $X_d$ , о.е.	1,01
	переходное $X'd$ , о.е.	0,33
	сверхпереходное $X''d$ , о.е.	0,24

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора ТДЦ-400000/500

Тип	ТДЦ-400000/500
мощность номинальная	400 МВА
номинальное напряжение	525/15,75
напряжение короткого замыкания	13
группа соединений	Y <sub>n</sub> /Δ
режим работы нейтрали	–

### 5.1 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{176,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 6470 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение генератора.

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

$$I_{Г,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{Г,НОМ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{6470 \cdot 1}{8000/5} = 4,04 \text{ А}, \quad (5.2)$$

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

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

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ВГ1}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{1800}{1,2255} \cdot 270 = 396,5 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 400 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном,2}} = \frac{S_{\text{ном,ВГ1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{400 \cdot 10^3}{270} = 1481,5 \text{ А;} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{ТТ}} = \frac{1481,5}{1500/5} = 4,9 \text{ А.} \quad (5.5)$$

## 5.2 Перечень защит основного оборудования

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

### Защиты генератора СВ-1260/185-60УХЛ4 176,5 МВА:

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

### Защиты силового трансформатора ТДЦ-400000/500:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);

- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита трансформатора от перегрева и потери охлаждения.

#### **Защиты воздушных линий 500 кВ:**

Основные защиты:

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

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

#### **Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:**

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

### **5.3 Описание защит и расчет их уставок**

#### **5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)**

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

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора:  $I_{ном.} = 6470 \text{ А}$ . Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{тт} = 8000/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{NB(H)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 6470 = 323,5 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

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

$I_H$  – номинальный ток генератора равный 6470 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{NB(H)} = K_H \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 2 \cdot 0,05 \cdot 6470 = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.7)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из условия (5.7) принимается уставка начального тока срабатывания:

$$I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 6470 = 970,5 \text{ А}. \quad (5.8)$$

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,24} \cdot 6470 = 30462,9 \text{ А}, \quad (5.9)$$

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

$x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,24.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{NB(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{МАКС} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 30462,9 = 3046,29 \text{ А}, \quad (5.10)$$

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

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{NB(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.11)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, 2;

$I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора, 30462,9А.

Тогда по формуле (5.11):

$$K_T > \frac{3046,29 \cdot 2}{30462,9};$$

$$K_T > 0,2 .$$

$K_T$  принимается равным 0,3.

3) Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (5.12) и равна:

$$I_{HT} = \frac{I_{CP,0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.12)$$

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

$$B \geq \frac{I_{CP,0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.13)$$

Исходя из условия (5.13) типовое значение уставки принимается равным  $1,5I_H$ .

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

Принимаем уставку дифференциальной отсечки:

$$I_{отс} = 5 \cdot I_{ном} = 5 \cdot 4,04 = 20,2 \text{ А}. \quad (5.14)$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

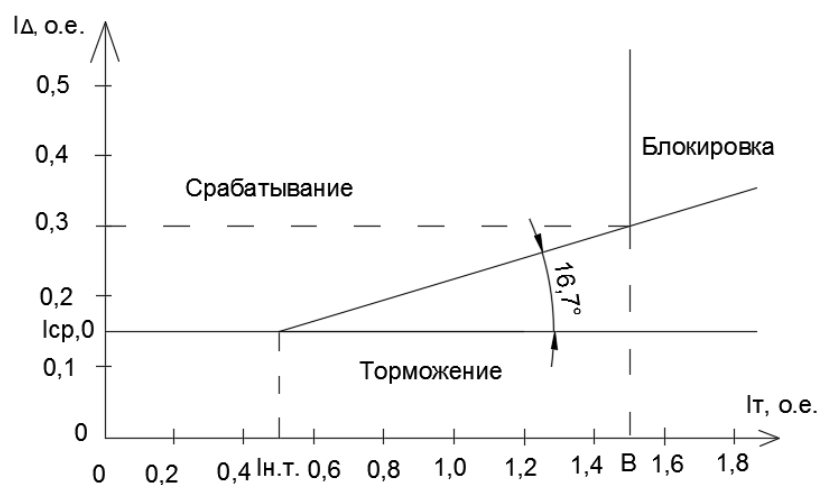


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

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

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

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

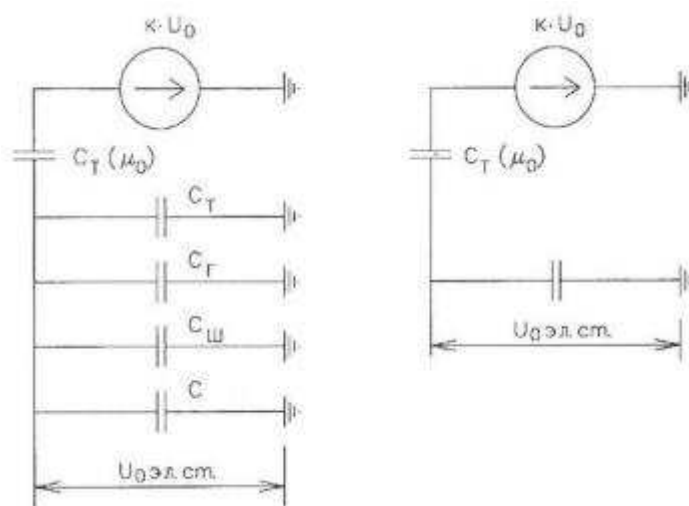


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения  $U_{0\text{эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 1,1 + 0,008 + 0,45 = 1,565 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.15)$$

где  $C_T$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю равная 1,08;



$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_{III}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;  
 $C$  – емкость генераторного выключателя.

$$U_{0 \text{ Эл.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,565} = 479,62 \text{ В}, \quad (5.16)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ}. \quad (5.17)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,565 \cdot 10^{-6} = 13,39 \text{ А}, \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.СТ}}, \quad (5.19)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,5$  – коэффициент надежности;

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

$K_{\text{В}} = 0,95$  – коэффициент возврата;

$n_{\text{ТН}} = 100/3$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}} \cdot 479,62;$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3 \text{ В}.$$

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 3 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

Для органа  $U_{03}$  уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3. Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,3 + 2} = 0,303. \quad (5.20)$$

При  $K_T = 1,3$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

### 5.3.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ )

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}, \quad (5.21)$$

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.22)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

### 5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ )

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междофазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе. Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.23)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,  
 $I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.24)$$

где  $A = 16$  – 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 (действует на сигнал).

Уставка сигнального органа принимается:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07; I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H. \quad (5.25)$$

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  $t_{\text{макс}} = 500$  с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18, \quad (5.26)$$

где  $A$  – параметр, заданный заводом-изготовителем;

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

Уставка в относительных единицах:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.27)$$

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

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = I_{*2\text{пуск}} \cdot I_H = 0,15 \cdot 4,04 = 0,61 \text{ В}. \quad (5.28)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока  $I_{*2\text{пуск}}$ , формула (5.24):

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}, \quad (5.29)$$

Преобразуем формулу (5.29):

$$A_{\text{ИО}} = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}} = 16.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	16	44	64	100	178	400

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

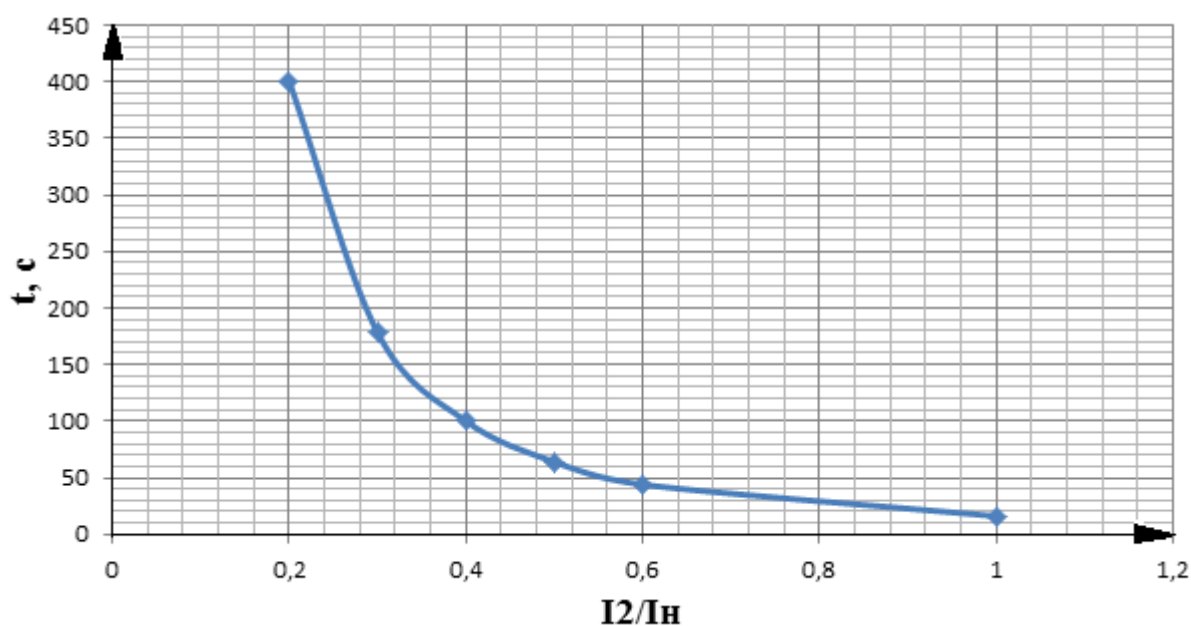


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин}} = 16 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс}} = 400 \text{ с}$ .

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию: по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}; \quad (5.30)$$

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_6^2} = 9,18 \cdot \frac{176,5}{525^2} = 0,006. \quad (5.31)$$

Сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения:

$$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,24 \cdot \left(\frac{525}{15,75}\right)^2 = 266,7. \quad (5.32)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{176,5}{400} = 0,057. \quad (5.33)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 500 кВ, формула (5.30):

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (266,7 + 0,057 + 0,006)} = 0,0017 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0017 \cdot 2 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,11. \quad (5.34)$$

Принимаем  $I_{2С.З.} = 0,25$

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 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.35)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени 9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.36)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4:

Таблица 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ. Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

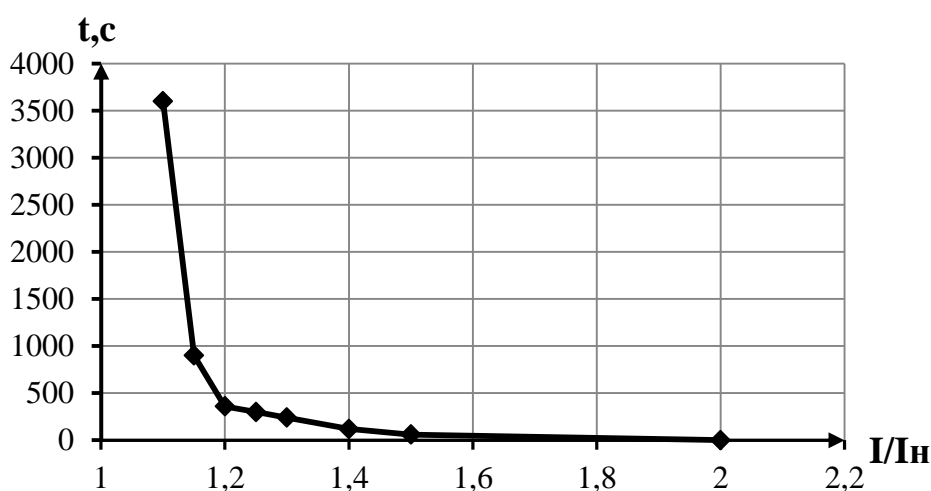


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,43 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.37)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ( $U_T <$ ). Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 15750 / 100} = 66 \text{ В}. \quad (5.38)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора. Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ Сиваглиевской ГЭС – ПС «Амурская»:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 89,6 + \frac{0,8}{3} \cdot 27,63 = 79,1 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;

$Z'_{1Л}$  – сопротивление линии;

$K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора ТДЦ-400000/500, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,13 \cdot 525^2}{400} = 89,6 \text{ Ом}. \quad (5.40)$$

Сопротивление линии 500кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{27,54^2 + 2,187^2} = 27,63 \text{ Ом}. \quad (5.41)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{176,5}{400} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{176,5}{525^2} \cdot 27,63 = 0,05. \quad (5.42)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,05 \cdot 1,4 = 0,07 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора.



$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{15,75^2}{176,5} = 1,4 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1с.з} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,07 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{15750}{100}} = 0,71 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Принимается уставка  $Z_{1сз} = 0,7$ .

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 - 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

Принимаем дельта  $Z=30$ .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6470} = 1,4 \text{ Ом,} \quad (5.46)$$

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

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ} - 0,95}{I_{В.Х.Х.}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,98 - 0,95}{1,01} = 2,98 \text{ о. е.,} \quad (5.47)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.;} \quad (5.48)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358. \quad (5.49)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{НАГР.Ф} = 69,02^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{нагр.}\phi}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}; \quad (5.50)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{15,75^2}{176,5} = 0,49 \text{ Ом}. \quad (5.51)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,49 \cdot 8000 / 5}{15750 / 100} = 5 \text{ Ом}. \quad (5.52)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 5 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,0105 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,0735 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

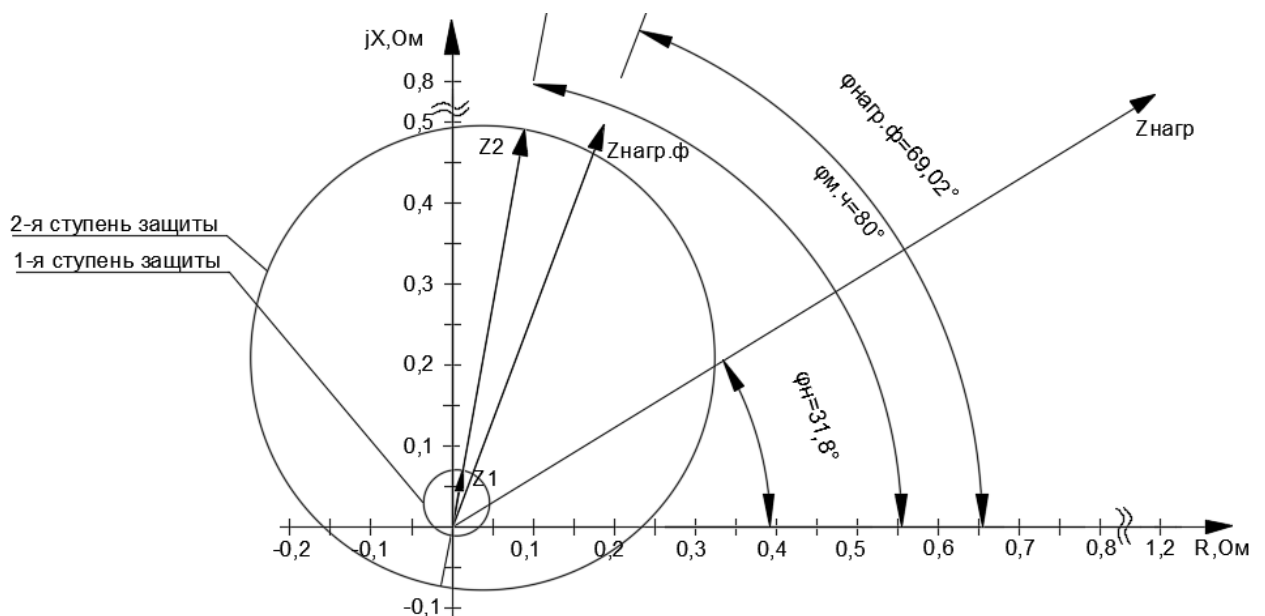


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.53)$$

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.54)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.5. Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, $I/I_n$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	длительно	210	150	120	90	72	60	20

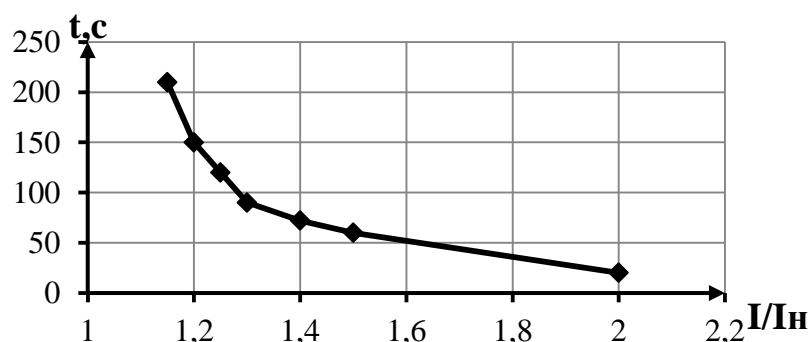


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,14 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.55)$$

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

#### **5.4 Выбор комплекса защит блока генератор - трансформатор**

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики ШЭ1113 производства «ЭКРА». Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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

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

#### **5.5 Таблица уставок и матрица отключений**

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

## 6 Компонировка сооружения гидроузла

### 6.1 Проектирование водосливной плотины

Для проведения расчетов необходимо определить класс гидротехнического сооружения.

-В зависимости от высоты и типа грунта основания: плотины из бетонных материалов, тип основания грунта – А – скальный. Высота от 25 до 60 метров, т.к  $H_{\max}=44,1$  м –III класс ГТС;

-В зависимости от назначения и условий эксплуатации: по  $N_{уст}$  от 300 до 1000 МВт – II класс ГТС;

-В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий:

В населенном пункте Чагоян, расположенном в 3 км ниже ГЭС, число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС 333 человека. Число людей, условия, жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии ГТС 333 человека.

Назначаем II класс ГТС.

#### 6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 212,00 + 3,309 = 215,30 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 2,7 + 0,009 + 0,6 = 3,309 \text{ м}, \quad (6.2)$$

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

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

$a$  – величина запаса, для II класса сооружения  $a=0,6$  м.

#### 6.1.2 Расчет параметров волнового воздействия

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,00000237 \cdot \frac{23^2 \cdot 1548}{9,81 \cdot 22,5} = 0,009 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $V_w=23$  м/с – скорость ветра;

$K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра.

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 23) \cdot 10^{-7} = 0,00000237. \quad (6.4)$$

Длина разгона волны при  $\alpha=0^\circ$ ,  $L=1548$  м, представлена на рисунке 6.1.

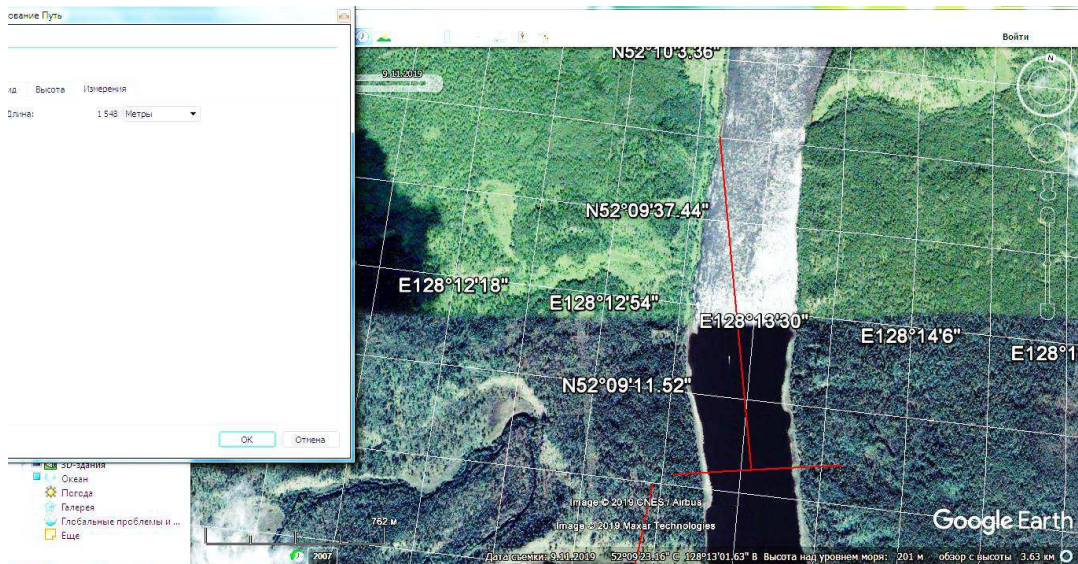


Рисунок 6.1 – Длина разгона волны

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{V_{\text{НПУ}} - V_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{212,00 - 167,00}{2} = 22,50 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Рассчитаем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1548}{23^2} = 28,7; \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{23} = 9213, \quad (6.7)$$

где  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$  – период действия ветра.

По [3, Приложение А, рис А.1] определяем параметры волнового воздействия:

$$\text{– для } \frac{gL}{V_w^2} = 28,7: \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,01; \frac{gT}{V_w} = 1,1 \quad (6.8)$$

$$\text{– для } \frac{gt}{V_w} = 9213: \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,078; \frac{gT}{V_w} = 3,9 \quad (6.9)$$

Принимаем наименьшие значения  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,01; \frac{gT}{V_w} = 1,1$  и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,1 \cdot V_w}{g} = \frac{1,1 \cdot 23}{9,81} = 2,58 \text{ с.} \quad (6.10)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,01 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,01 \cdot 23^2}{9,81} = 0,54 \text{ м.} \quad (6.11)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{gT^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,58^2}{2 \cdot 3,14} = 10,4 \text{ м;} \quad (6.12)$$

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d \quad (6.13)$$

По формуле (6.13):  $22,5 > 0,5 \cdot 10,4 = 5,2$  м – условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,54 \cdot 2,1 = 1,13 \text{ м,} \quad (6.14)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [3, Приложение А1, рис А.2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$  (для глубоководной зоны). Принимаем  $K_i = 2,1$ ;

$\bar{h}$  – средняя высота волны.

Определяем высоту наката волны 1% обеспеченности:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,9 \cdot 1,13 = 2,7 \text{ м,} \quad (6.15)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, определяемые по [3, Приложение Д, табл. Д1];  $k_r = 1$ ,  $k_p = 0,9$  для откоса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;

$k_{sp}$  – коэффициент, определяемый [3, Приложение Д, табл. Д2] при  $m = \text{ctg } \varphi = 2$  и  $V_w = 23$  м/с,  $k_{sp} = 1,4$ ;

$k_{run}$  – коэффициент, определяемый по [3, Приложение Д, рис. Д1] в зависимости от пологости волны.

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{10,4}{1,13} = 9,2, \quad (6.16)$$

где  $k_{run} = 1,9$ .

## 6.2 Гидравлические расчеты

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

$$Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} = 12879 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{макс}}^{\text{пов}} = 15701 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N^{\text{ед}}_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H^{\text{осн}}_{\text{Г}}} = \frac{143,5 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 39,5 \cdot 0,918} = 403,4 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.17)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГА}} \cdot m = 403,4 \cdot 5 = 2017 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.18)$$

$$m = n - 1 = 6 - 1 = 5; \quad (6.19)$$

$$H^{\text{осн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 212,00 - 172,50 = 39,5 \text{ м}. \quad (6.20)$$

Так как  $H^{\text{осн}} > H_{\text{мин}} = 31,6 \text{ м}$ , паводок можно пропускать через ГЭС.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} = 12879 - 5 \cdot 403,4 = 10862 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.21)$$

$$q_p = V_h \cdot h^{\text{осн}}_{\text{НБ}} = 6 \cdot 5,5 = 33 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.22)$$

где  $n$  – количество агрегатов;

$V_h$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скальных – выше 5 м/с);

$h^{\text{осн}}_{\text{НБ}} = 5,5 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} = 12879 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 172,50 - 167,00 = 5,5 \text{ м}. \quad (6.23)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 33 = 41,25 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.24)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{10862}{41,25} = 263,3 \text{ м} \approx 270 \text{ м}. \quad (6.25)$$

Таким образом, принимаем:  $n=9$  - число пролетов,  $b=30$  – ширина пролета. При количестве затворов на водосбросной плотине более шести



следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора и исключать один пролет из расчета. По этой причине, если расчетное количество пролетов больше шести, необходимо добавить еще один пролет. Значит, принимаем  $n=10$ .

Таким образом, полная ширина водосливного фронта составляет:

$$B' = B + b = 270 + 30 = 300 \text{ м.} \quad (6.26)$$

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления -  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления  $H_{02}$ :

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{10862}{0,49 \cdot 270 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7 \text{ м,} \quad (6.27)$$

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

$$Q_p = Q^{\text{очн}}_{\text{макс}} - Q_{\text{ГЭС}} = 12879 - 2017 = 10862 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.28)$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{10862}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 270 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,1 \text{ м,} \quad (6.29)$$

где  $\sigma_n = 1$  – для неподтопленного водослива;  
 $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (9-1) \cdot 0,45}{9} \right) \cdot \frac{7}{30} = 0,98, \quad (6.30)$$

где  $\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины и от формы верховой грани быка принимается 0,45;

$n$  – число пролётов;

$b$  – ширина пролета.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,1 - \frac{1,1 \cdot 0,78^2}{2 \cdot 9,81} = 7,07 \text{ м;} \quad (6.31)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(V_{\text{НПУ}} - V_{\text{ДНО}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{10862}{(212,00 - 167,00) \cdot (270 + (9-1) \cdot 5)} = 0,78 \text{ м/с,} \quad (6.32)$$

где  $\delta_B = 5$  м – толщина быка.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,  $H_{ст} = 8$  м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 212,00 - 8 = 204 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 204,00 + 12,8 = 216,80 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Принимаем проектную отметку гребня плотины как наибольшую из  $\nabla_{ГП}$  и  $\nabla_{ГБ}$ , таким образом,  $\nabla_{ГП} = 216,80$  м.

### 6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

$$H_{01 \text{ пов}} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{13719}{0,49 \cdot 270 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,18 \text{ м;} \quad (6.35)$$

$$Q_p = Q_{\text{пов макс}} - Q_{ГЭС} = 15701 - 1982 = 13719 \text{ м}^3/\text{с;} \quad (6.36)$$

$$Q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot H \cdot \eta} = \frac{143500}{9,81 \cdot 40,2 \cdot 0,918} = 396,4 \text{ м}^3/\text{с;} \quad (6.37)$$

$$H = \nabla_{ФПУ} - \nabla_{УНБ_{0,1\%}} = 213,00 - 172,80 = 40,2 \text{ м;} \quad (6.38)$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot m = 396,4 \cdot 5 = 1982 \text{ м}^3/\text{с;} \quad (6.39)$$

$$m = n - 1 = 6 - 1 = 5, \quad (6.40)$$

где  $n$ -количество агрегатов.

$$H_{02 \text{ пов}} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{13719}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 270 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,35 \text{ м;} \quad (6.41)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (9-1) \cdot 0,45}{9} \right) \cdot \frac{8,18}{30} = 0,97; \quad (6.42)$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 8,35 - \frac{1,1 \cdot 0,96^2}{2 \cdot 9,81} = 8,29 \text{ м;} \quad (6.43)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{13719}{(213,00 - 167,00) \cdot (270 + (9-1) \cdot 5)} = 0,96; \quad (6.44)$$

$$\nabla_{УВБ} = \nabla_{ГВ} + H_{пов} = 204,00 + 8,29 = 212,27 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Оставляем проектную отметку  $\nabla_{ФПУ}=213,00$  м.

#### 6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге с радиусом  $R$ . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе.

$$R = (0,2 \div 0,5)(H_{ст} + C_B) = (0,2 \div 0,5) \cdot (8 + 37) = (9 \div 22,5) \text{ м.} \quad (6.46)$$

Принимаем  $R = 9$  м. Высота водослива:

$$C_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{ДНО} = 204,00 - 167,00 = 37 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Профиль оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А для напора  $H_{ст} = 8$  м. Координаты и профиль оголовка безвакуумного водослива представлены в таблице 6.1 и на рисунке 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{ст} = 8$  м.

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,008	8	2,048	16	9,88	24	22,592
0,8	0,288	8,8	2,568	16,8	10,952	24,8	24,104
1,6	0,056	9,6	3,152	17,6	12,064	25,6	25,656
2,4	0	10,4	3,8	18,4	13,224	26,4	27,24
3,2	0,048	11,2	4,512	19,2	14,4	27,2	28,872
4	0,216	12	5,288	20	15,68	28	30,544
5,6	0,8	13,6	6,984	21,6	18,312	29,6	33,992
6,4	1,168	14,4	7,896	22,4	19,696	30,4	35,768
7,2	1,584	15,2	8,864	23,2	21,12	31,2	37,584

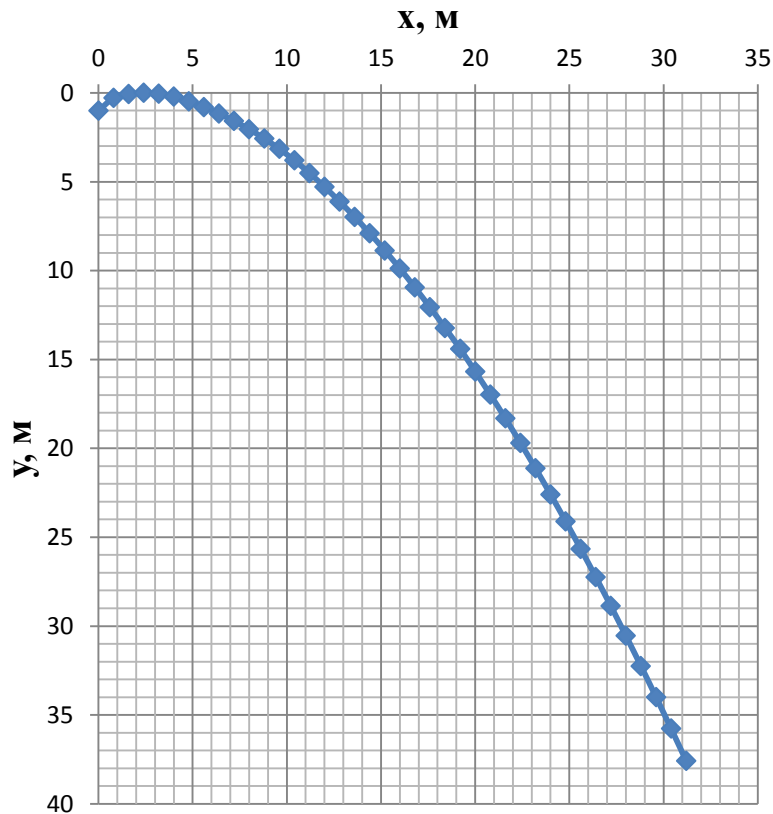


Рисунок 6.2 – Оголовок водосливной плотины

### 6.2.5 Пропуск расходов через донный аварийный водосброс

Сначала необходимо определить площадь водосбросных отверстий  $\omega_{\text{ВО}}$ , затем число и размеры водосбросного отверстия.

$$Q_c = \mu \omega_{\text{ВО}} \sqrt{2gH_{\text{ВО}}} = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{притока}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{19,55 \cdot 10^9 + 4340736000}{18403200} = 1298,18 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.48)$$

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q_c}{\mu \sqrt{2gH_{\text{ВО}}}} = \frac{1298,18}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 41,5}} = 56,17 \text{ м}^2, \quad (6.49)$$

где  $Q_c$  – расход через аварийный водосброс,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$V_{\text{пол}} = 19,55 \cdot 10^9 \text{ м}^3$  – полезный объем водохранилища,  $\text{м}^3$ ;

$t_{\text{ср}} = 18403200 \text{ с}$  – время срабатывания водохранилища, с;

$\omega_{\text{ВО}}$  – площадь выходных отверстий,  $\text{м}^2$ ;

$\mu$  – коэффициент расхода, равный 0,81;

$V_{\text{пр}}$  – объем притока,  $\text{м}^3$ ;

$H_{\text{ВО}}$  – напор над центром выходного отверстия.

$$H_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ВО}} = 212,00 - 170,50 = 41,5 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где  $\nabla_{\text{ВО}}$  – отметка центра выходного водосбросного отверстия.

$$\nabla_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{ПО}} + \frac{h_{\text{ВО}}}{2} = 169,00 + \frac{3}{2} = 170,50 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где  $h_{\text{ВО}} = 3 \text{ м}$  – высота отверстия, принята предварительно, м;  
 $\nabla_{\text{ПО}}$  – отметка порога отверстия.

$$\nabla_{\text{ПО}} = \nabla_{\text{ДНА}} + h_{\text{п}} = 167,00 + 2 = 169,00 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где  $h_{\text{п}} = 2 \text{ м}$  – высота порога, м.

Выбираем прямоугольное отверстие  $3 \times 5$ , 4 отверстия, следовательно,  $\omega_{\text{ВО}}$  принимаем  $60 \text{ м}^2$ .

### 6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип сопряжения бьефов при донном режиме для прямоугольного русла. Критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{п}}^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 10862^2}{(300 + (10-1) \cdot 5)^2 \cdot 9,81}} = 4,81 \text{ м}. \quad (6.53)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 212,00 - 167,00 = 45 \text{ м}. \quad (6.54)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot T_0}} = \frac{31,48}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 45}} = 1,12; \quad (6.55)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_c)}} = \frac{31,48}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (45 - 1,12)}} = 1,13, \quad (6.56)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,95$ .

$$q_c = \frac{Q_{\text{п}}}{B_B} = \frac{10862}{345} = 31,48 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.57)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,13}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{4,81}{1,13} \right)^3} - 1 \right) = 13,4. \quad (6.58)$$

Так как  $h''_c = 13,4 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 5,5 \text{ м}$ , следовательно, гидравлический прыжок отогнанный. Для гашения энергии потока принимаем сопряжение бьефов отброшенной струей.

## 6.2.7 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Отброс струи будем осуществлять с помощью носка-трамплина.  
Высота от дна до носка:

$$a = h_{\text{НБ}max} + 2 = 5,6 + 2 = 7,6 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где  $h_{\text{НБ}max}$  – глубина воды в НБ, определяемая по кривой  $z_{\text{НБ}} = f(Q)$  при  $Q^{\text{пов}}_{\text{расч}}$ .

$$\nabla\text{НОС} = \nabla\text{ДНО} + a = 167,00 + 7,6 = 174,6 \text{ м}. \quad (6.60)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_{\text{Н}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НОС} = 212,00 - 174,60 = 37,4 \text{ м}. \quad (6.61)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_{\text{Н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_{\text{Н}}} = 0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 37,4} = 25,73 \text{ м/с}, \quad (6.62)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,95$ .

Высота потока воды на носке:

$$h_{\text{Н}} = \frac{q}{V_{\text{Н}}} = \frac{31,48}{25,73} = 1,22 \text{ м}; \quad (6.63)$$

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B} = \frac{10862}{345} = 31,48 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.64)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_{\text{Н}}^2}{g \cdot h_{\text{Н}}} = \frac{25,73^2}{9,81 \cdot 1,22} = 55,32. \quad (6.65)$$

Следовательно, коэффициент аэрации  $K_a = 0,8$ .

Дальность отлета струи:

$$L = K_a Z_{\text{Н}} \varphi^2 \sin 2\alpha \left( \left( 1 + \left( \frac{z_0}{z_{\text{Н}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0,5} + 1 \right), \quad (6.66)$$

$$L = 0,8 \cdot 37,4 \cdot 0,95^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left( \left( 1 + \left( \frac{39,5}{37,4} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,95^2 \cdot \sin^2 30} \right)^{0,5} + 1 \right) = 49,5 \text{ м}.$$

где  $\alpha$  – угол наклона носка,  $\alpha = 30^\circ$ .

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} - h_{\text{НБ}} = 212,00 - 167,00 - 5,5 = 39,5 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$L > 0,5 \cdot Z_0; \quad (6.68)$$

$$49,5 > 0,5 \cdot 39,5;$$

$$49,5 > 19,75.$$

Глубина разрыва – яма:

$$h_{\text{разм}} = t - h_{\text{НБ}} = 18,47 - 5,5 = 12,97 \text{ м;} \quad (6.69)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}; \quad (6.70)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \sqrt[4]{55,32}) \cdot \sqrt{55,32} \cdot \sqrt[4]{\frac{5,5}{1}} \cdot 1,22 = 18,47 \text{ м,}$$

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

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяем по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1} = 49,5 + \frac{18,47}{0,661} = 77,4 \text{ м;} \quad (6.71)$$

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha + \frac{2g \cdot (0,5h_{\text{Н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cos^2 \alpha}}, \quad (6.72)$$

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,22 \cdot \cos 30 + 7,6 - 5,5)}{25,73^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,661.$$

где  $a$  – высота уступа над дном.

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

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 4,81 + 3,7 \cdot 12,97 = 60 \text{ м.} \quad (6.73)$$

### 6.3. Конструирование плотины

#### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

экономичным является треугольный профиль плотины, представленный на рисунке и имеющий минимальную ширину понизу. Профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Ширина водосливной плотины по основанию:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.74)$$

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

$\rho_6$  – плотность бетона;

$\rho_w$  – плотность воды.

Высота плотины  $h$ :

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 212,00 - 166,00 = 46 \text{ м.} \quad (6.75)$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg} \varphi \left( \frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.76)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для II класса сооружения 1,20;

$\varphi$  – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон-скала,  $\varphi = 32^\circ$ .

Задаваясь различными значениями  $n$ , выполним расчет (таблица 6.2) и построим графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$  (рисунок 6.3).

Таблица 6.2 - Расчет зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

n	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$B_n^I$	33,4	33,8	34,5	35,4	36,6	38,2	40,3	43,3	47,4	53,8
$B_n^{II}$	46,5	44,2	42,1	40,1	38,4	36,8	35,3	34,0	32,7	31,5



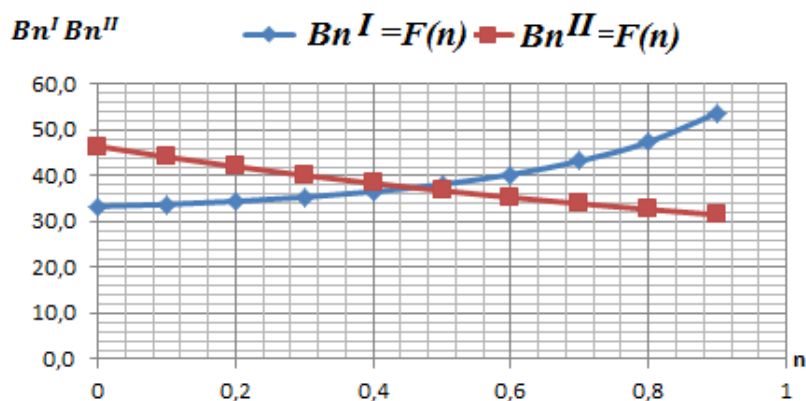


Рисунок 6.3 – Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке  $n = 0,458$  и  $B_n = 37,5$  м. Принимаем ширину подошвы плотины  $B = 38$  м.

### 6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Принимаем расстояние между секционными швами 35 м. Температурные швы для плотины на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

### 6.3.3 Быки

Разрезной бык состоит из двух полубыков. Толщину быка принимаем 5 м. Толщину пазового перешейка быка принимаем 3,4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Размеры пазов ремонтного затвора 2,4 м и рабочего затвора 2,4 м. Расстояние между пазами 1 м. Разрез быков представлен на рисунке 6.4.

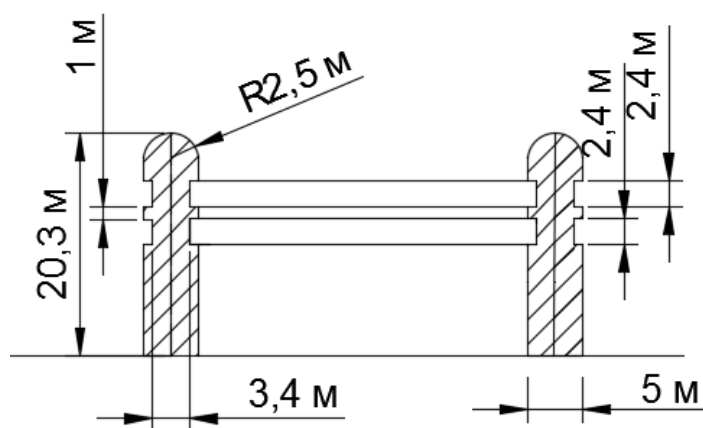


Рисунок 6.4 – Разрез быков

### 6.3.4 Устой

Для данного случая проектирования полностью бетонной плотины на скальном основании назначаем только разделительный устой (в виде отдельной стенки), которая будет отделять водослив от глухой бетонной плотины и здания ГЭС. Основное назначение этого устоя – разделение потоков водослива и здания ГЭС, а также защита здания ГЭС от брызг при сбросе воды.

### 6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин устраиваем дренаж в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем  $d_{др} = 2,3$ , при этом должно выполняться условие:

$$d_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр}}; \quad (6.77)$$

$$2,3 \geq \frac{44,52 \cdot 1,2}{25};$$

$$2,3 \geq 2,14.$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

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

Данное расположение дренажа позволяет выполнить смотровые и буровые галереи на расстоянии более 2 м от напорной грани.

### 6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем продольные и поперечные галереи с шагом 16 м по высоте на отметках 163,00 и 179,07. В плотине имеются как продольные галереи, предназначенные для омоноличивания швов, установки КИА, а также осмотра состояния массива бетона, контроля состояния противодиффузионных устройств межсекционных швов, сбора дренажных вод и измерения фильтрационных расходов. Размеры галереи цементационная, дренажная – 3х3,40 м.

Отметка пола галереи:

$$\nabla_{Гал} = \nabla_{ПОД} - 3 = 166,00 - 3 = 163,00 \text{ м.} \quad (6.78)$$

## 6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, для снижения фильтрационного давления на сооружение устраиваем цементационную завесу, которая удлиняет путь фильтрации, уменьшает скорость течения потока и количество профильтровавшейся воды, и наклонный дренаж для отвода фильтрующейся воды.

### 6.4.1 Противофильтрационные завесы или буро бетонные стенки

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_n = (0,05 \div 0,1) \cdot 38 = (1,9 \div 3,8) \text{ м}, \quad (6.79)$$

где  $B_n$  – ширина подошвы плотины.

Принимаем значение  $l_1 = 3,8$  м, которое согласовано с расположением цементационной галереи.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{\text{max}} = 0,72 \cdot 44,52 = 32 \text{ м}; \quad (6.80)$$

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - h_{\text{НБmin}} = 212,00 - 167,48 = 44,52 \text{ м}, \quad (6.81)$$

где  $h_{\text{НБmin}} = 167,48$  – уровень воды в НБ при  $Q_{\text{сан}} = 400 \text{ м}^3/\text{с}$ .

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

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{\gamma_{\text{кр}}} = \frac{26,72 \cdot 1,2}{15} = 2,1 \text{ м}, \quad (6.82)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе;

$I_{\text{кр}} = 15$  – критический градиент для завесы.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 44,52 - 17,8 = 26,72 \text{ м}, \quad (6.83)$$

где  $H_d, H_{as}$  – геометрические параметры эпюры фильтрации.

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{max}} = 212,00 - 167,48 = 44,52 \text{ м}; \quad (6.84)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 44,52 = 17,8 \text{ м}. \quad (6.85)$$

## 6.4.2 Дренажные устройства в основании

Глубина дренажных скважин:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 32 = 19,2 \text{ м.} \quad (6.86)$$

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

## 6.4.3 Судоподъемник

Для обеспечения судоходства устраиваем судоподъемник, представляющий собой подвижную камеру, наполненную водой, которая поднимается и опускается вместе с судном, по направлению движения камеры принимаем вертикальный судоподъемник. Размер камеры принимаем 47,3x8 м, грузоподъемность судоподъемника до 2 тонн.

## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил  $G_{\text{пл}}$  и  $G_{\text{б}}$  определяются в программе AutoCad.

$S_{\text{пл}} = 846,9 \text{ м}^2$ ;  $S_{\text{б}} = 1194,04 \text{ м}^2$ . Вес 1 п.м водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{846,9 \cdot 30 \cdot 9,81 \cdot 2400}{30 + 5} = 17090,93 \text{ кН/м,} \quad (6.87)$$

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

$b$  – ширина пролета;

$\rho_{\text{б}}$  – плотность бетона;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

Вес быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1194,04 \cdot 5 \cdot 9,81 \cdot 2400}{30 + 5} = 4016,07 \text{ кН/м.} \quad (6.88)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 285 \cdot \sqrt{285} \cdot 9,81 \approx 2595,97 \text{ кН,} \quad (6.89)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (213,00 - 204,00 + 0,5) \cdot 30 = 285 \text{ м}^2. \quad (6.90)$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla\text{НПУ} - \nabla\Gamma_{В})^2 \cdot 0,5 \cdot b; \quad (6.91)$$

$$P_3 = 1000 \cdot 9,81 \cdot (212,00 - 204,00)^2 \cdot 0,5 \cdot 30 = 9417 \text{ кН/м.}$$

Вес затвора приводим к 1 п.м:

$$q_{\text{расч}}^3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{2595,97}{30 + 5} = 74,17 \text{ кН/м.} \quad (6.92)$$

### 6.5.2 Расчеты гидростатического давления

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
- с верхнего бьефа:

$$T_{\text{В}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 46^2}{2} = 10378,98 \text{ кН/м;} \quad (6.93)$$

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 212,00 - 166,00 = 46 \text{ м.} \quad (6.94)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 1,48^2}{2} = 10,74 \text{ кН/м;} \quad (6.95)$$

$$h_2 = \nabla\text{НБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 167,48 - 166,00 = 1,48 \text{ м,} \quad (6.96)$$

где  $\nabla\text{НБ}_{\text{min}} = 167,48$  – уровень воды в НБ при  $Q_{\text{сан}} = 400 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w g B_{\text{п}} (\nabla\text{НБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 38 \cdot (167,48 - 166,00) = 551,71 \text{ кН/м.} \quad (6.97)$$

### 6.5.4 Сила фильтрационного давления

По СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на ГТС представлены приведенные к действующему напору  $H_d$  значения напора по оси цементационной завесы  $H_{as}$  и дренажа  $H_{dr}$  при основном сочетании нагрузок. Эюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.5.

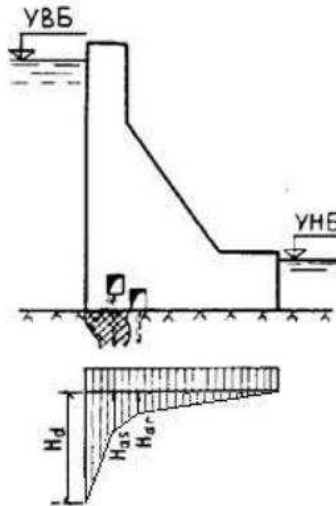


Рисунок 6.5 – Эюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - H_{max} = 212,00 - 167,48 = 44,52 \text{ м}; \quad (6.98)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 44,52 = 17,8 \text{ м}; \quad (6.99)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 44,52 = 8,9 \text{ м}. \quad (6.100)$$

Площадь эюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей ее отдельных участков, представляющие из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w g S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 297,3 = 2916,5 \text{ кН}. \quad (6.101)$$

### 6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H h_H t g^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 11 \cdot 3 \cdot t g^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 16,18 \text{ кН/м}^2, \quad (6.102)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $\gamma_H = 11 \text{ кН/м}^3$ ;  
 $h_H$  – толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна,  $h_H = 3 \text{ м}$ ;  
 $\varphi_H = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{16,18 \cdot 3}{2} = 24,27 \text{ кН/м.} \quad (6.103)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом. В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов  $p_H$ , а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

$$p_{A.гр}' = \gamma_H h_H t g^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot t g \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.104)$$

$$p_{A.гр}' = 11 \cdot 3 \cdot t g^2 \left( 45 - \frac{32}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot t g \left( 45 - \frac{32}{2} \right) = -78,55 \text{ кН/м}^2;$$

$$p_{A.гр}'' = (\gamma_H h_H + \gamma_{взв\ гр} h_{гр}) \cdot t g^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot t g \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ = (11 \cdot 3 + 17,5 \cdot 1) \cdot t g^2 \left( 45 - \frac{32}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot t g \left( 45 - \frac{32}{2} \right) = -72,5 \text{ кН}; \quad (6.105)$$

$$\gamma_{взв\ гр} = \gamma_0 - (1 - n_0) \gamma_w = 25 - (1 - 0,24) \cdot 9,81 = 17,5 \text{ кН/м}^3, \quad (6.106)$$

где  $c$  – сцепление грунта, равное 80 кПа;

$\gamma_0$  – удельный вес сухого грунта, принимаем равным 25 кН/м<sup>3</sup>;

$n_0$  – пористость сухого грунта, равная 0,24;

$\gamma_w$  – удельный вес воды;

$h_{гр}$  – толщина слоя грунта, равная 1 м;

$\varphi_{гр}$  – угол внутреннего трения, равный 32°, исходя из основания.

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

$$E_{акт} = S_{эп} = \left( \frac{p_{A.гр}' + p_{A.гр}''}{2} \right) h_{гр} = \left( \frac{-78,55 - 72,5}{2} \right) \cdot 1 = -75,5 \text{ кН/м.} \quad (6.107)$$

Так как полученное значение отрицательное, значит активное давление грунта на ГТС отсутствует.

Пассивное давление грунта основания со стороны НБ определяем по формуле:

$$p_{П.гр}'' = \gamma_{взв\ гр} h_{гр} t g^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot t g \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.108)$$

$$p_{п.гр}'' = 17,5 \cdot 1 \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{32}{2} \right) + 2 \cdot 80 \cdot tg \left( 45 + \frac{32}{2} \right) = 345,6 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления грунта равна площади эпюры:

$$E_{пасс} = S_{эп} = \frac{p_{п.гр}'' \cdot h_{гр}}{2} = \frac{345,6 \cdot 1}{2} = 172,8 \text{ кН/м.} \quad (6.109)$$

### 6.5.6 Расчет волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_v \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.110)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,13 \cdot \left( \frac{10,4}{3,14} + \frac{0,39}{2} \right) = 19,4 \text{ кН.}$$

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

$\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны;

$h_0$  – средняя высота волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,13^2}{10,4} = 0,39 \text{ м.} \quad (6.111)$$

Плечо силы  $W_{волн}$  относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{10,4}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,13 = 1,24 \text{ м;} \quad (6.112)$$

$$M_{волны} = W_{волны} \cdot l_{волны} = 19,4 \cdot 43,76 = 848,94 \text{ кНм;} \quad (6.113)$$

$$l_{волны} = \nabla_{НПУ} - y_c - \nabla_{ПОД} = 212,00 - 1,24 - 166,00 = 44,76 \text{ м.} \quad (6.114)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше  $1,1 \cdot h_{1\%}$  над УВБ, а другая не ниже  $8 \cdot h_{1\%}$  УВБ.



## 6.6 Расчет прочности плотины

### 6.6.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет плотины проводится без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. В расчете плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», а растягивающие со знаком «+». Основные нагрузки на плотину представлены в таблице 6.3, в которой все внесенные нагрузки, умножены на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_B$	1	→	10378,98	15,33	159109,8
$T_H$	1	←	10,74	-0,46	-4,9404
$G_6$	0,95	↓	3815,27	-9,68	-36931,8
$G_{пл}$	0,95	↓	16236,38	-6,67	-108297
$W_{взв}$	1	↑	551,71	5,83	3216,47
$W_\phi$	1	↑	2916,5	9,63	28085,9
$E_H$	1,2	→	29,12	2	58,25
$E_{акт}$	1,2	→	-90,6	0	0
$E_{пасс}$	0,8	←	138,24	-0,33	-45,62
$W_{волн}$	1	→	19,4	44,76	868,34
$q_3$	0,9	↓	66,75	-16,8	-1121,45
			16650,19		44938,25

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечения плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2} = -\frac{16650,19}{38} + \frac{6 \cdot 44938,25}{38^2} = -251,4 \text{ кН/м}^2, \quad (6.115)$$

где  $N$  – нормальная сила, сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B_n$  – ширина подошвы плотины.

$$N = G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3; \quad (6.116)$$

$$N = 3815,27 + 16236,38 - 551,71 - 2916,5 + 66,75 = 16650,19;$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.117)$$

где  $H_d^u$  – напор над сечением со стороны ВБ.

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 212 - 166 = 46 \text{ м}; \quad (6.118)$$

$$m_u = \text{tg } \alpha_1 = 0, \quad (6.119)$$

где  $\alpha_1$  – заложение верховой грани.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = -251,4 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 46 \cdot (1 - 0^2) = -451,3 \text{ кН/м}^2. \quad (6.120)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u; \quad (6.121)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 46 - 251,4) \cdot 0 = 0.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (6.122)$$

$$\sigma_1^u = -251,4 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 46 \cdot 0^2 = -251,4 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 46 = -451,3 \text{ кН/м}^2. \quad (6.123)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{16650,19}{38} - \frac{6 \cdot 44938,25}{38^2} = -624,9 \text{ кН/м}^2; \quad (6.124)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.125)$$

$$\sigma_x^t = -624,9 \cdot 0,6^2 - 9,81 \cdot 46 \cdot (1 - 0,6^2) = -513,8 \text{ кН/м}^2.$$

где  $H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны НБ.

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 167,48 - 166 = 1,48 \text{ м}; \quad (6.126)$$

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 32^\circ = 0,6. \quad (6.127)$$

где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.128)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 1,48 - 624,9) \cdot 0,6 = 366,2 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.129)$$

$$\sigma_3^t = -624,9 \cdot (1 + 0,6^2) + 9,81 \cdot 1,48 \cdot 0,6^2 = -844,6 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 1,48 = -14,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.130)$$

Расчет основных краевых напряжений сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет краевых напряжений, действующих на плотину

Напряжение	Верховая грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-251,4	-624,9
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-451,3	-513,8
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	366,2
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-251,4	-14,5
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-451,3	-844,6

### 6.6.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений, проверяем сооружение на прочность. Для этого нужно, чтобы выполнялись следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.131)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{1c} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1$  – коэффициент условий работы.

Выражаем  $R_b$ :

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 844,6}{1}. \quad (6.132)$$

Принимаем бетон класса В5, с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b \geq 1013,5 \text{ кН/м}^2$ .

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

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.133)$$

$$-251,4 < 0.$$

1) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (6.134)$$

$$251,4 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 46;$$

$$251,4 \text{ кН/м}^2 \geq 112,8 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

### 6.6.3 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания. При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.135)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению сооружения;

$\gamma_{1c} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_{ф} + q_3) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega; \quad (6.136)$$

$$R = (16236,38 + 3815,27 - 551,71 - 2916,5 + 66,75) \cdot 0,6 + 138,24 \cdot 0,7 + 100 \cdot 38 = 13126,9 \text{ кН/м}.$$

где  $tg\varphi = 0,6$  – внутреннее трение грунта основания;

$c = 80 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 38 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 п.м.;

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимаем  $\gamma_c = 0,7$ .

$$F = T_B - T_H + W_{волн.} + E_H + E_{акт}; \quad (6.137)$$

$$F = 10378,98 - 10,74 + 19,4 + 29,12 - 90,6 = 10326,2 \text{ кН/м}.$$

Таким образом, условие на сдвиг (формула 6.136):

$$\frac{13126,9 \cdot 1}{10326,2 \cdot 1} \geq 1,2;$$

$$1,27 \geq 1,2.$$

Сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.

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

### **7.1 Пожарная безопасность**

ГЭС должна быть оборудована системой пожарной безопасности, которая направлена на предотвращение опасного воздействия пожара на людей. Все работники на ГЭС обязаны знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. При возникновении пожара необходимо немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара, предназначенными средствами пожаротушения соблюдая меры безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством. Рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями: производственными (эксплуатационными), должностными, по охране труда и о мерах пожарной безопасности.

Пожарная безопасность электроустановок, зданий и сооружений, в которых они размещены, должна отвечать требованиям действующих правил пожарной безопасности. Электроустановки должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения. Все объекты на ГЭС оснащаются системой пожарной сигнализации, с помощью которой ведется контроль над противопожарным состоянием защищаемого объекта.

При проведении строительно-монтажных, наладочных и ремонтных работ на действующих электроустановках Потребителя сторонними организациями должны быть разработаны совместные мероприятия по безопасности труда, производственной санитарии, взрыво- и пожаробезопасности, учитывающие взаимодействие строительно-монтажного и эксплуатационного персонала. Руководители организаций, проводящих эти работы, несут ответственность за квалификацию своего персонала, соблюдение им требований безопасности и за организацию и выполнение мероприятий по безопасности труда на своих участках работы.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на ГЭС предусматриваются специальные меры. Во всех необходимых местах установлены огнетушители, размещены пожарные датчики. Необходимо контролировать наличие, своевременность проверок и испытаний средств защиты в электроустановках, средств пожаротушения и инструмента. Для тушения пожаров на генераторах, трансформаторах, кабельных секциях, маслохозяйства, предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения.

## 7.2 Охрана труда

Основной задачей правил охраны труда на ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, предупреждение возможности их возникновения. Проверка знаний правил, норм по охране труда, настоящих Правил, правил пожарной безопасности и других нормативных документов.

Контроль над выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями ГЭС и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- на предприятии должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории предприятия к месту работы и планы эвакуации на случай пожара или аварийной ситуации.

- находиться на территории электростанции и в производственных помещениях предприятия лицам, не имеющим отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих лиц запрещается.

- устройство и содержание транспортных путей на территории и в производственных помещениях предприятия должны соответствовать требованиям ГОСТ.

- все проходы и проезды, входы и выходы как внутри производственных помещений и сооружений, так и снаружи на примыкающей к ним территории должны быть освещены, свободны и безопасны для движения пешеходов и транспорта. Загромождение проходов и проездов или использование их для складирования грузов запрещается. Проходы, проезды, переходы, а также лестницы, площадки и перила к ним следует всегда содержать в исправном состоянии и чистоте, а расположенные на открытом воздухе - очищать от снега и льда и посыпать песком.

- на каждом предприятии (в цехе, на участке) должен иметься план с указанием на нем ремонтных площадок и допустимых на них нагрузок. В цехах (на участках) должны быть четко обозначены границы площадок, а на табличках указаны допустимые нагрузки на них.

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально отведенных местах

- в производственных помещениях должны быть аптечки, укомплектованные перевязочным материалом и медикаментами. Аптечки должны содержаться в чистоте и порядке, а запас материалов и медикаментов

- систематически пополняться. В аптечке должен быть список необходимых материалов и медикаментов, а также указания по их применению.

- в производственных помещениях должны быть вывешены плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и правила оказания доврачебной помощи.

- при возникновении нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных ступеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- инструктажи во всех подразделениях на ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требования безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию ГЭС, гидромеханического и электрического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- весь персонал должен быть обеспечен специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока, попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождения;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании; не допускается эксплуатация неисправного оборудования;



-движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

-работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

-учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

-организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющейся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

## **7.3 Охрана окружающей среды**

### **7.3.1 Общие сведения о районе строительства**

Сиваглиевский гидроузел расположен в Амурской области на реке Зeya в 3 км от поселка Чагоян. Ближайшие к району створа населенные пункты в верхнем бьефе, находящиеся в зоне затопления: Ураловка (199 чел.) от створа 33,97 км, Поляковский (249 чел.) от створа 104,58 км, Юбилейный (432 чел.) от створа 123,93 км. Длина водохранилища составляет 180 км. Поставка оборудования может осуществляться через транспортные пути, проложенные от поселка Чагоян.

Исток реки Зeya находится на южных склонах Станового хребта (массив Токинский Становик) на высоте 1900 метров, у самой границы с Якутией. Длина реки равна 1242 км. Питание преимущественно дождевое, доля которого от общего годового стока составляет 50 – 70 %. На снеговое приходится 10 – 20 %, на подземное 10 – 30 %. Климат Амурской области резко-континентальный с чертами муссонности. Средняя годовая температура воздуха составляет 3,5°С, абсолютный минимум –44°С, абсолютный максимум +38°С. Годовая сумма осадков около 800 мм.

Растительность области богата и разнообразна. Главные ее особенности - обилие видов растений и контрастность растительного покрова. Флора насчитывает около 2000 видов высших растений, из которых 21 редкий вид занесен в Красную книгу. Произрастают таежные леса из сосны, ели, березы белой и других пород с преобладанием лиственницы.

Животный мир Приамурья представлен 47 видами млекопитающих, и 300 видов птиц. Преобладают животные: волк, лисица, бурый медведь, соболь, кабан, лось, косуля, северный олень, енотовидная собака.

Обитатели реки Зeya: амурский пескарь, таймень, хариусы, щука, подкаменщики и другие рыбы.

Воздействие Сиваглиевской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

### **7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Сиваглиевского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- очистка от древесной и кустарниковой растительности, планировка территории;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений.

В период строительства предусматриваются мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и оседания наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Зeya.

Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- засыпка искусственных углублений и цементирование скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности. Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, срубка леса и очистка территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

### 7.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, образуется большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 8 22 201 01 21 5):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{895325 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,4 = 386787 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где  $N$  – объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (895325 м<sup>3</sup>);

$q$  – удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ );

$\rho$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,4 \text{ т/м}^3$ ).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205).

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г; таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,9 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где  $N$  – количество арматуры, м<sup>3</sup> (95 м<sup>3</sup>);

$q$  – удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );

$\rho$  – плотность арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$ ).

Таким образом в результате строительства будет образовано 386787 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

### 7.3.4 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилища подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

### **7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Сиваглиевского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель - генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в воду, а также при проведении ремонтов.

Согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Зeya от сбросов Сиваглиевской ГЭС ниже по течению реки.

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	3570,7	3690,6	3803,7	3916,8	4026,5
НДС к выручке	млн.руб.	595,1	615,1	633,9	652,8	671,1
Установленная мощность	МВт	861	861	861	861	861
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	3444000	3444000	3444000	3444000	3444000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	17220	17220	17220	17220	17220
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	3426780	3426780	3426780	3426780	3426780
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	3570,7	3690,6	3803,7	3916,8	4026,5
НДС к выручке	млн.руб.	595,1	615,1	633,9	652,8	671,1

Из таблицы 8.1 видно, что изменение тарифа на электроэнергию, а именно его рост, приводит к увеличению графы «Выручка от реализации электроэнергии» и «НДС к выручке». Это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с приложением «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

### 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро»,

дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	219, 73
Прочие	274	235, 91
Итого по ГЭС		455, 64

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 400 МВт до 999 МВт	0,040%	0,060%	0,080%	0,100%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	116,56
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/МВт*ч	8,16
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/МВт*ч	2,37
Итого		127,09

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Зeya составляет 4,8 руб. Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	68,10	135,25	144,34	144,34	144,34
Расходы на страхование, млн.руб.	30,63	58,83	61,66	61,656	61,66
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	32,55	455,64	455,64	455,64	455,64
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,28	2,45	2,57	2,57	3,85
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	8,70	127,09	127,09	127,09	127,09
Налог на воду, млн.руб.	1,12	32,89	35,71	35,71	35,71
Итого, млн.руб.	142,37	812,15	827,00	827,00	828,29

Из таблицы 8.5 видно, что все затраты увеличиваются по мере реализации проекта. Эксплуатационные затраты имеют наибольшую сумму, так как включают в себя множество других расходов, в сравнении с налогом на воду или расходы на страхование, которые имеют наименьшую сумму затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

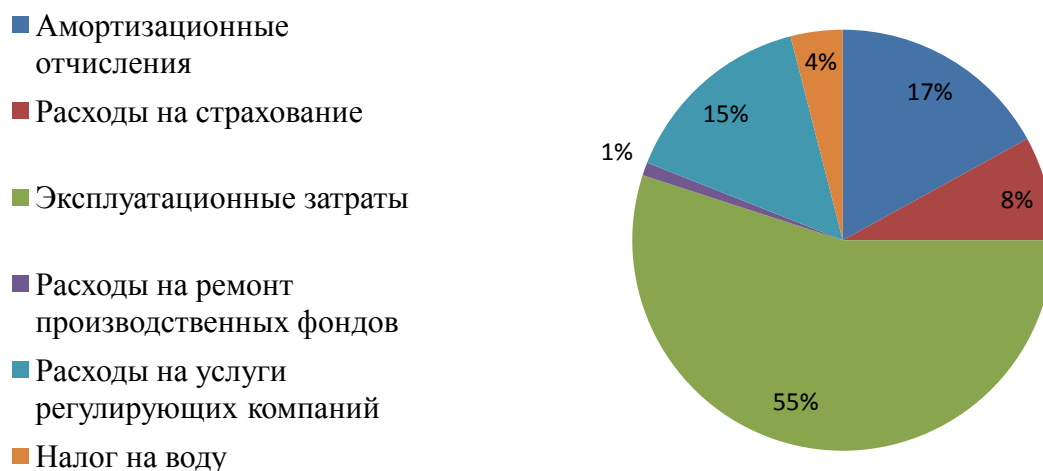


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольший процент от общих текущих расходов ГЭС имеют эксплуатационные затраты, так как они охватывают множество расходов, включающих в себя, например, заработную плату работников, оплату потребленного топлива в процессе перевозок, электроэнергии и др.

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2% ;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	1158,50	1325,45	1371,35	1412,94	1453,08
НДС, млн.руб.	26,92	1415,55	1460,09	1501,05	1540,56
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	27,19	27,19	27,19	27,19	27,19
Налог на имущество, млн.руб.	121,25	139,45	132,69	129,52	126,35
Итого, млн.руб.	1333,87	2907,64	2991,34	3070,70	3147,18

Так как Сиваглиевская ГЭС обладает большой установленной мощностью, вырабатывается и реализуется немало электроэнергии, которая



имеет определенную стоимость. Следовательно, отсюда и появляются значительные суммы налогов на прибыль и добавленную стоимость выплачиваемые станцией государству.

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

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	6885,82	7095,19	7319,16	7522,17	7719,22
Текущие расходы, млн.руб.	812,15	827,00	827,00	828,29	828,29
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	6850,11	7059,49	7283,45	7486,46	7683,52
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	6411,56	6641,16	6868,29	7074,49	7274,72
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1282,31	1328,23	1373,66	1414,89	1454,94
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	5161,90	5312,93	5494,64	5659,59	5819,77
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 8.2 изображен график изменения чистой прибыли по годам.

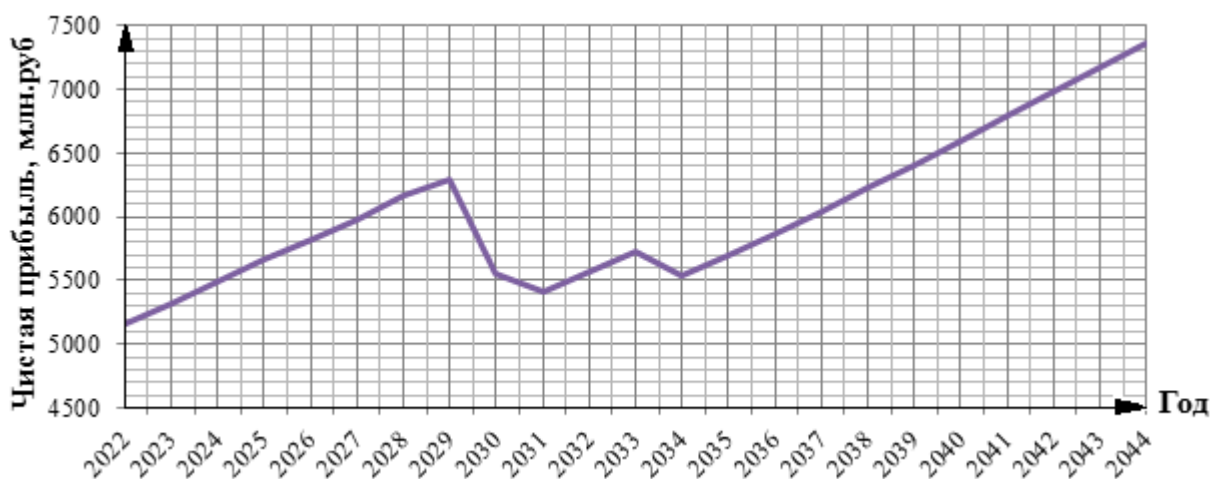


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

В соответствии с ЕСУ ПАО «РусГидро» рост цен на электроэнергию и мощность в прогнозируемом периоде ведет к росту чистой прибыли.

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта представлен на рисунке 8.3.

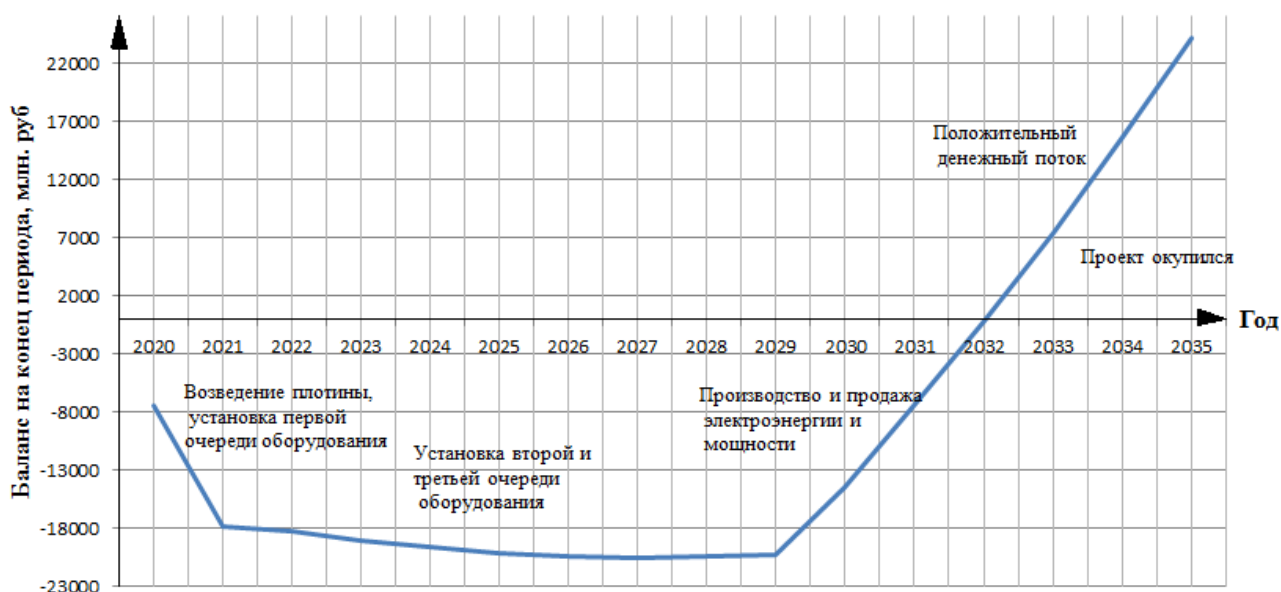


Рисунок 8.3 – Анализ денежных потоков, млн. руб.

В период с 2020-2021 гг. идет возведение плотины, установка первой очереди оборудования. В период с 2021-2029 гг. наблюдается отрицательный денежный поток, так как идет установка оборудования второй и третьей очереди. С 2029-2032 гг. производство и продажа электроэнергии и мощности, в 2032 год виден положительный денежный поток – проект окупился.

### 8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

#### Методология, исходные данные:

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости;
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

- а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО ПАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на

основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Сиваглиевской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## 8.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Сиваглиевской ГЭС на реке Зeya»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	155
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	689,06
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,04
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,90
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт*ч	1,34
Удельные капиталовложения, руб/кВт	84375,15

Срок окупаемости проекта составляет 155 месяцев (12,9 лет), это значит, что проект окупится до его окончания, что составляет 300 месяцев (25 лет). Чистый приведенный доход (689,06 млн.руб.) говорит о том, что проект привлекателен для инвестирования и принесет дополнительный доход на вложенный капитал. Индекс прибыльности (1,04 руб.) больше единицы, это указывает на перспективность развития проектируемого объекта.

## 8.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.Рублей	29,36	36,34	1270,18	2811,17	2900,91
В региональный бюджет, млн.Рублей	2,23	53,67	121,29	135,95	132,77
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	31,59	90,01	1391,48	2947,12	3033,68

Начисляемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты позволяют повысить общественную привлекательность проекта.

## 8.8 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Цены сбыта;
- в) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов представлено на рисунке 8.4.

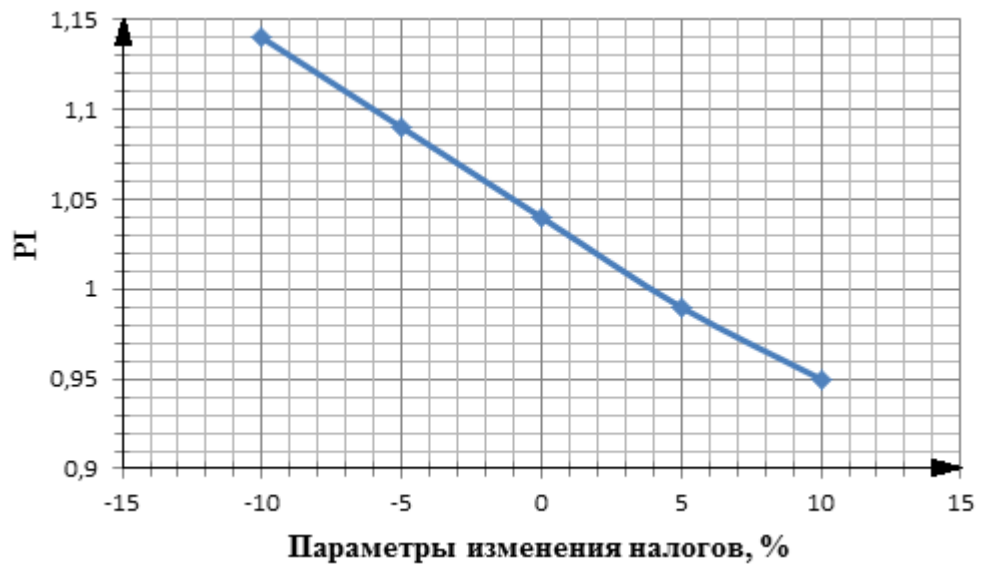


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Из рисунка 8.4 видно, что увеличение ставки налогов ведет к уменьшению индекса доходности PI.

Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта и ставки дисконтирования представлено соответственно на рисунке 8.5 и 8.6.

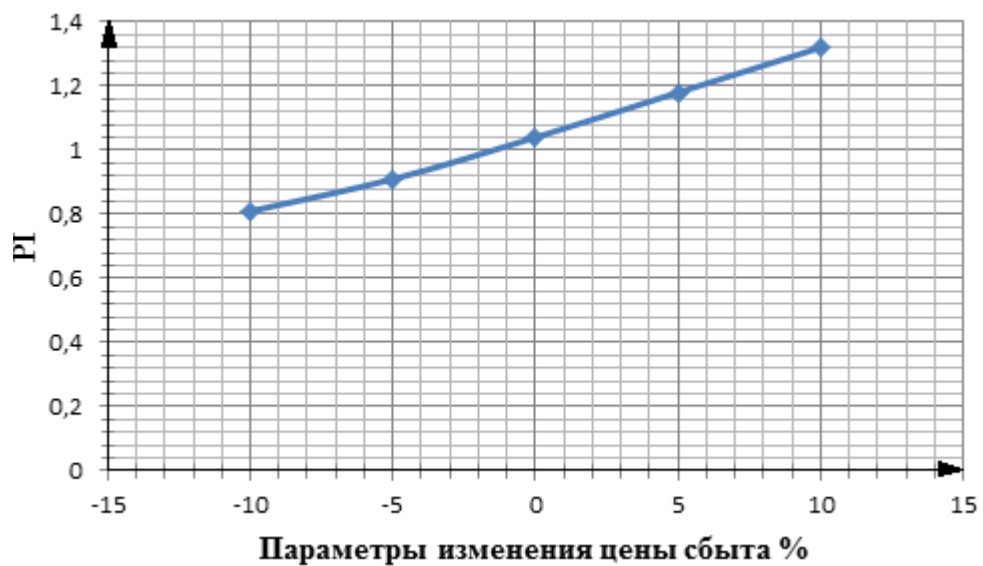


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из представленного рисунка 8.5 видно, что с увеличением цены на сбыт электроэнергии увеличивается прибыль, соответственно индекс доходности PI увеличивается.

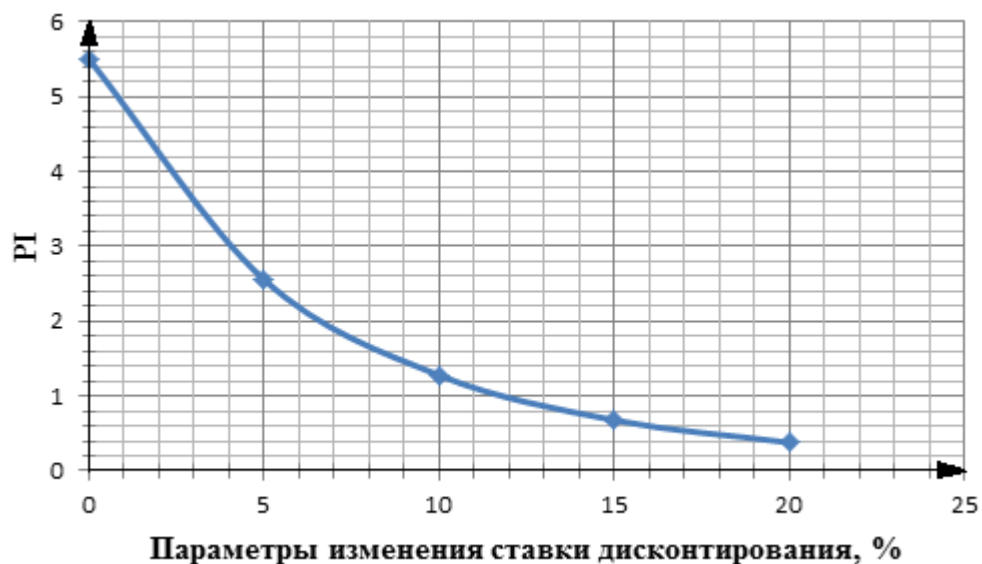


Рисунок 8.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования ведет к уменьшению прибыли, соответственно уменьшается индекс доходности PI.

## **9 Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров**

### **9.1 Требования к энергетическим маслам**

На ГЭС должен быть организован постоянный и периодический контроль технического состояния маслохозяйства и качества масел, обслуживание осуществляет персонал, отвечающий за эксплуатацию соответствующего типа масел в маслonaполненном энергетическом оборудовании. Контроль качества свежих и эксплуатационных энергетических масел, разработку рекомендаций по их применению на ГЭС должна осуществлять химическая лаборатория или соответствующее структурное подразделение ГЭС. Все принимаемые масла должны иметь:

- паспорт (сертификат) качества (с информацией о заводе-изготовителе);
- паспорт безопасности (гигиенические характеристики);
- копии сертификатов соответствия;
- наличие и исправность пломб.

При эксплуатации энергетических масел должны быть обеспечены: надежная работа технологических систем маслonaполненного оборудования; сохранение эксплуатационных свойств масел; сбор и регенерация отработанных масел в целях повторного применения по прямому назначению.

### **9.2 Турбинные масла**

Турбинные масла применяются в гидроагрегатах для смазки сегментов подпятника, генераторного и турбинного подшипника, а также для передачи усилий от регулятора к сервомоторам направляющего аппарата в системе регулирования. Для гидроагрегатов используется циркуляционная система смазки, в генераторном подпятнике и подшипнике циркуляция выполняется от сегментов к маслоохладителям и обратно внутри ванны. В системе регулирования циркуляция происходит от бака МНУ, через главные золотники к сервомоторам направляющего аппарата и обратно.

Внешний вид: чистая и прозрачная жидкость, желтого или светло-коричневого цвета, не содержащая взвешенных частиц загрязнений и осадков.

#### **9.2.1 Отбор проб турбинного масла**

Отбор проб должен производиться с большой тщательностью и аккуратностью, так как незначительные увлажнения и загрязнения могут привести к искажению результатов испытания и неправильному заключению о состоянии масла и вызвать ненужные затраты на очистку или замену годного для эксплуатации масла. Отбор проб выполняется специально подготовленным персоналом, прошедшим необходимый инструктаж.

-пробы масла отбираются в сухую погоду, не следует отбирать пробы в туман, после дождя или снегопада, когда влажность воздуха велика;

-перед взятием проб масла следует протереть чистой и сухой тряпкой кран или пробку от пыли и грязи. Затем поставив под кран или пробку ведро, слегка открывают кран или пробку, спускают масло в количестве, чтобы промыть отверстие крана;

-для отбора проб масла должны применяться только чистые сухие стеклянные ёмкости, объёмом от 0,5 до 1 дм<sup>3</sup>, имеющие этикетку для идентификации пробы. Рекомендуется применять для отбора проб стеклянные бутылки (желательно из темного стекла); использовать специальные подготовленные чистые и сухие прозрачные шланги для отбора проб (силиконовые или из ПВХ). Ёмкость дважды ополаскивается отбираемым маслом, заполняется доверху и тщательно закрывается. Ёмкости пустые или с маслом внесенные в холодное время с улицы в теплое помещение, могут увлажняться конденсирующейся из воздуха влагой, поэтому они должны держаться закрытыми в течение 3-4 часов, пока не примут температуру помещения;

-посуду для отбора проб масла моют до химически чистой, высушивают не менее двух часов в сушильном шкафу при температуре 110 °С, медленно охлаждают в шкафу и закрывают крышками. Температура банок не должна отличаться от температуры заливаемого масла более чем на 3 – 5 °С;

-проба масла должна сопровождаться этикеткой, содержащей номер банки, дату отбора пробы, наименование организации (подстанции), наименование аппарата или трансформатора и его номер, напряжение, причину отбора пробы (новое включение, плановая или аварийная), испытание пробы масла, которое следует произвести в лаборатории (электрическую прочность, сокращенный или полный анализ), t° масла во время отбора;

-данные отбора пробы подписываются лицом, отбирающим пробу масла;

-отбор пробы из мелкой тары (бочки, бидоны, бутылки) отбирают в месте, защищенном от пыли и атмосферных осадков;

-перед отбором пробы масла перемешивают в бочках – катанием бочек взад и вперед, в бидонах, бутылках и банках – встряхиванием;

-поверхность вокруг пробок, крышек, днищ перед открыванием протирают ветошью;

-для отбора проб масла из мелкой тары применяют трубки диаметром 10-15 мм с оттянутым концом. Трубку опускают до дна тары с маслом, а затем отверстие трубки закрывают пальцем. Извлекают трубку из масла и выливают оставшееся в ней масло, чтобы промыть трубку. Таким же путем набирают масло в банку, ополаскивают её дважды, после чего набирают пробу для анализа.

Хранить пробы в темном и прохладном месте, если в качестве пробоотборника использовались прозрачные бутылки, не допускать близкого контакта с источниками тепла и особенно не оставлять под воздействием прямого солнечного света.



### **9.2.2 Контроль качества масла при хранении**

Качество свежего масла, находящегося на хранении, должно соответствовать требованиям нормативных документов. Турбинные масла, находящиеся на хранении должны испытываться с периодичностью не реже одного раза в три года по показателям:

- кинематическая вязкость;
- кислотное число;
- цвет;
- температура вспышки в открытом тигле;
- время деэмульсации;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей;
- содержание воды;
- содержание механических примесей;
- стабильность против окисления.

### **9.2.3 Контроль качества турбинных масел при заливке в оборудование**

Перед заполнением маслосистемы гидроагрегатов свежим маслом необходимо отобрать пробу из емкости хранения маслохозяйства и выполнить анализ по показателям:

- внешний вид;
- кислотное число;
- класс промышленной чистоты;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей;
- время деэмульсации;
- содержание воды;
- содержание шлама.

### **9.2.4 Контроль качества турбинного масла при эксплуатации в оборудовании**

Нефтяное турбинное масло, находящееся в эксплуатации в маслосистемах агрегатов должно определяться по показателям:

- 1.Кислотное число;
- 2.Время деэмульсации;
- 3.Содержание воды;
- 4.Содержание шлама;
- 5.Класс промышленной чистоты;
- 6.Вязкость кинематическая;
- 7.Температура вспышки в открытом тигле.

Периодичность контроля качества турбинных масел, находящиеся в эксплуатации:

–после залива турбинного масла в маслосистемы гидроагрегата необходимо провести анализ качества масла не позднее, чем через 1 месяц, по показателям 1 - 5;

–после залива свежего, регенерированного или эксплуатационного масла отобрать пробу через 72 часа непрерывной работы маслосистемы и выполнить анализ масла по показателям 1 - 5;

-еженедельный контроль, который включает себя визуальную оценку внешнего вида масла (прозрачность, наличие видимых загрязнений: воды, шлама). При визуальном обнаружении помутнения масла, наличии видимых загрязнений (воды, шлама), должен быть проведен его внеочередной анализ по показателям 1 - 5;

-ежегодный контроль на соответствие качества масел при полной прозрачности масла и массовой доле растворённого шлама не более 0,005 %; при помутнении масла и (или) массовой доле растворённого шлама более 0,005 % – не реже 1 раза в 6 месяцев.

### **9.2.5 Нормы и требования по хранению**

На ГЭС должен храниться постоянный запас нефтяного турбинного масла в количестве, равном вместимости маслосистемы самого крупного гидроагрегата и запас на доливки не менее 45-дневной потребности ГЭС в данном типе масла.

Дополнительный объем турбинного масла, который должен находиться на хранении, при планировании ремонта с заменой масла в оборудовании – составляет 180% от объема масла в оборудовании, планируемого к ремонту (100% на заполнение и 80% на промывку маслосистемы).

Дополнительный объем турбинного масла, который должен находиться на хранении, при планировании ремонта без замены масла в оборудовании составляет 15% от объема масла в оборудовании, планируемого к ремонту.

Хранение масел осуществляют в закрытых резервуарах, установленных на маслохозяйстве, оборудованных воздухоосушительными фильтрами, при необходимости обогревом и тепловой изоляцией. Температурный режим хранения масла должен обеспечивать возможность его перекачки в любое время года, рекомендуется не превышать температуру 25°С.

Для хранения турбинных масел должны быть предусмотрены резервуары, предназначенные для хранения только турбинных масел.

Свежие, подготовленные, эксплуатационные (регенерированные) масла и отработанные масла должны храниться в различных резервуарах.

Масла различных марок и изготовителей, необходимо хранить и использовать отдельно, без смешения, в соответствии с их областью применения. Возможно применение одних и тех же резервуаров для хранения масел различных изготовителей, если мероприятия по их подготовке отражены в инструкции по эксплуатации маслохозяйства. Масла, смешиваемые при хранении, должны быть совместимы при смешении.

### **9.3 Трансформаторные масла**

Трансформаторные масла – это жидкие диэлектрики, которые обеспечивают надежную изоляцию в электрических маслonaполненных аппаратах (силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы и др.) и их охлаждение. В маслonaполненных выключателях и устройствах РПН масла служат для гашения электрической дуги.

Внешний вид: чистое, прозрачное, свободное от видимых частиц загрязнения и осадков, желтого или светло-коричневого цвета.

#### **9.3.1 Отбор проб трансформаторного масла**

Отбор осуществляется при тех же правилах, что и турбинное масло.

Отбор масла из штуцера бака трансформатора осуществляют маслоотборным устройством, который состоит из резиновой трубки с внутренним диаметром 4-6 мм, которая надевается на маслоотборный штуцер. При отборе проб масла штуцер должен быть чистым. Для отбора проб к штуцеру присоединяется шланг, открывается вентиль на баке и для промывки отверстия штуцера и шланга сливается 1-2 л масла. Конец маслоотборного устройства необходимо поднять вверх, для удаления из него пузырьков воздуха и слить масло в подготовленную емкость. Далее ополоснуть пробоотборную посуду отбираемым маслом.

При отборе масла в бутылки необходимо поддерживать скорость истечения масла из маслоотборного устройства такую, чтобы исключить попадание воздуха в бутылку.

-обеспечить наполнение каждого сосуда для отбора пробы не менее чем на 95 % его вместимости;

-сразу же после заполнения сосуд с пробой герметично закрывается крышкой;

-после отбора пробы вернуть все в первоначальное положение (закреть вентиль, снять шланг и т.д.);

-отбор проб масла из трансформаторов для хроматографического анализа осуществляют в специальные стеклянные медицинские шприцы емкостью 20 мл.

#### **9.3.2 Контроль качества масла при хранении**

Находящееся на хранении свежее, регенерированное, эксплуатационное трансформаторное масло испытывается с периодичностью один раз в три года.

Качество свежего масла, находящегося на хранении, должно соответствовать требованиям нормативных документов по показателям:

-кислотное число;

-температура вспышки;

-содержание водорастворимых кислот и щелочей;

- класс промышленной чистоты;
- тангенс угла диэлектрических потерь;
- стабильность против окисления;
- плотность;
- внешний вид.

Содержание воды и пробивное напряжение необходимо определять непосредственно перед подготовкой масла к заливу в электрооборудование.

### **9.3.3 Контроль качества трансформаторного масла при эксплуатации оборудования**

Основные способы сохранения эксплуатационных свойств трансформаторного масла:

- непрерывная регенерация крупнопористыми адсорбентами масла, залитого в оборудовании, с использованием адсорбционных фильтров. Адсорбент, загружаемый в фильтры трансформаторов, должен иметь остаточное влагосодержание не более 0,5% массы;

- правильная эксплуатация воздухоосушительных фильтров;

- применение специальных средств защиты масла от окисления и загрязнения (пленочная или азотная) или полная герметизация электрооборудования;

- поддержание необходимой концентрации антиокислительной присадки АГИДОЛ-1;

- эффективное охлаждение масла;

- эффективная очистка или регенерация масла при проведении ремонтов электрооборудования;

- промывка (подготовка) электрооборудования перед заливом масла.

При выполнении лабораторных испытаний масел, эксплуатируемых в электрооборудовании, выделяются три области эксплуатации масел:

1. Область нормального состояния масла– качество масла гарантирует надежную работу оборудования.

2. Область риска (область значений показателей качества ограниченная значениями нормального состояния и предельно-допустимыми значениями)– ухудшение качества масла приводит к снижению надежности оборудования и требует более частого и расширенного контроля для прогнозирования его срока службы и разработки мероприятий по поддержанию (восстановлению) эксплуатационных свойств масла.

3. Область превышения предельно– допустимых значений– ухудшение качества масла не обеспечивает необходимой надежной работы оборудования, и требуется замена масла на свежее или его глубокая регенерация для предотвращения вероятности отказа электрооборудования по причине низких эксплуатационных характеристик масла.

### **9.3.4 Нормы и требования по хранению трансформаторного масла**

На ГЭС, оснащенной только воздушными, элегазовыми или малообъемными масляными выключателями должен постоянно храниться запас трансформаторного масла в количестве не менее 10% объема масла, залитого в трансформатор наибольшей емкости, и запас на доливки не менее 1% всего масла, залитого в электрооборудование.

Хранение масел осуществляют в закрытых резервуарах, установленных на маслохозяйстве, оборудованных воздухоосушительными фильтрами, при необходимости обогревом и тепловой изоляцией.

Температурный режим хранения масла должен обеспечивать возможность его перекачки в любое время года, но рекомендуется не превышать температуру 25°C.

Возможно хранение масел в таре (200 л бочки, канистры и др.) в помещениях, исключающих загрязнение тары и попадание на тару осадков.

Для хранения трансформаторных масел должны быть предусмотрены резервуары, предназначенные для хранения только трансформаторных масел.

Свежие, подготовленные, эксплуатационные (регенерированные) масла и отработанные масла должны храниться в различных резервуарах.

Масла различных марок, рекомендуется хранить и использовать раздельно, без смешения, в соответствии с областью их применения.

Гарантийный срок хранения свежего масла – не менее 1 года.

## **9.4 Компрессорные масла**

Компрессорные масла используются в системах сжатия и смазки поршневых компрессоров высокого и низкого давления.

## **9.5 Индустриальные масла**

Индустриальные масла общего назначения применяются для смазывания узлов и механизмов промышленного оборудования (система управления затворами, краны и др.); скоростных механизмов металлорежущих станков, центрифуг, сепараторов; для гидросистем и зубчатых передач промышленного оборудования.

### **9.5.1 Контроль качества индустриальных масел при хранении**

Находящееся на хранении свежие индустриальные масла испытывают по показателям не реже одного раза в три года;

- внешний вид;
- кинематическая вязкость;
- кислотное число (при наличии требований в документации завода-изготовителя);

- содержание воды;
- плотность (при наличии требований в документации завода-изготовителя);

- содержание механических примесей (класс промышленной чистоты).

Индустриальные масла из баков МНУ гидроподъемников подвергаются ежемесячному контролю на отсутствие механических загрязнений и воды, а так же по показателю «внешний вид». Если в результате лабораторного контроля выявлены отклонения от показателей качества, то проводится дополнительный анализ по показателям:

- температура вспышки;
- кислотное число;
- кинематическая вязкость;
- плотность.

Все получаемые индустриальные масла и консистентные смазки должны подвергаться контролю визуально на содержание механических примесей и воды. Индустриальные масла дополнительно проверяются на вязкость.

Масла в системах смазки вспомогательного оборудования с принудительной циркуляцией масла должны подвергаться визуальному контролю на содержание механических примесей, шлама и воды не реже чем 1 раз в 3 месяца. При обнаружении загрязнений масло должно быть очищено или заменено.

Постоянный запас для энергетического оборудования не менее 45-дневной потребности.

Масла различных марок рекомендуется хранить и использовать отдельно, без смешения, в соответствии с их областью применения.

Температурный режим хранения масла должен обеспечивать возможность его использования в любое время года, но не превышать температуры 25°C.

### **9.5.2 Контроль качества масел при заливке в оборудование**

Объем испытаний и нормативные значения показателей качества индустриальных масел, заливаемых в энергетическое оборудование ГЭС определяется требованиями документов изготовителей оборудования. Если нет соответствующих указаний в инструкциях изготовителя, то рекомендуется выполнить анализ, в объем которого входит определение показателей:

- внешний вид;
- кинематическая вязкость;
- содержание механических примесей;
- содержание шлама;
- плотность;
- содержание воды.

### **9.5.3 Контроль масла при эксплуатации**

Периодичность испытаний для масел, применяемых в гидроприводах затворов следующая:

-визуальный контроль масла, применяемого в гидроприводах, должен проводиться 1 раз в неделю. Визуальный контроль масла заключается в проверке его внешнего вида, масло должно быть прозрачным и свободным от загрязнений и осадков (не содержать видимых загрязнений, воды, шлама и механических примесей). При визуальном обнаружении в масле механических примесей, шлама или воды, а также при помутнении масла, должен быть проведен его внеочередной анализ по показателям стандарта:

-определение содержания воды и шлама, класса промышленной чистоты после залива масла, далее не реже 1 раза в 3 месяца.

-определение кинематической вязкости, температуры вспышки и кислотного числа после залива масла, далее не реже 1 раза в 6 месяцев.

Контроль качества масел в редукторах кранового оборудования осуществляется в регламентированные сроки в зависимости от продолжительности работы оборудования, в соответствии с требованиями руководств по эксплуатации изготовителя. Рекомендуемая периодичность контроля через каждые 500 ч работы, контроль предусматривает определение внешнего вида, кинематической вязкости, содержания воды, шлама и механических примесей (качественно).

Наиболее отрицательное воздействие по снижению надежности работы оборудования оказывает образование в масле шлама и значительное загрязнение его водой и механическими примесями.

## **9.6 Восстановление параметров**

### **9.6.1 Очистка масел**

Масла в процессе эксплуатации могут быть загрязнены различными примесями – влагой, угольными частицами, шламом и т.д. Существует ряд способов их очистки. Применяются следующие методы удаления загрязнений из масла:

- гравитационный (отстаивание в резервуарах);
- центробежный (центробежные сепараторы, центрифуги);
- объемная фильтрация (целлюлозные и синтетические фильтры, фильтровальный картон, ткань Бельтинг и др.);
- поверхностная фильтрация (сетки, мембраны и др.);
- электрофизический (электростатические очистители);
- магнитный (магнитные фильтры);
- испарение (вакуумные дегазационные установки и др.).

Увлажненное трансформаторное масла с низкой электрической прочностью сушится с помощью центрифуги. Температура должна быть не

выше 60°C, так как при более высокой происходит испарение (парообразование) и она в виде конденсата будет поступать обратно.

Температура при сепарации должна быть в пределах 30 – 60°C. Наиболее благоприятная температура для сушки 38 – 52°C. Центрифугированием освобождают масла от шлама, волокон и других механических примесей. Масло из масляных выключателей, загрязненное угольными частицами (копотью), фильтруется через специальное фильтрующее устройство – фильтрпресс. Масло при этом пропускают через особую плотную бумагу (фильтровальный картон) или фильтровальную ткань. Для увеличения производительности масло прогоняется под давлением насоса. Обычно масло, подаваемое в фильтрпресс, подогревают до 50 – 60°C. Для достижения особо надежной очистки применяют фильтрпресс и центрифугу одновременно. Сначала масло пропускают через центрифугу, а потом через последовательно соединенный с ней фильтрпресс.

Основные способы сохранения эксплуатационных свойств трансформаторного масла являются:

*1. Непрерывная регенерация крупнопористыми адсорбентами масла, залитого в оборудование, с использованием термосифонных или адсорбционных фильтров.*

Лучшим сорбентом является силикагель. Восстановление масла с помощью силикагеля методом фильтрования очень эффективно. Трансформаторное масло, нагретое до 80 – 100°C (турбинное – до 110°C), пропускают (снизу-вверх) через толстый слой сухого силикагеля. Продукты старения масла относительно высокомолекулярны, поэтому для их удаления применяется крупнопористый силикагель. Силикагель как сорбент поглощает сначала смолистые вещества, а затем уже органические кислоты. Перед использованием силикагель предварительно просушивается при 120°C (не менее 7 часов). Регенерация производится в специальной адсорбере, которые представляет собой сварной цилиндр с сетчатым дном. Адсорбер легко изготовить на месте, можно сделать его передвижным. Регенерацию проводят и в самом трансформаторе, без слива масла, присоединив к нему адсорбер. Масло восстанавливается также с помощью термосифонных фильтров, установленных на работающих трансформаторах. Термосифонный фильтр – цилиндрический бак (с сетчатым дном внутри), заполненный силикагелем, через который непрерывно протекает масло по циклу трансформатор-термосифонный фильтр-трансформатор. Термосифонный эффект возникает на основе разности температур в баках трансформатора и фильтра. Этот способ позволяет непрерывно поддерживать масло в хорошем состоянии. Периодически меняется только закладка силикагеля. Залкадка служит 2-3 года.

Отработанный силикагель восстанавливается методом прокаливания и снова используется для очистки масла. Регенерация силикагеля заключается в нагреве отработанного сорбента путем продувки через него воздуха, нагретого до 200°C, с последующим выжиганием испарившихся продуктов старения



масла. Температура не должна превышать 600°C. Силикагеля при нормальной эксплуатации служит 6-7 лет.

*2.Правильная эксплуатация воздухоосушительных фильтров.*

*3.Применение специальных средств защиты масла от окисления и загрязнения (пленочная или азотная) или полная герметизация электрооборудования.*

Специальные средства защиты масла от окисления применяются для исключения возможности непосредственного контакта масла в расширителе трансформатора с воздухом, т.е. практически полного устранения главной причины старения масла – окисления кислородом воздуха.

*4.Поддержание в масле необходимой концентрации антиокислительной присадки (ингибитора окисления) АГИДОЛ-1 (ионол).*

Количество присадки в свежем трансформаторном масле зависит от марки масла. В присутствии АГИДОЛ-1 процесс термоокислительного старения масла находится в индукционном периоде, который характеризуется малыми скоростями образования различных продуктов окисления и как следствие малым изменением показателей качества масла. АГИДОЛ-1 в масле находится в растворенном состоянии и практически не извлекается из масла различными адсорбентами при непрерывной регенерации.

При снижении концентрации АГИДОЛ-1 в эксплуатационном масле существует риск интенсивного старения масла, обусловленный значительным снижением стабильности против окисления. Снижение стабильности против окисления объясняется тем, что при малых концентрациях АГИДОЛ-1 в масле перестает работать как ингибитор окисления и становится инициатором окисления.

АГИДОЛ-1 вводят в трансформатор следующими способами:

-подача концентрированного раствора АГИДОЛ-1 через нижний боковой кран трансформатора в эксплуатационное масло;

-долив трансформатора концентрированным раствором АГИДОЛ-1 через расширитель.

Наиболее предпочтителен способ введения присадки посредством концентрированного раствора через нижний боковой кран трансформатора, т.к. обеспечивает быстрое и равномерное распределение присадки во всем объеме масла.

*5.Эффективное охлаждение масла.*

*6.Эффективная очистка или регенерация масла при проведении ремонтов электрооборудования.*

*7.Промывка (подготовка) электрооборудования перед заливом масла.*

## **9.6.2 Охлаждение трансформаторного масла**

Эффективное охлаждение масла является важным способом увеличения срока службы трансформаторных масел. Повышение температуры масла на 10°C, при прочих равных условиях эксплуатации масла, сокращает срок его

службы примерно в два раза. Поэтому повышение средней температуры масла выше 70°C и длительная эксплуатация при данных температурах оказывает резко отрицательное воздействие на масло. Необходимо обеспечение эффективного охлаждения масла в оборудовании с помощью маслоохладителей, чтобы температура масла во время эксплуатации не превышала 60°C.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005. 114с.
2. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
3. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с.
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>.
5. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
6. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва :Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
7. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с.
8. 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.
9. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.
10. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
11. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.
12. Каталог «Ограничители перенапряжений 3–35 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО».- Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

13. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
14. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Чебоксарский электрозавод Трансформатор» – Режим доступа: <https://cheb-transformator.com/>.
15. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] // «Высоковольтный союз» – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/>.
16. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>; АО «Свэл» – Режим доступа: <http://svel.ru/ru>.
17. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
18. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
19. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
20. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
21. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика. 2018. – 462 с.
22. Чернобровов Н.В.. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. – Москва: Издательство «Энергия», 1974.
23. Сайт компании «Экра» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ekra.ru/>.
24. Постановление №986 «О классификации гидротехнических сооружений. – Введ. 2.11.2013. – Москва: Правительство Российской Федерации. – 10с.
25. О наблюдениях за движением ветров [Интернет ресурс]: ветровые характеристики. – Режим доступа: [Energywind.ru/recomendacii/karta-rossii/dalnij-vostok/amurskaya-oblast](http://Energywind.ru/recomendacii/karta-rossii/dalnij-vostok/amurskaya-oblast).
26. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.».
27. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.

28. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

29. СТО РусГидро 02.01.112-2015 «Гидроэлектростанции. Энергетические масла и маслохозяйства. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». – Введ. 18.02.2015 №125 Приказом ОАО «РусГидро».

30. Объем и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. - 6-е изд., с изм. и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Зeya за период 1952-2001 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1952	21	16	9	14	4430	4566	4615	2770	3569	2585	519	212	1946
1953	89	47	30	1011	6091	3643	1355	3815	2093	1109	371	119	1650
1954	32	30	14	218	4369	7259	5168	3200	6890	1097	162	76	2378
1955	43	26	22	187	2278	2831	5587	6275	3200	2216	224	107	1918
1956	59	46	36	70	4738	2807	8612	1601	2339	950	64	27	1781
1957	65	33	23	224	4861	3004	1245	1478	3938	3250	396	138	1557
1958	31	21	13	20	3631	4357	11564	4307	1478	1232	261	103	2254
1959	25	18	15	69	2770	2216	2278	5045	4430	2585	643	224	1695
1960	15	15	9	10	2647	9104	2647	986	2462	1232	76	15	1604
1961	52	30	17	39	4861	5660	2954	4799	4061	507	371	107	1957
1962	84	28	12	261	4246	3213	10088	6029	5906	3077	544	279	2816
1963	91	41	34	1601	5968	2598	5845	863	1724	851	212	52	1659
1964	109	33	23	22	4000	2524	4061	8735	8243	1528	298	150	2479
1965	119	37	35	89	5476	2339	691	3569	873	740	175	101	1189
1966	80	17	18	224	3508	3348	2831	4430	1171	925	150	89	1401
1967	86	52	44	519	4492	3705	1109	7628	6644	1355	620	267	2212
1968	65	22	20	199	4123	3656	888	4922	1601	381	242	43	1349
1969	47	22	19	89	3877	2278	777	3200	1355	494	236	26	1037
1970	17	14	14	65	750	3791	5537	4061	7997	1146	310	162	1991
1971	30	18	17	76	2155	5906	1724	4184	1109	986	187	102	1377
1972	39	20	17	66	4984	5070	5513	5783	3077	1122	347	82	2179
1973	57	25	17	89	2893	5845	1601	3692	2462	814	494	290	1525
1974	63	41	33	1503	6706	2093	986	4307	3914	1478	285	58	1791
1975	26	21	15	236	667	4246	3200	6644	3692	445	52	33	1609
1976	11	10	11	36	2401	1970	3446	4184	2585	1294	101	70	1345
1977	43	23	16	38	1232	4467	6644	863	7136	1970	335	113	1909
1978	59	25	10	46	7567	4947	12548	8010	7874	507	298	89	3500
1979	49	31	25	642	5599	6521	3692	3938	4676	2954	248	46	2371
1980	32	20	16	95	1786	1601	2339	9596	5660	408	224	70	1823
1981	70	23	17	101	820	1171	2708	3520	1232	863	295	86	911
1982	23	15	12	107	6952	1786	6460	1355	1847	1036	359	175	1679
1983	14	9	7	62	986	4873	3323	5537	2216	1085	138	37	1526
1984	20	6	6	53	5845	9965	2216	1232	3446	2708	359	132	2168
1985	34	12	10	113	802	5414	11195	2708	986	704	89	52	1845
1986	12	11	12	119	2524	4000	7751	7013	6398	1724	593	108	2524
1987	18	17	15	52	6706	3200	1970	1109	2831	1257	125	75	1450
1988	37	18	16	125	3385	3459	1847	1970	2954	1048	310	101	1275
1989	46	32	26	1116	8059	4578	3569	4676	7751	1380	470	199	2661
1990	38	26	23	371	7321	5045	2155	777	3323	728	273	113	1685
1991	30	26	24	64	3754	2229	2339	2216	3815	2339	261	153	1440

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp. год
1992	20	12	9	138	1909	2672	4676	7997	4184	1232	568	132	1965
1993	23	17	18	74	617	986	2585	2462	2216	962	132	60	848
1994	26	21	16	15	3139	3569	6029	5291	4430	802	384	125	1989
1995	27	22	18	89	1417	1245	2462	8981	8711	1171	181	76	2035
1996	33	18	15	156	1601	1269	2401	2954	2831	531	199	39	1006
1997	15	12	11	162	3262	3631	3815	7628	7382	1847	113	50	2330
1998	46	39	37	1306	5107	2659	1491	3446	4307	1601	445	113	1719
1999	37	23	22	212	3016	2868	3077	4553	2708	1294	322	64	1518
2000	26	20	16	242	3877	2708	2093	1724	3692	2462	421	187	1458
2001	22	10	8	66	986	3594	3200	6275	6152	617	273	95	1777
Qcp, м <sup>3</sup> /с	43	23	18	250	3704	3730	3938	4247	3911	1333	295	108	1800

Таблица А.2 – Величины необходимые для расчета максимальных расходов заданной обеспеченности

Годы	Qcp.Год.max	Qубыв	K=Q/Qcp	K-1	(K-1)^2	(K-1)^3	P,%
1952	4615	12548	1,905	0,905	0,819	0,741	1
1953	6091	11564	1,756	0,756	0,571	0,431	3
1954	7259	11195	1,7	0,7	0,489	0,342	5
1955	6275	10088	1,532	0,532	0,283	0,15	7
1956	8612	9965	1,513	0,513	0,263	0,135	9
1957	4861	9596	1,457	0,457	0,209	0,095	11
1958	11564	9104	1,382	0,382	0,146	0,056	13
1959	5045	8981	1,363	0,363	0,132	0,048	15
1960	9104	8735	1,326	0,326	0,106	0,035	17
1961	5660	8612	1,307	0,307	0,095	0,029	19
1962	10088	8059	1,224	0,224	0,05	0,011	21
1963	5968	7997	1,214	0,214	0,046	0,01	23
1964	8735	7997	1,214	0,214	0,046	0,01	25
1965	5476	7751	1,177	0,177	0,031	0,006	27
1966	4430	7628	1,158	0,158	0,025	0,004	29
1967	7628	7628	1,158	0,158	0,025	0,004	31
1968	4922	7321	1,111	0,111	0,012	0,001	33
1969	3877	7259	1,102	0,102	0,01	0,001	35
1970	7997	7136	1,083	0,083	0,007	0,001	37
1971	5906	6952	1,055	0,055	0,003	0	39
1972	5783	6706	1,018	0,018	0	0	41
1973	5845	6706	1,018	0,018	0	0	43
1974	6706	6644	1,009	0,009	0	0	45
1975	6644	6521	0,99	-0,01	0	0	47
1976	4184	6275	0,953	-0,047	0,002	0	49
1977	7136	6275	0,953	-0,047	0,002	0	51
1978	12548	6091	0,925	-0,075	0,006	0	53
1979	6521	6029	0,915	-0,085	0,007	-0,001	55

## Окончание приложения А

### Окончание таблицы А.2

Годы	Qср.Год.мах	Qубыв	K=Q/Qср	K-1	(K-1)^2	(K-1)^3	P,%
1980	9596	5968	0,906	-0,094	0,009	-0,001	57
1981	3520	5906	0,897	-0,103	0,011	-0,001	59
1982	6952	5845	0,887	-0,113	0,013	-0,001	61
1983	5537	5783	0,878	-0,122	0,015	-0,002	63
1984	9965	5660	0,859	-0,141	0,02	-0,003	65
1985	11195	5537	0,841	-0,159	0,025	-0,004	67
1986	7751	5476	0,831	-0,169	0,028	-0,005	69
1987	6706	5107	0,775	-0,225	0,05	-0,011	71
1988	3459	5045	0,766	-0,234	0,055	-0,013	73
1989	8059	4922	0,747	-0,253	0,064	-0,016	75
1990	7321	4861	0,738	-0,262	0,069	-0,018	77
1991	3815	4615	0,701	-0,299	0,09	-0,027	79
1992	7997	4553	0,691	-0,309	0,095	-0,029	81
1993	2585	4430	0,673	-0,327	0,107	-0,035	83
1994	6029	4184	0,635	-0,365	0,133	-0,049	85
1995	8981	3877	0,589	-0,411	0,169	-0,07	87
1996	2954	3877	0,589	-0,411	0,169	-0,07	89
1997	7628	3815	0,579	-0,421	0,177	-0,075	91
1998	5107	3520	0,534	-0,466	0,217	-0,101	93
1999	4553	3459	0,525	-0,475	0,225	-0,107	95
2000	3877	2954	0,448	-0,552	0,304	-0,168	97
2001	6275	2585	0,392	-0,608	0,369	-0,224	99



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	Qср. год	Годы	Qср.пол	Годы	Q ср.меж
1	2	1978	3498	1978	8189	1962	569
2	4	1962	2814	1962	5956	1998	512
3	6	1989	2659	1989	5727	1974	494
4	8	1986	2522	1986	5537	1989	467
5	10	1964	2477	1964	5513	1979	442
6	12	1954	2376	1954	5377	1967	420
7	14	1979	2368	1997	5144	1963	412
8	16	1997	2327	1958	5067	1953	397
9	18	1958	2252	1979	5065	1959	383
10	20	1967	2210	1984	4939	1986	368
11	22	1972	2177	1972	4885	1955	346
12	24	1984	2166	1967	4716	1997	316
13	25	1995	2033	1995	4563	1964	309
14	27	1970	1989	1994	4492	1957	304
15	29	1994	1987	1961	4467	1992	302
16	31	1992	1962	1970	4427	1999	282
17	33	1961	1955	1952	4359	2000	282
18	35	1952	1944	1992	4288	1991	272
19	37	1955	1916	1977	4248	1973	255
20	39	1977	1907	1985	4221	1970	247
21	41	1985	1843	1980	4196	1982	247
22	43	1980	1821	1955	4114	1972	242
23	45	1974	1789	2001	4041	1958	240
24	47	1956	1779	1956	4019	1988	236
25	49	2001	1775	1990	3724	1977	234
26	51	1998	1716	1975	3690	1954	233
27	53	1959	1693	1982	3680	1995	226
28	55	1990	1683	1974	3601	1990	225
29	57	1982	1677	1960	3569	1987	223
30	59	1963	1657	1959	3528	1976	220
31	61	1953	1648	1998	3402	1952	219
32	63	1975	1606	1963	3400	1966	215
33	65	1960	1602	1953	3399	1981	208
34	67	1957	1555	1983	3387	1971	202
35	69	1983	1524	1957	3305	1994	198
36	71	1973	1523	1973	3299	1960	196
37	73	1999	1516	1999	3244	1983	193
38	75	2000	1456	1987	3162	1965	185
39	76	1987	1448	2000	3099	1984	185
40	78	1991	1438	1991	3070	1956	179

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

m	P, %	Годы	Qcp. год	Годы	Qcp.пол	Годы	Q ср.меж
41	80	1966	1399	1966	3058	1961	160
42	82	1971	1375	1968	3038	2001	156
43	84	1968	1347	1971	3016	1978	148
44	86	1976	1343	1976	2916	1985	145
45	88	1988	1273	1988	2723	1996	142
46	90	1965	1187	1965	2590	1993	141
47	92	1969	1035	1969	2297	1968	139
48	94	1996	1004	1996	2211	1969	133
49	96	1981	909	1981	1890	1980	124
50	98	1993	846	1993	1833	1975	118

Таблица Б.2 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт90%, м <sup>3</sup> /с	35	37	89	119	2339	2569	4476	1891	1673	739	175	101
Qвхк, м <sup>3</sup> /с	530	530	530	1060	1060	1060	1060	1060	1060	1060	530	530
Qф, м <sup>3</sup> /с	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Qисп, м <sup>3</sup> /с	0	0	1	1	23	26	45	19	17	7	2	1
Qшлюз, м <sup>3</sup> /с	0	0	0	59	59	59	59	59	59	59	0	0
Qлед, м <sup>3</sup> /с	12	12	0	-24	-24	0	0	0	0	0	12	12
Сумма потерь	24	24	13	49	71	97	116	90	88	79	25	25
Qпол, м <sup>3</sup> /с	11	13	76	70	2268	2472	4360	1801	1585	661	149	76
Zвб, м	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212
Zнб, м	167	167	167	167	169	169	170	169	169	168	167	167
Нпол, м	45	45	44	44	42	42	41	43	43	44	44	44
Z вб (вхк), м	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212
Z нб (вхк), м	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168
H(вхк), м	44	44	44	43	43	43	43	43	43	43	44	44
N <sub>вхк</sub> , МВт	202	202	202	399	401	401	401	401	401	399	202	202
N быт, МВт	4	5	29	27	838	910	1567	670	592	250	58	29
N <sub>быт</sub> – N <sub>вхк</sub>	-198	-197	-173	-371	437	509	1166	269	191	-148	-145	-173

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (не выполняется)

Месяцы	Q, м <sup>3</sup> /с						Водохранилище, км <sup>3</sup>			Z, м				Н гэс, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Э гэс, млн кВт·ч
	Qпол	QНБ	Qвхк	Qвдх	Qгэс	Qх.с	Vнпу	dV	Vкон	z ВБ нач	zВБ кон	z ВБ ср	Z нб				
10	661	1060	1060	328	989	0	36,645	0,85	35,79	212,00	211,84	211,92	168,38	43,09	371	по вхк	276
11	149	1033	530	872	1021	0	35,79	2,26	33,53	211,84	211,27	211,56	168,35	42,76	380	380	274
12	76	1694	530	1606	1682	0	33,53	4,16	29,37	211,27	209,69	210,48	169,00	41,03	600	600	446
1	11	1783	530	1760	1771	0	29,37	4,56	24,81	209,69	207,25	208,47	169,08	38,94	600	600	446
2	13	1183	530	1158	1171	0	24,81	3,00	21,81	207,25	205,30	206,27	168,51	37,31	380	380	255
3	76	530	530	442	518	0	21,81	1,15	20,66	205,30	204,47	204,88	167,62	36,81	166	по вхк	123
4	70	1060	1060	919	989	0	20,66	2,38	18,28	204,47	202,56	203,51	168,15	34,92	300	по вхк	216
5	2268	1060	1060	-1279	989	0	18,28	-3,32	21,60	202,56	205,15	203,85	168,15	35,26	303	по вхк	226
6	2472	1060	1060	-1483	989	0	21,60	-3,84	25,44	205,15	207,63	206,39	168,15	37,79	325	по вхк	234
7	4360	1060	1060	-3371	989	0	25,44	-8,74	34,18	207,63	211,46	209,54	168,15	40,95	352	по вхк	262
8	1801	1060	1060	-812	989	0	34,18	-2,10	36,28	211,46	211,94	211,70	168,15	43,10	371	по вхк	276
9	1585	1060	1060	-596	989	0	36,28	-1,54	37,827	211,94	212,18	212,06	168,38	43,22	372	по вхк	268

Таблица Б.4 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (выполняется)

Месяцы	Q, м <sup>3</sup> /с						Водохранилище, км <sup>3</sup>			Z, м				Н гэс, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Э гэс, млн кВт·ч
	Qпол	QНБ	Qвхк	Qвдх	Qгэс	Qх.б	Vнпу	dV	Vкон	z ВБ нач	zВБ кон	z ВБ ср	Z нб				
10	661	1060	1060	328	989	0	36,645	0,85	35,79	212,00	211,84	211,92	168,38	43,09	371	по вхк	276
11	149	1129	530	968	1117	0	35,79	2,51	33,29	211,84	211,20	211,52	168,46	42,62	414	414	298
12	76	1798	530	1710	1786	0	33,29	4,43	28,85	211,20	209,44	210,32	169,09	40,78	634	634	472
1	11	1907	530	1884	1895	0	28,85	4,88	23,97	209,44	206,73	208,09	169,18	38,46	634	634	472
2	13	1315	530	1290	1303	0	23,97	3,34	20,63	206,73	204,44	205,59	168,65	36,49	414	414	278
3	76	530	530	442	518	0	20,63	1,15	19,48	204,44	203,55	204,00	167,62	35,93	162	по вхк	120
4	70	1060	1060	919	989	0	19,48	2,38	17,10	203,55	201,50	202,52	168,15	33,93	292	по вхк	210
5	2268	1060	1060	-1279	989	0	17,10	-3,32	20,41	201,50	204,28	202,89	168,15	34,29	295	по вхк	220
6	2472	1060	1060	-1483	989	0	20,41	-3,84	24,26	204,28	206,91	205,60	168,15	37,00	318	по вхк	229
7	4360	1060	1060	-3371	989	0	24,26	-8,74	33,00	206,91	211,11	209,01	168,15	40,42	348	по вхк	259
8	1801	1060	1060	-812	989	0	33,00	-2,10	35,10	211,11	211,69	211,40	168,15	42,80	368	по вхк	274
9	1585	1060	1060	-596	989	0	35,10	-1,54	36,645	211,69	212,00	211,85	168,38	43,01	370	по вхк	266

Продолжение приложения Б

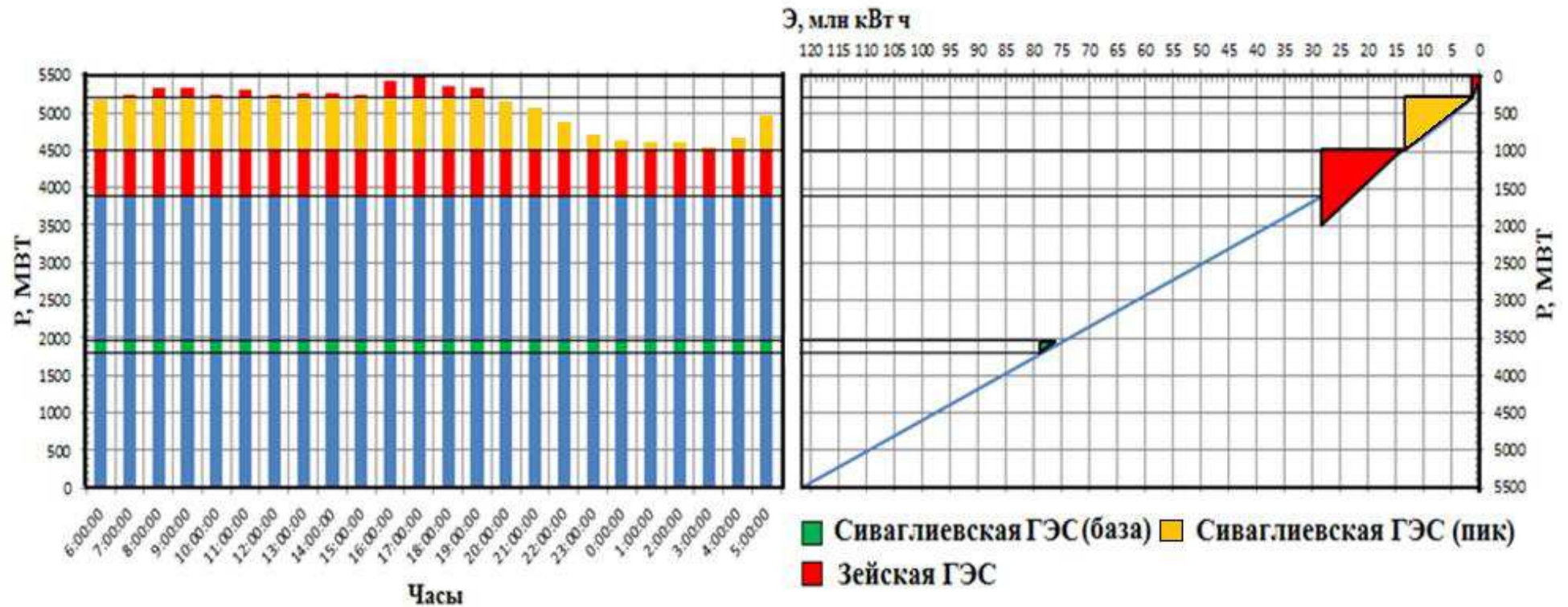


Рисунок Б.1 – Зона работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

Окончание приложения Б

Таблица Б.5 - Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по отметкам

Месяцы	Q, м <sup>3</sup> /с						Водохранилище, км <sup>3</sup>			Z, м				Н гэс, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Э гэс, млн кВт·ч
	Qпол	QНБ	Qвхк	Qвдх	Qгэс	Qхол.сб	Vнпу	dV	Vкон	z ВБ нач	zВБ кон	z ВБ ср	Z нб				
10	792	875	1060	12	804	0	36,645	0,03	36,61	212,00	212,00	212,00	168,176	43,4	303	по вхк	225,7
11	319	1121	530	790	1109	0	36,61	2,05	34,57	212,00	211,56	211,78	168,45	42,9	414	414	298,1
12	118	1776	530	1646	1764	0	34,57	4,27	30,30	211,56	210,10	210,83	169,07	41,3	634	634	471,7
1	11	1867	530	1844	1855	0	30,30	4,78	25,52	210,10	207,67	208,89	169,15	39,3	634	634	471,7
2	13	1279	530	1254	1267	0	25,52	3,25	22,27	207,67	205,62	206,64	168,61	37,6	414	414	278,2
3	76	691	530	603	679	0	22,27	1,56	20,71	205,62	204,50	205,06	167,79	36,8	218	по вхк	161,8
4	70	1533	1060	1392	1462	0	20,71	3,61	17,10	204,50	201,50	203,00	168,56	34,0	432	по вхк	311,3
5	2268	739	1060	-1600	668	0	17,10	-4,15	21,25	201,50	204,90	203,20	167,84	34,9	203	по вхк	150,9
6	3010	1795	1060	-1286	1724	0	21,25	-3,33	24,58	204,90	207,11	206,00	168,76	36,8	552	по вхк	397,2
7	4360	1158	1060	-3273	1087	0	24,58	-8,48	33,06	207,11	211,13	209,12	168,23	40,4	382	по вхк	284,5
8	6015	4936	1060	-1150	2435	2430	33,06	-2,98	36,04	211,13	211,89	211,51	170,49	40,6	859	по вхк	639,4
9	2979	2818	1060	-232	2367	380	36,04	-0,60	36,645	211,89	212,00	211,95	169,85	41,6	858	по вхк	617,4

Таблица Б.6 - Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям

Месяцы	Q, м <sup>3</sup> /с						Водохранилище, км <sup>3</sup>			Z, м				Н гэс, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Э гэс, млн кВт·ч
	Qпол	QНБ	Qвхк	Qвдх	Qгэс	Qхол.сб	Vнпу	dV	Vкон	z ВБ нач	zВБ кон	z ВБ ср	Z нб				
10	792	1061	1060	198	990	0	36,645	0,51	36,13	212,00	211,91	211,95	168,383	43,1	371	по вхк	276,3
11	319	1125	530	794	1113	0	36,13	2,06	34,07	211,91	211,43	211,67	168,45	42,8	414	414	298,1
12	118	1784	530	1654	1772	0	34,07	4,29	29,79	211,43	209,87	210,65	169,08	41,1	634	634	471,7
1	11	1879	530	1856	1867	0	29,79	4,81	24,98	209,87	207,35	208,61	169,16	39,0	634	634	471,7
2	13	1291	530	1266	1279	0	24,98	3,28	21,69	207,35	205,22	206,28	168,62	37,2	414	414	278,2
3	76	596	530	508	510	74	21,69	1,32	20,38	205,22	204,25	204,73	167,69	36,6	162	по вхк	120,8
4	70	1405	1060	1264	988	346	20,38	3,28	17,10	204,25	201,50	202,88	168,45	34,0	292	по вхк	210,3
5	2268	1059	1060	-1280	988	0	17,10	-3,32	20,42	201,50	204,28	202,89	168,14	34,3	295	по вхк	219,3
6	3010	1601	1060	-1480	1000	530	20,42	-3,84	24,26	204,28	206,91	205,60	168,61	36,5	318	по вхк	228,8
7	4360	1061	1060	-3370	990	0	24,26	-8,74	32,99	206,91	211,11	209,01	168,15	40,4	348	по вхк	259,0
8	6015	5276	1060	-810	1050	4155	32,99	-2,10	35,09	211,11	211,69	211,40	170,62	40,3	368	по вхк	274,0
9	2979	2450	1060	-600	1019	1360	35,09	-1,56	36,645	211,69	212,00	211,84	169,60	41,8	370	по вхк	266,7

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

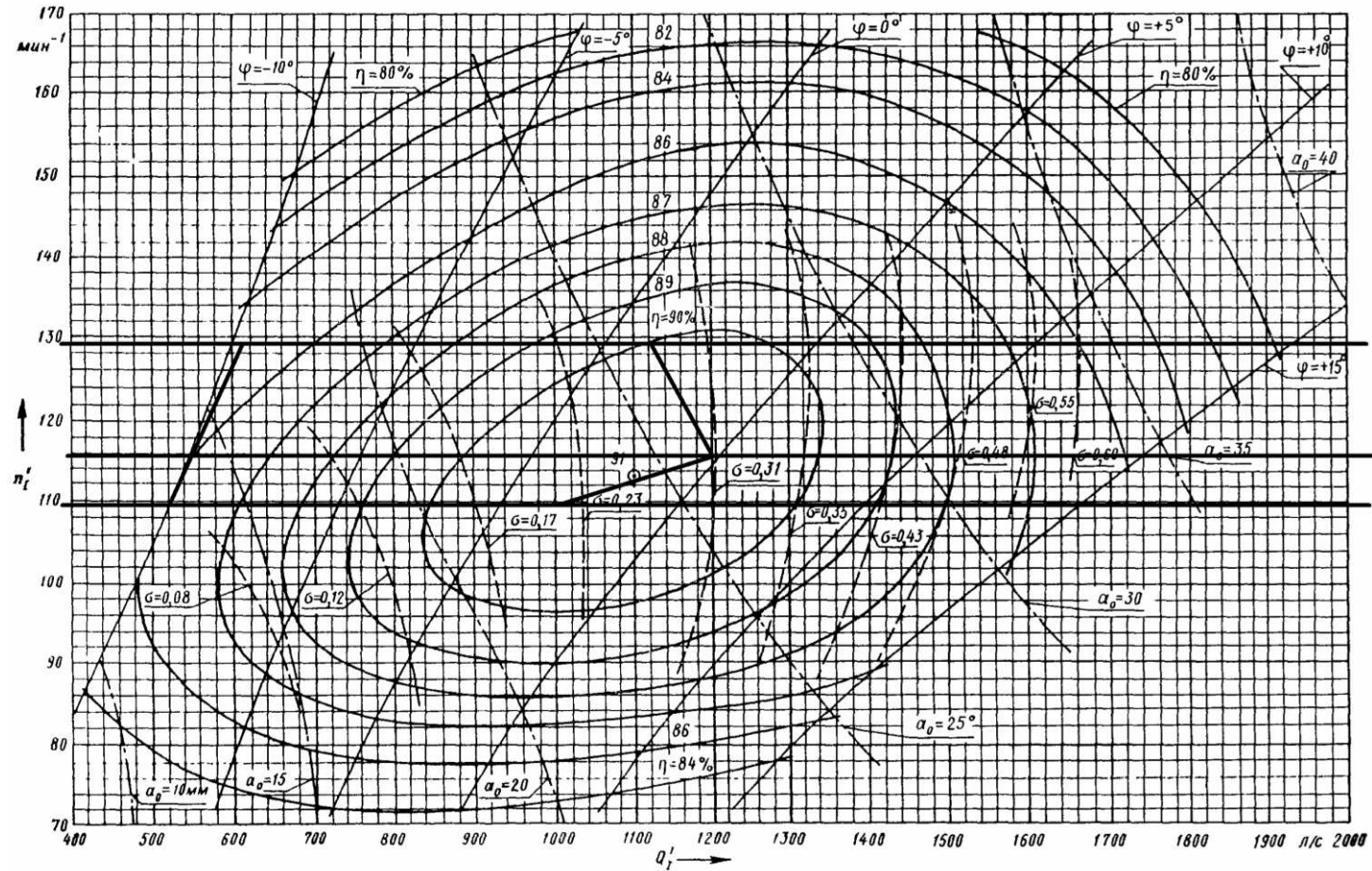


Рисунок В.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД50В-60°-750

Продолжение приложения В

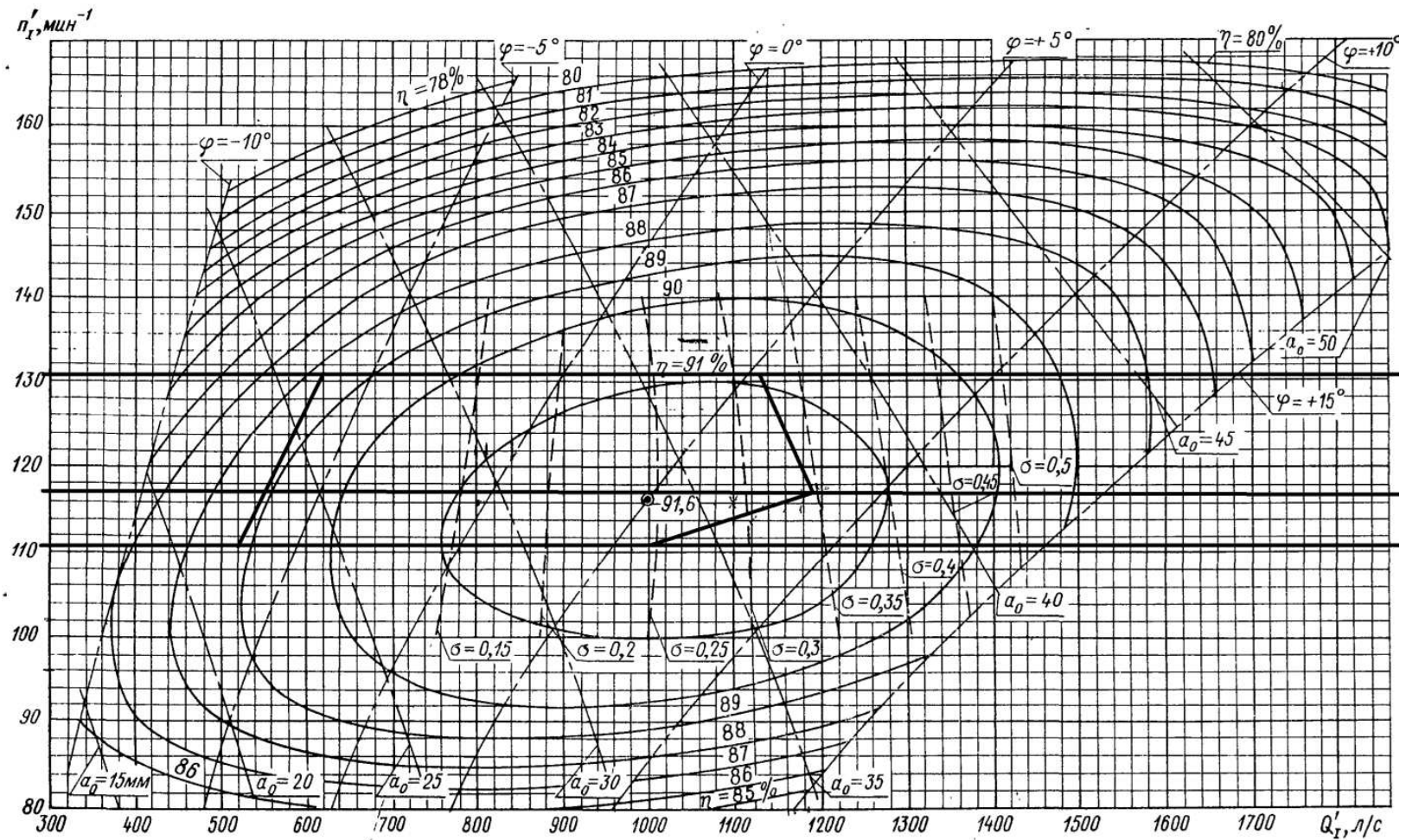


Рисунок В.2 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ150-В-750

Окончание приложения В

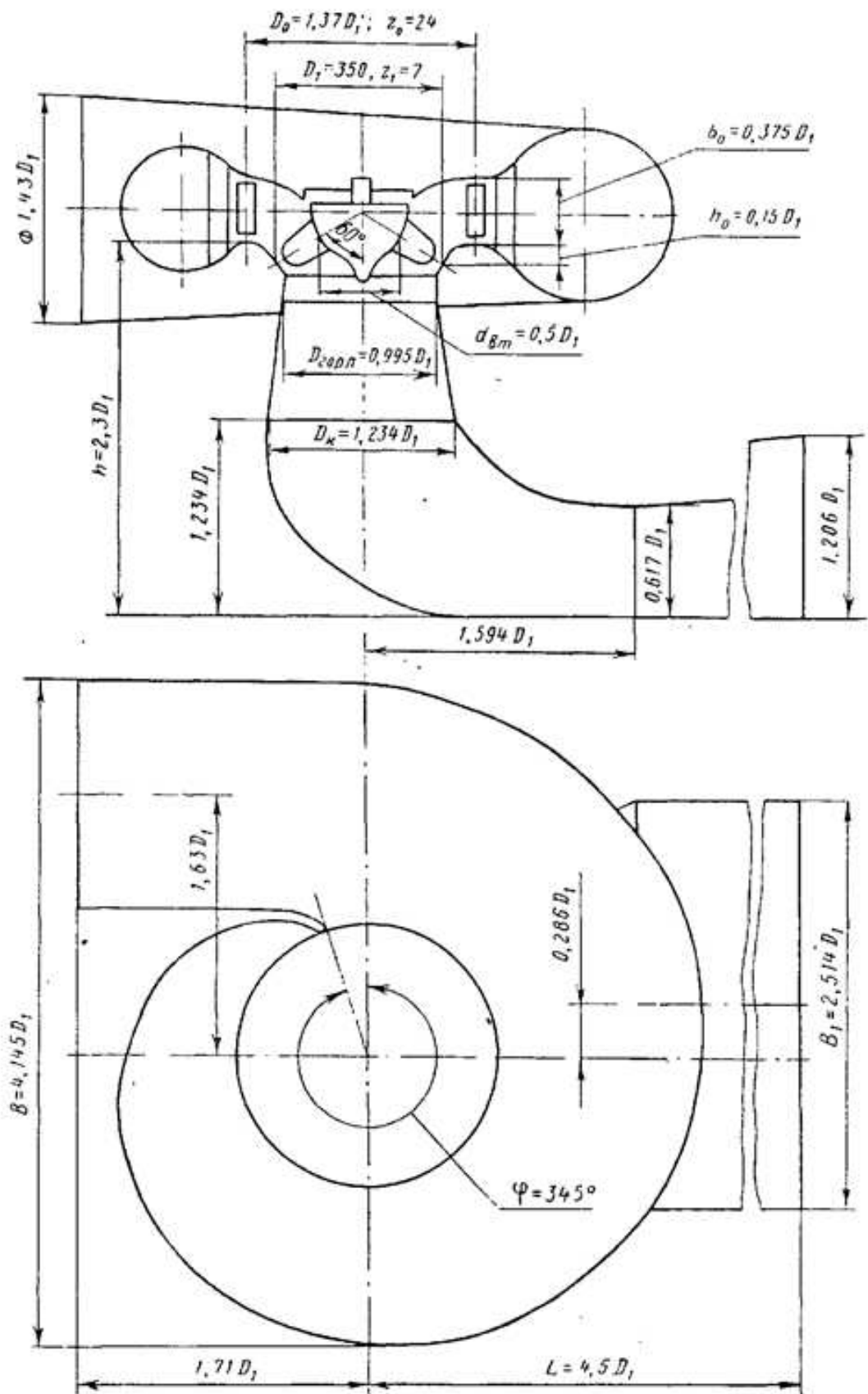


Рисунок В.3 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛД 50В-60°-750



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Г.1 – Уставки защит

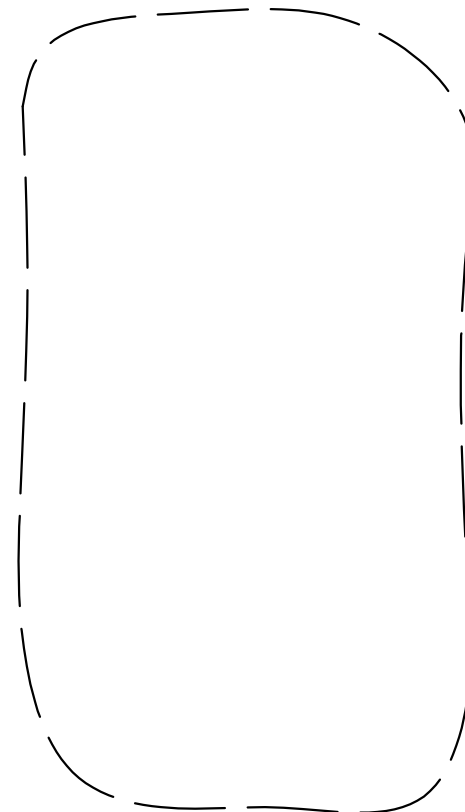
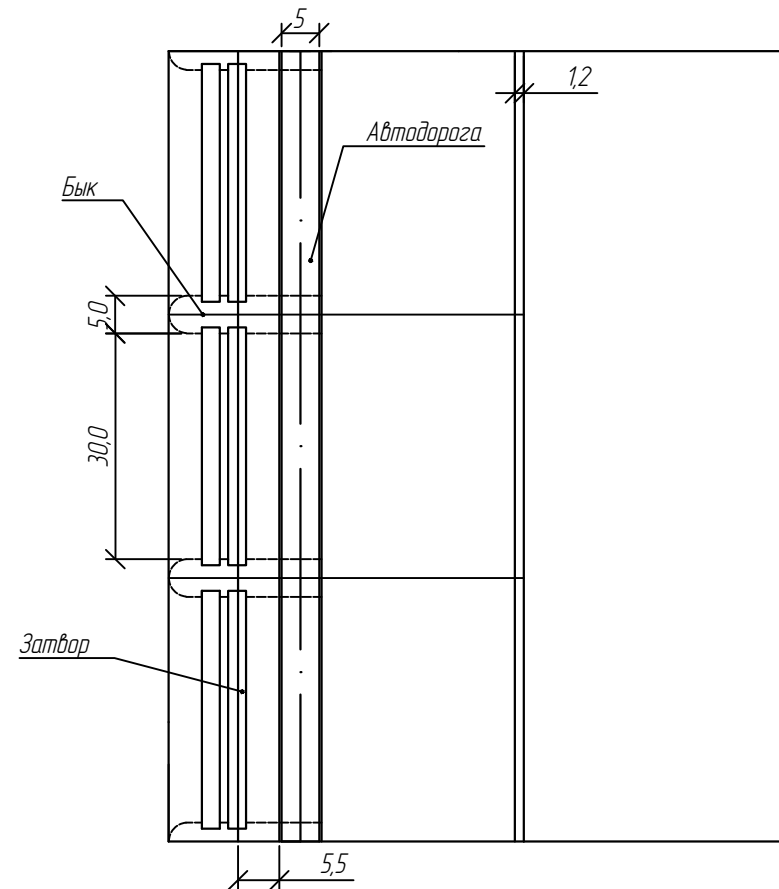
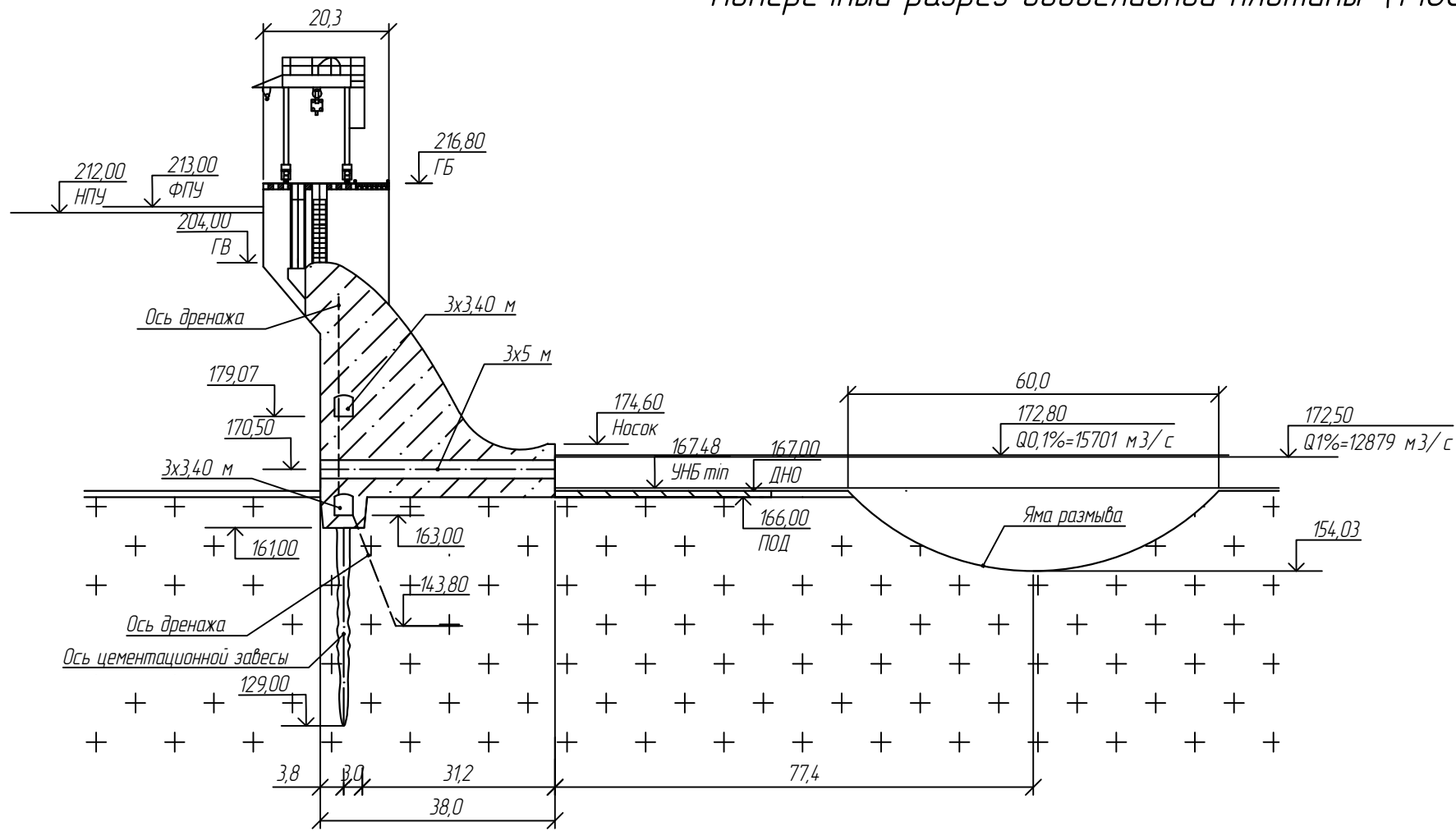
Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,02 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,06А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	3 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,28 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	1,01 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,32 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,44 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,43 \cdot I_{НОМ}$	4,78 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,05	0,07 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	0,49 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,24 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,39 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,14 \cdot I_{НОМ.P}$	10,49 А

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение ВГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
наименование	обозначение							
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$					+	
		$t_2$	+	+	+			
	$U_0$	$t$	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+				
		2 ступень $t_2$	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО					+	
		ИО		+	+			
		ОТС I	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+			
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО					+	
		ИО		+	+			
		ОТС	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+			
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+	+		
		2 ступень	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+			
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО					+	
		ИО		+	+			
		Отсечка		+	+			

Поперечный разрез водосливной плотины (1:1000)

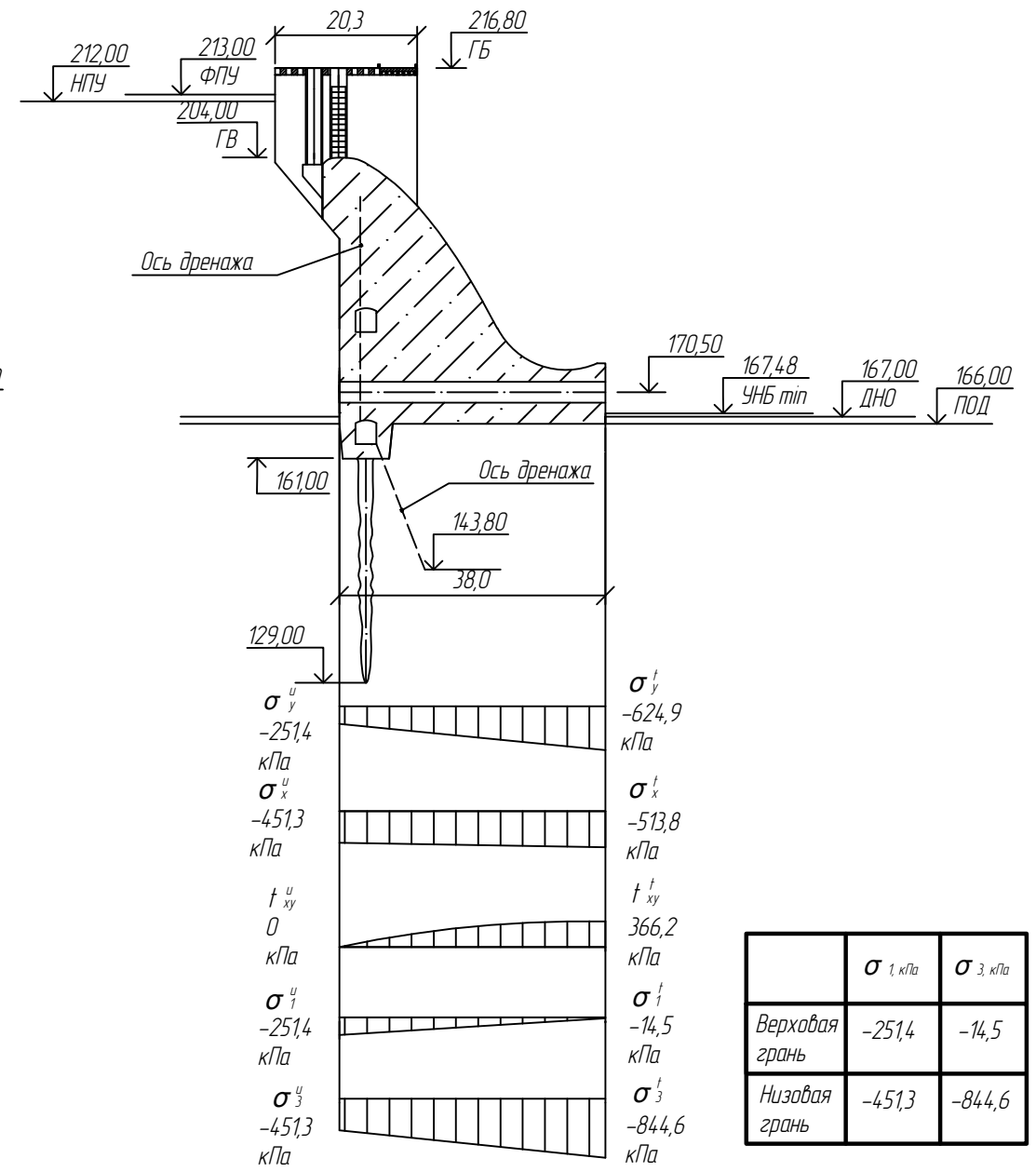
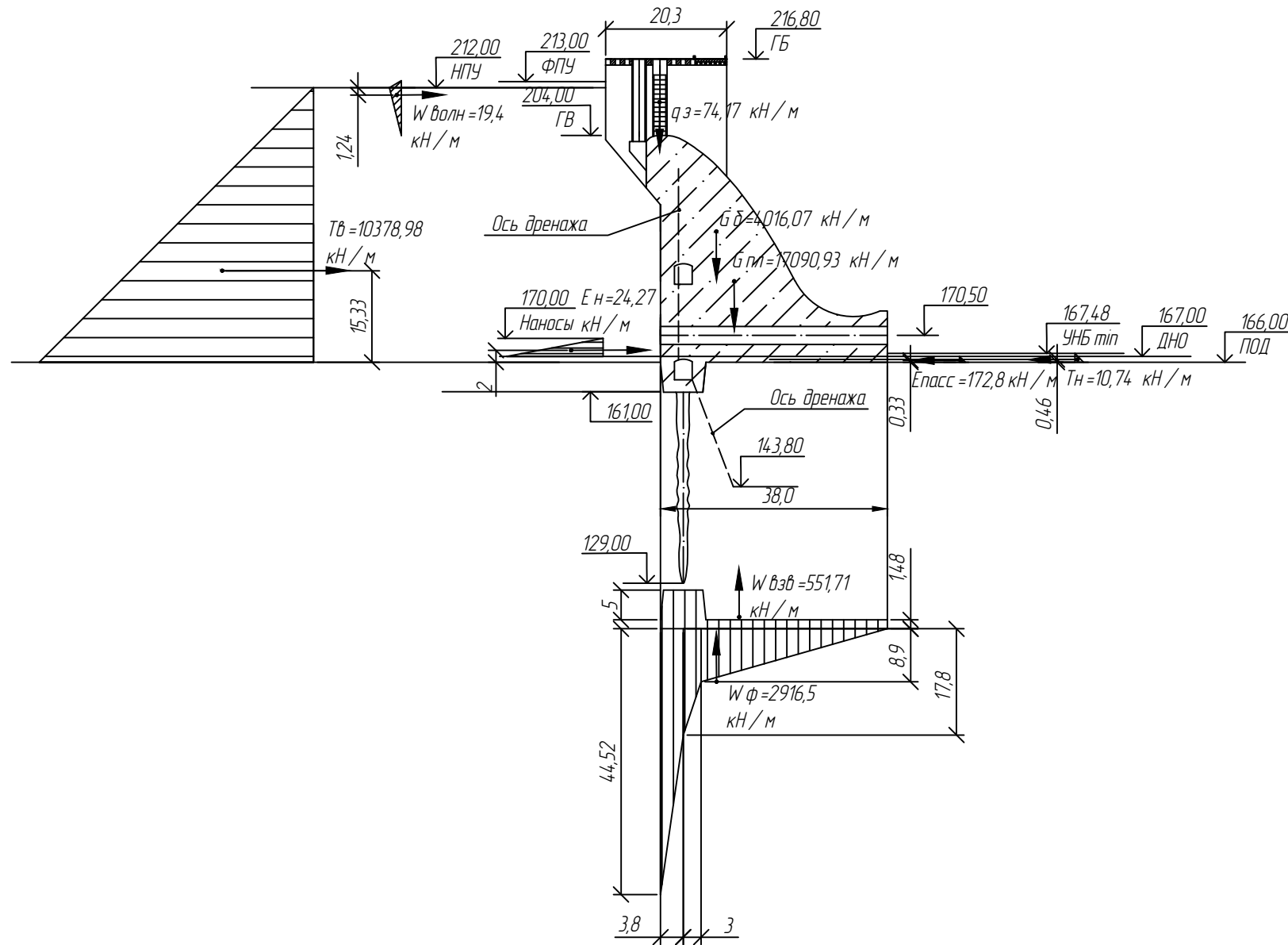


1. Размеры даны в м, отметки - в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1624598-ГП.

						КП-13.03.02-1624598-ГР 2			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Сиваглиевской ГЭС на реке Зeya	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Салтава						3	
Провер.		Затеев							
Т.контр.									
Н.контр.						Поперечный разрез водосливной плотины	Кафедра ГГЭЭС, 2020 г		
Утв.									

# Сбор нагрузок на водосливную плотину (1:1000)

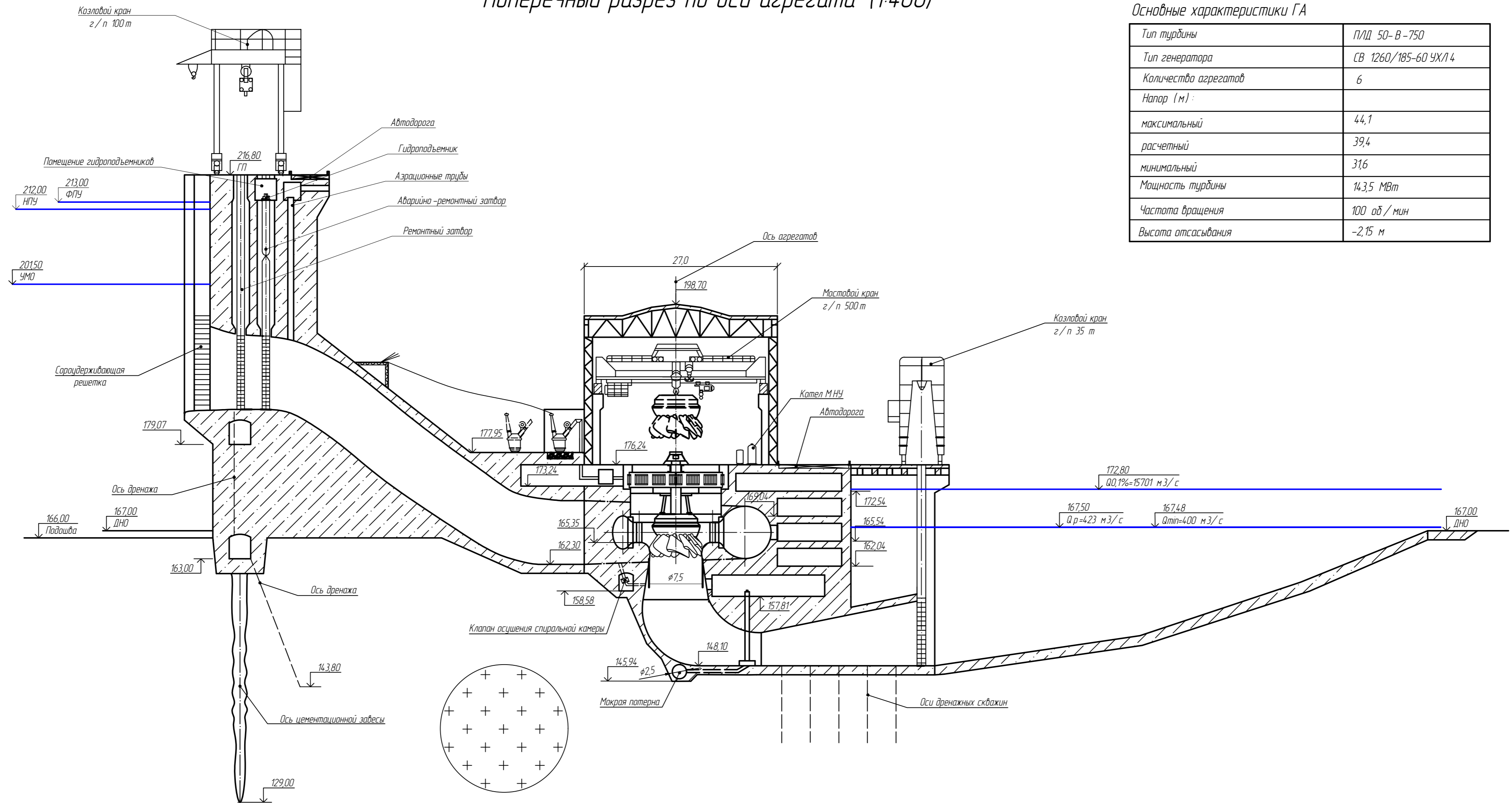
Эпюры напряжений в сечении на отметке 166,00 м



1. Размеры даны в м, отметки - в м.
2. Силы приложенные к ГТС даны в кН/1 п.м.
3. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1624598-ГП.

						ВКР-13.03.02-1624598-РР			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Проектирование Сиваглиевской ГЭС на реке Зeya	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Салатова							4	
Провер.	Затеев								
Т.контр.									
Н.контр.						Сбор нагрузок на водосливную плотину	Кафедра ГГЭЭС, 2020 г		
Утв.									

# Поперечный разрез по оси агрегата (1:400)



Основные характеристики ГА

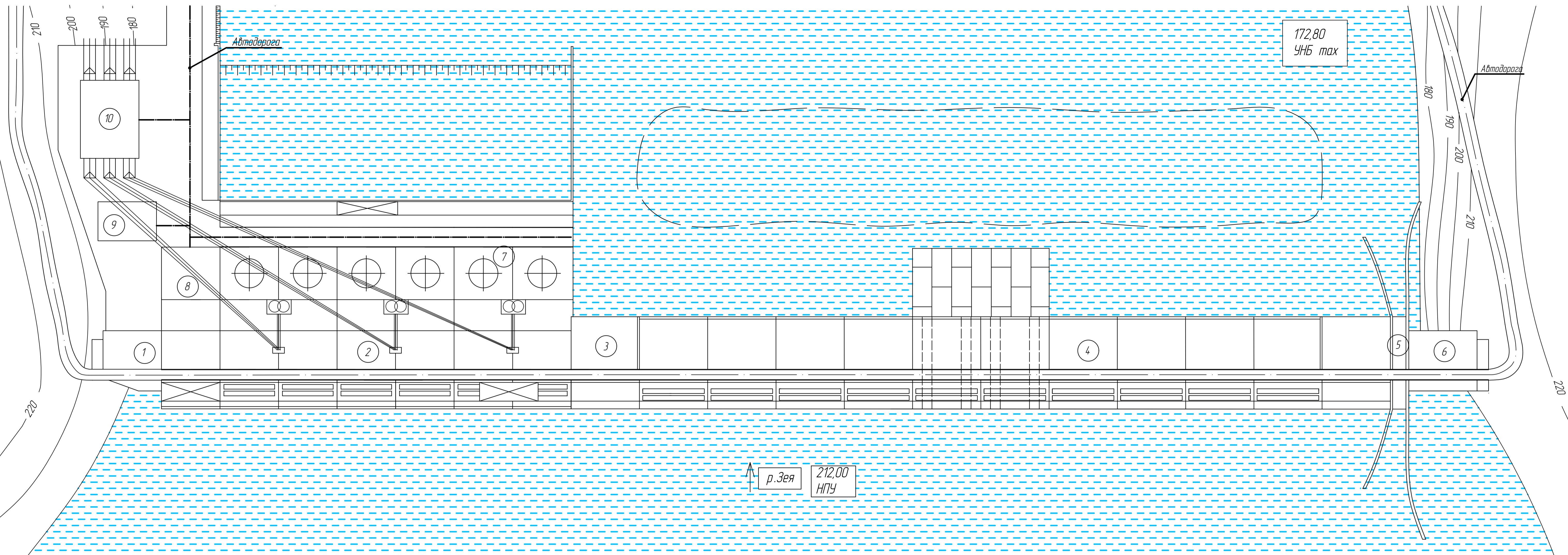
Тип турбины	ПЛД 50-В-750
Тип генератора	СВ 1260/185-60 УХЛ4
Количество агрегатов	6
Напор (м):	
максимальный	44,1
расчетный	39,4
минимальный	31,6
Мощность турбины	14,35 МВт
Частота вращения	100 об/мин
Высота отсасывания	-2,15 м

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах.

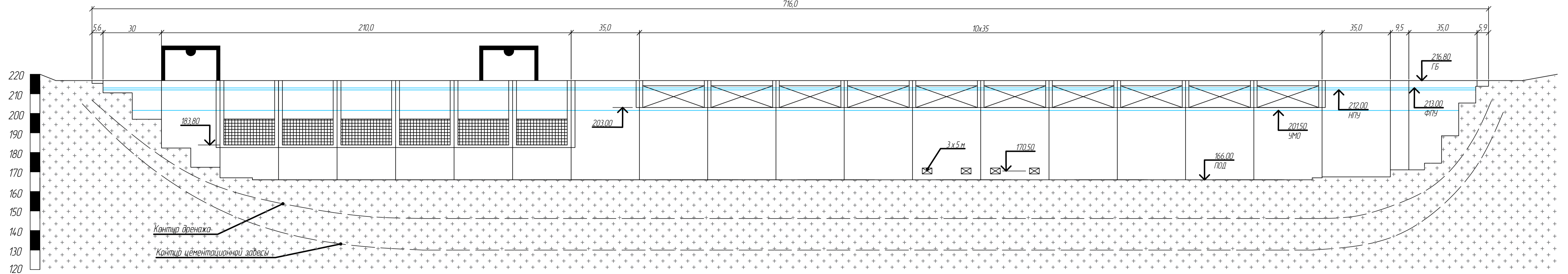
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1624598-ГП.

					ВКР-13.03.02-1624598-ГП 1				
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Сиваглиевской ГЭС на реке Зейя	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Салатова							
Провер.		Масленникова							
Т.контр.									
Н.контр.									
Утв.						Поперечный разрез по оси агрегата. Основные характеристики ГА	Кафедра ГГЭС, 2020 г		

Генеральный план  
1:1000



Вид с верхнего бьефа  
1:1000



Экспликация объектов

№	Наименование
1	Лебодержная глухая бетонная плита гравитационного типа
2	Станционная бетонная плита гравитационного типа
3	Центральная глухая бетонная плита гравитационного типа
4	Водосливная бетонная плита гравитационного типа
5	Вертикальный судоподъемник
6	Прободержная глухая бетонная плита гравитационного типа
7	Здание ГЭС приплотинного типа
8	Монтажная площадка
9	Административное здание
10	КРУЗ-500 кВ

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-1624598-ГП	Генеральный план, вид с верхнего бьефа. Экспликация объектов
2	ВКР-13.03.02-1624598-ГР 1	Ведомость состава проекта
3	ВКР-13.03.02-1624598-ГР 2	Поперечный разрез по оси агрегата. Основные характеристики ГА
4	ВКР-13.03.02-1624598-РР	Поперечный разрез водосливной плиты
5	ВКР-13.03.02-1624598-ЭС	Сбор нагрузок на водосливную плиту
6	ВКР-13.03.02-1624598-РЗ	Главная схема электрических соединений
7	ВКР-13.03.02-1624598-ПЗ	Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН
		Пояснительная записка

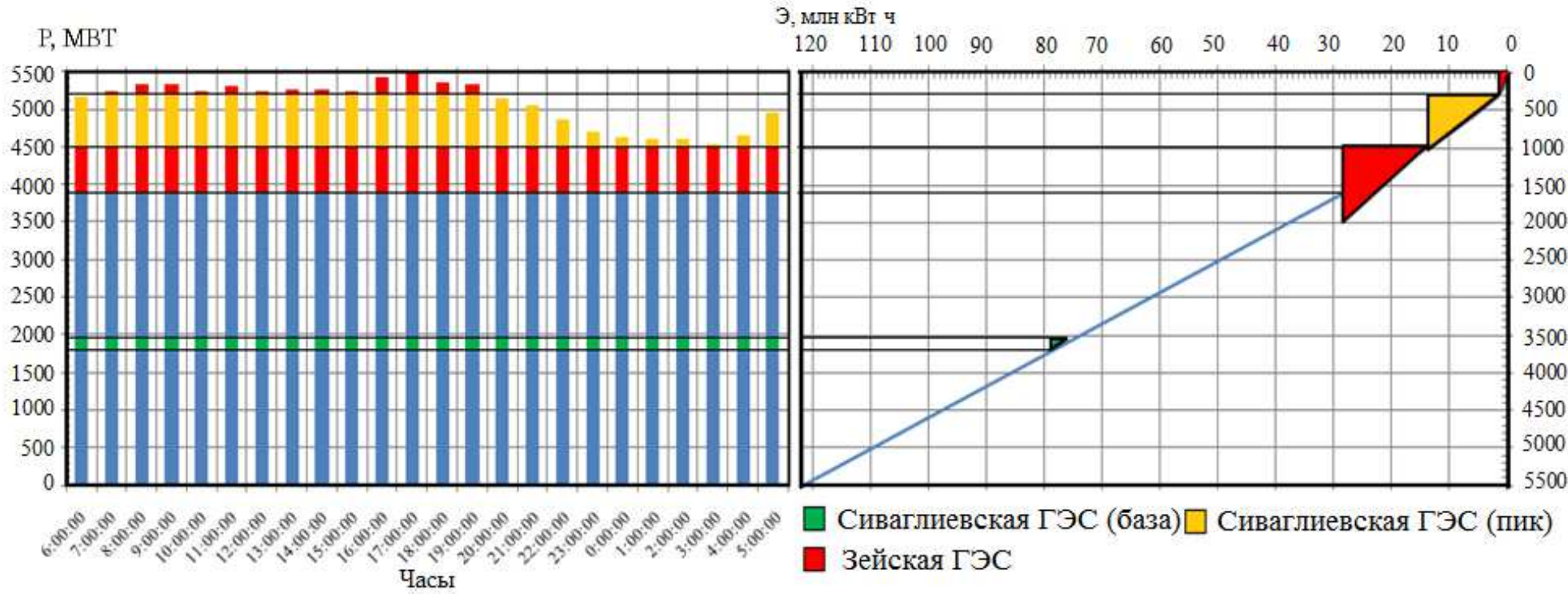
1. Размеры даны в м, отметки - в м.

ВКР-13.03.02-1624598-ГП			
Сояно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол. ч.	Лист	№ док.
Разработ	Саломова	Подпись	Дата
Провер	Затеев		
Т. контр.			
И. контр.			
Утв.			
Проектирование Сивалгуйской ГЭС на реке Зeya			Страна
Генеральный план, вид с верхнего бьефа			Лист
Кафедра ГТЭС, 2020 г			Листов
Копиробал			1
Формат А1			7

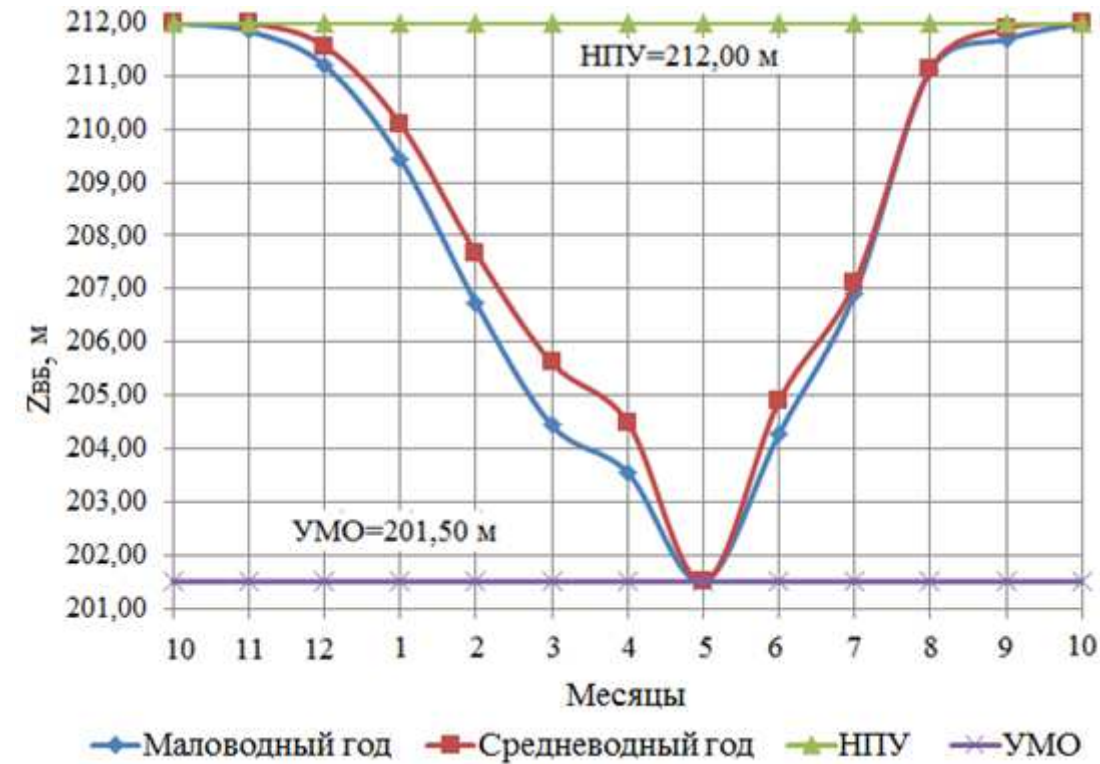
# Проектирование Сиваглиевской ГЭС на реке Зей

Нуст = 861 МВт  
 Эмног. = 4,408 млрд. кВт·ч

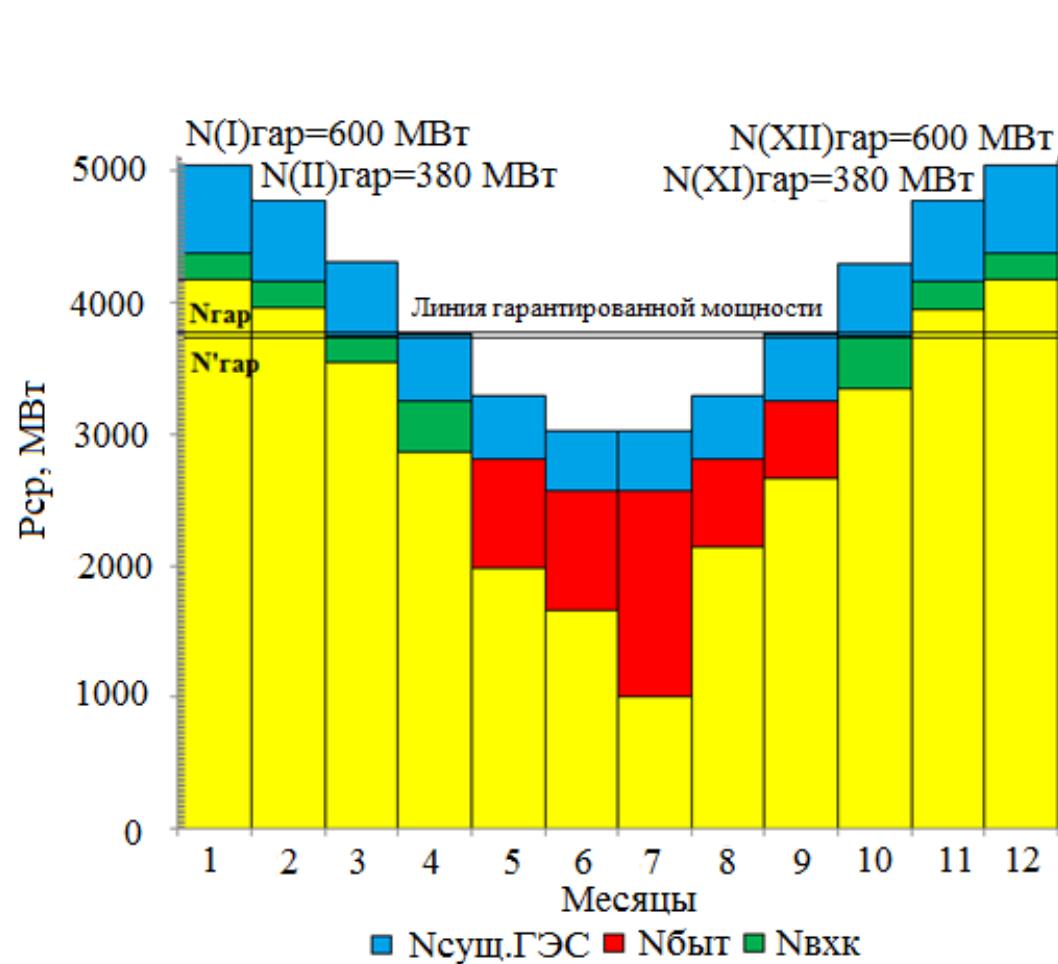
## Суточный график нагрузки для зимнего периода



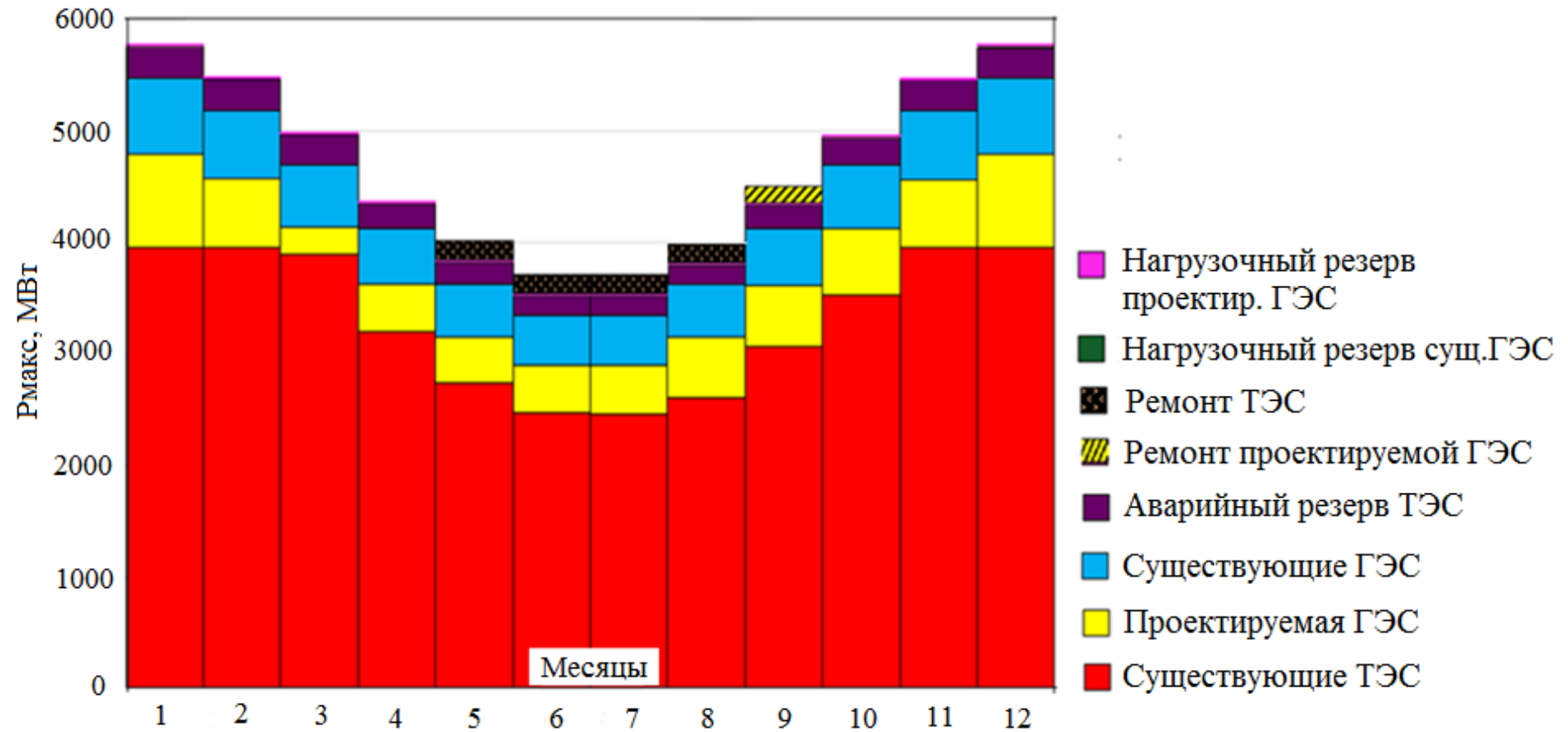
## График сработки и наполнения водохранилища



## Баланс энергии



## Баланс мощности



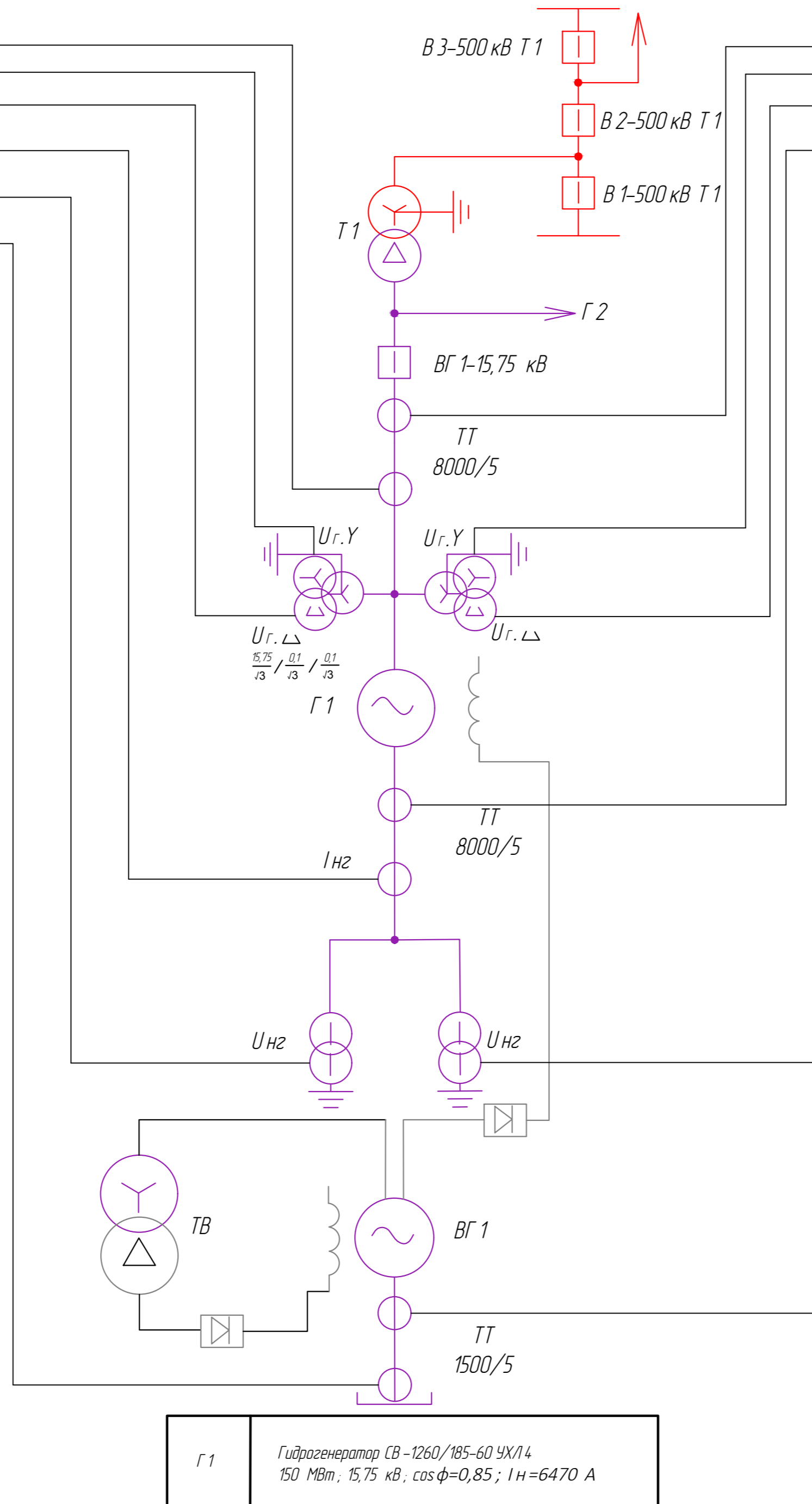
# Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН

ВЛ 1-500 кВ ПС "Амурская-1"

Комплект защит А		
$I \Delta G$	$I_r$	Y
Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИИ	$U_{r.Y}$	Y
КИИ, $U_n(U_0)$	$U_{r.\Delta}$	$\Delta$
$I \Delta G, I_2, I_2>, I_1, Z1<, Z2<$	$I_{Hr}$	Y
$U_n(U_0)$	$U_{Hr}$	-
$I_p>$	$I_{TB}$	Y

Комплект защит А		
Y	$I_r$	$I \Delta G$
Y	$U_{r.Y}$	Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИИ
$\Delta$	$U_{r.\Delta}$	КИИ, $U_n(U_0)$
Y	$I_{Hr}$	$I \Delta G, I_2, I_2>, I_1, Z1<, Z2<$
-	$U_{Hr}$	$U_n(U_0)$
Y	$I_{TB}$	$I_p>$

Защиты		Уставки		
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы
Диф. защита продольная	$I \Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 I_n$	0,61 А
		Коэффициент торможения, $K_t$	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 I_n$	2,02 А
		Тормозной ток, В	$1,5 I_n$	6,06 А
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{ог}$	3 В
		$t_2$	$U_{ог}$	15 В
	$U_{0з}$	Коэффициент торможения, $K_t$	1,3	-
ЗПН	$U_>$	2 ст.	$U_{ср2}$	$1,4 U_n$ / 140 В
		1 ст.	$U_{ср1}$	$1,2 U_n$ / 120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_2 \text{сигн.}$	$0,07 I_n$ / 0,28 А
		ПО	$I_2 \text{пуск.}$	$0,15 I_n$ / 0,61 А
		ОТС I	$I_2 \text{с.з.}$	$0,25 I_n$ / 1,01 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_1 \text{сигн.}$	$1,07 I_n$ / 4,32 А
		ПО	$I_1 \text{пуск.}$	$1,1 I_n$ / 4,44 А
		ОТС	$I_1 \text{отс.}$	$1,43 I_n$ / 4,78 А
ДЗ	$Z<$	1 ст.	$Z_I$	0,05 / 0,07 Ом
		2 ст.	$Z_{II}$	0,35 / 0,49 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p \text{сигн.}$	$1,07 I_{ном.p}$ / 5,24 А
		ПО	$I_p \text{пуск.}$	$1,1 I_{ном.p}$ / 5,39 А
		Отсечка	$I_p \text{пуск.}$	$2,14 I_{ном.p}$ / 10,49 А



Защиты	наименование	обозначение	Действие					
			Отключение ВГ	Гашение полей	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПХТ ГТ	Отключение В-500 и В-ТН	Предупредительный сигнал
Диф. защита продольная	$I \Delta G$		+	+	+	+		
		ЗЗГ						+
ЗПН	$U_>$	1 ступень $t_1$	+	+				
		2 ступень $t_2$	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+
		ОТС I	$t_1$					+
			$t_2$	+	+			
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+
		ОТС	$t_1$					+
			$t_2$	+	+			
ДЗ	$Z<$	1 ст.	$t_1$					+
			$t_2$	+	+	+		
		2 ст.	$t_1$					+
			$t_2$	+	+			
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+
		ИО	$t_1$	+	+			
			$t_2$	+	+			

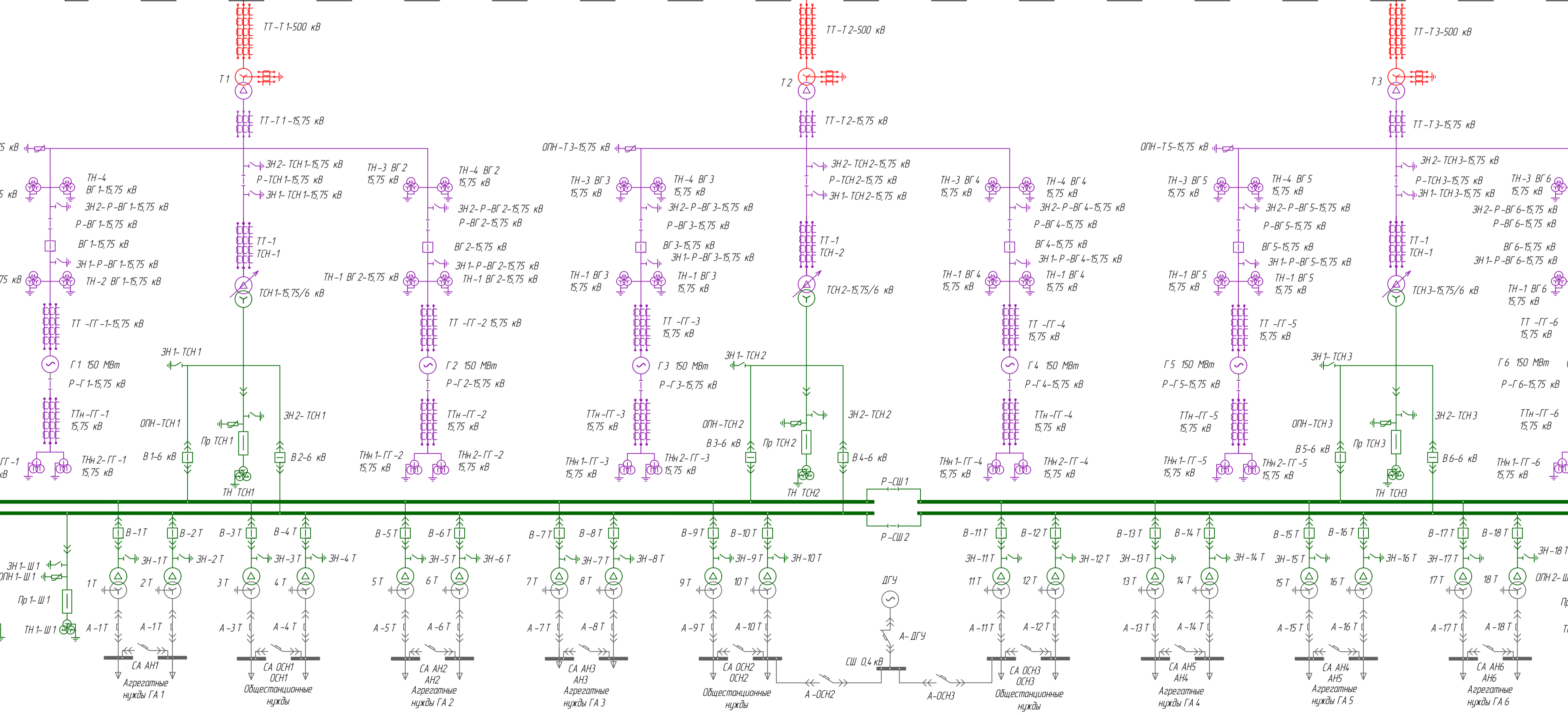
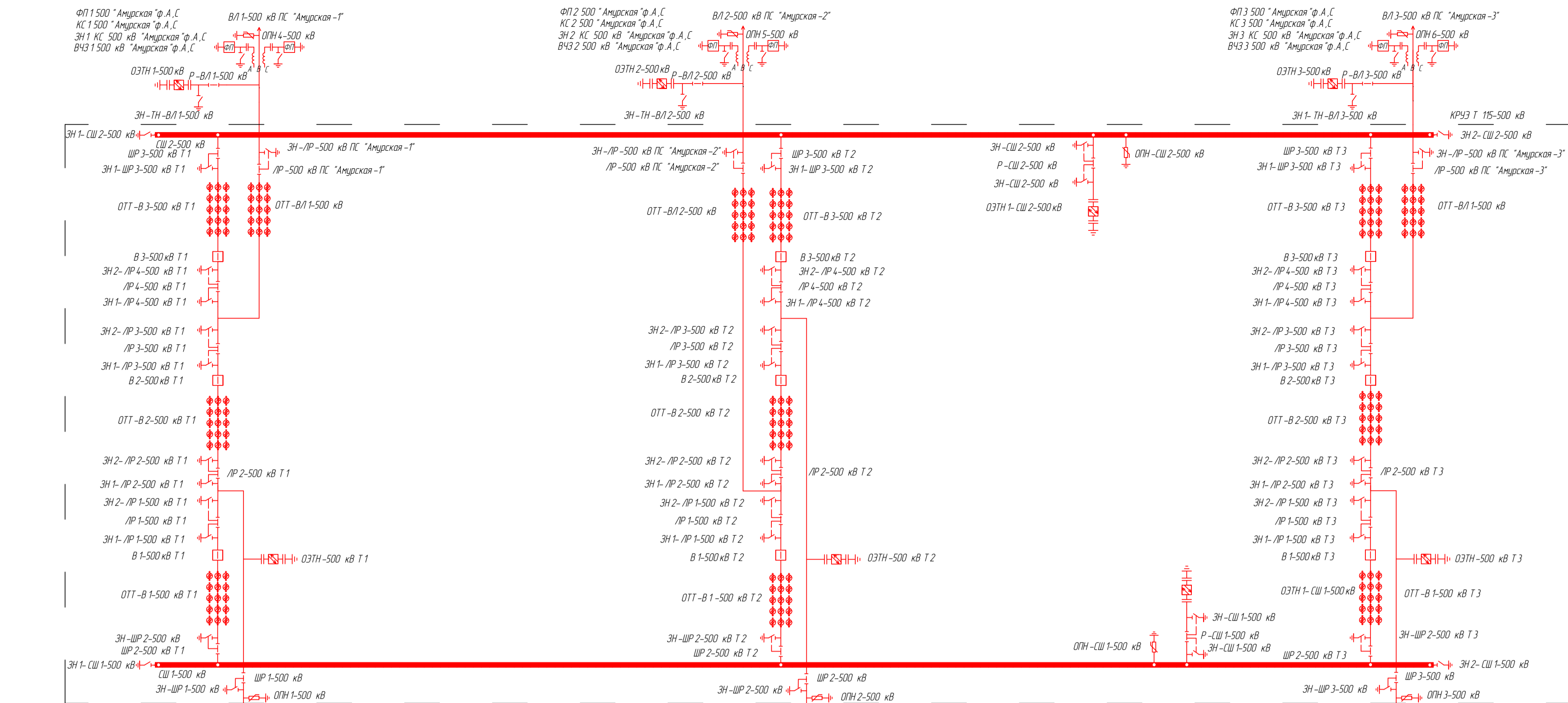
1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1624598-ГП.

ВКР -13.03.02-1624598-РЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Салатова				
Провер.	Широков				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Расчет микропроцессорных электрических защит гидрогенератора Сиваглевской ГЭС				Стадия	Лист
Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН				Листов	
				Кафедра ГГЭС, 2020 г	



# Главная схема электрических соединений

Номер ячейки	1	2	3
Диспетчерское наименование	ВЛ1-500 кВ Сибалейская ГЭС - ПС "Амурская-1"	ВЛ2-500 кВ Сибалейская ГЭС - ПС "Амурская-2"	ВЛ3-500 кВ Сибалейская ГЭС - ПС "Амурская-3"
Конструкция фазы линии	АС-400/51	АС-400/51	АС-400/51



Левб. примеч.	Трансформатор ТЩ-400000/500			
	Трансформатор тока ТШЛ-20, 20 кВ, 8000 А			
	ОПН-11-20 УХЛ1, 20 кВ			
	Заземлитель 20 кВ, 8000 А			
	Разъединитель РВРЗ-20/8000 МЭЗ, 20 кВ, 8000 А			
	Трансформатор напряжения ЗНОЛ-20, 20 кВ			
	Заземлитель 20 кВ, 8000 А			
	Разъединитель РВРЗ-20/8000 МЭЗ, 20 кВ, 8000 А			
	Выключатель элегазовый ВТ-20, 20 кВ, 8000 А			
	Заземлитель 20 кВ, 8000 А			
Справа №	Трансформатор тока ТШЛ-20, 20 кВ, 8000 А			
	Генератор ГВ-1260/185-60 УХЛ4, 15,75 кВ			
	Заземлитель 6 кВ			
	Разъединитель РВРЗ-20/8000 МЭЗ, 20 кВ, 8000 А			
	Заземлитель 6 кВ			
	Заземлитель 6 кВ			
	Трансформатор тока ТШЛ-20, 20 кВ, 8000 А			
	ОПН 6 кВ			
	Плавкий предохранитель			
	Выключатель элегазовый 6 кВ			
Левб. и дата	Трансформатор напряжения ЗНОЛ-20, 20 кВ			
	Трансформатор напряжения 6 кВ			
	Сборная шина 1, сборная шина 2 - 6 кВ			
	Выключатель 6 кВ			
	Разъединитель 6 кВ			
	Заземлитель 6 кВ			
	Трансформатор 6/0,4 кВ			
	ОПН 6 кВ			
	Плавкий предохранитель			
	Трансформатор напряжения 6 кВ			
Левб. и дата	Автоматический выключатель 0,4 кВ			
	Сборная шина 0,4 кВ			
	Точка К1 <sup>III</sup>	60,37	—	153,68
	Точка К2 <sup>III</sup>	—	17,17	17,83
	Точка К2 <sup>IV</sup>	114,6	—	60,37

ВЛ-35 кВ п/ст "Шмановск"
Заземлитель 35 кВ
Разъединитель 35 кВ
Заземлитель 35 кВ
Выключатель элегазовый 35 кВ
Заземлитель 35 кВ
Трансформатор тока 35 кВ
РТСН-6/35 кВ
Заземлитель 6 кВ
Заземлитель 6 кВ
Плавкий предохранитель
Трансформатор напряжения 6 кВ
Выключатель элегазовый 6 кВ

Точка	I <sup>III</sup> , кА	I <sup>IV</sup> , кА	I <sup>IV</sup> , кА
К1 <sup>III</sup>	60,37	—	153,68
К2 <sup>III</sup>	—	17,17	17,83
К2 <sup>IV</sup>	114,6	—	60,37

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1624598-П.

ВКР-13.03.02-1624598-ЭС			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кал. ч.	Лист	№ док.
Разработ	Саломова	Подпись	Дата
Провер	Аншвед		
Т. контр.			
Исполн.			
Проектирование Сибалейской ГЭС на реке Зей			Страна
Главная схема электрических соединений			Лист
Кафедра ГТЭС, 2020 г.			Листов
Исполн.			Формат А1

Диспетчерское наименование	Агрегатные нужды-1	Общественные нужды-1	Агрегатные нужды-2	Агрегатные нужды-3	Общественные нужды-2	Дизель-генераторная установка 750 кВт	Общественные нужды-3	Агрегатные нужды-4	Агрегатные нужды-5	Агрегатные нужды-6
----------------------------	--------------------	----------------------	--------------------	--------------------	----------------------	---------------------------------------	----------------------	--------------------	--------------------	--------------------

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

«2» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИВАГЛИЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЗЕЯ.  
ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ МАСЛАМ, СПОСОБЫ  
КОНТРОЛЯ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ**  
тема

Руководитель

В.И. Татарников  
подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС

Саяно-Шушенского

филиала СФУ

должность

В.И. Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник

А.А. Салатова  
подпись, дата

А.А. Салатова  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Сиваглиевской ГЭС на реке Зей. Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

Ммм 20.07.20 А.А.Филиппов  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайт 28.06.20 В.Ю.Затеев  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Ммм 02.07.20 А.В.Клименко  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Ммм 02.07.20 А.А.Филиппов  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Ммм 02.07.20 А.В.Муратов  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Зайт 02.07.20 В.Ю.Затеев  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Ммм 02.07.20 В.Ю.Затеев  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Ммм 02.07.20 В.Ю.Затеев  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Ммм 02.07.20 В.Ю.Затеев  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Ммм 02.07.20 А.А.Забайкина  
подпись, дата      инициалы, фамилия