

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АМЕДИЧЕНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АЛДАН.  
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗАТВОРОВ В ЗИМНЕМ РЕЖИМЕ**

Руководитель \_\_\_\_\_ Инженер ЦПУ СШГЭС Е.В. Бушуева  
подпись, дата должность инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ С.С. Ивашов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск, Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Амедиченской ГЭС на реке Алдан. Эксплуатация затворов в зимнем режиме».

Консультанты по  
разделам:

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

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1.1 Природные условия .....	10
1.2 Климат.....	10
1.3 Гидрологические данные .....	10
2 Водно-энергетические расчеты .....	12
2.1 Исходные данные.....	12
2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	13
2.1.2 Выбор расчетного средневодного года ( $p = 50\%$ ).....	14
2.1.3 Выбор расчетного маловодного года ( $p = 90\%$ ).....	14
2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов.....	15
2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	15
2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	17
2.2.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями .....	19
2.2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	20
2.2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году .....	23
2.3 Баланс мощности и энергии.....	27
2.3.1 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов. Баланс мощности и энергии в энергосистеме.....	27
2.3.2 Водно-энергетический расчет режима работы проектируемой ГЭС в среднем по водности году .....	30
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	32
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	32
3.1.1 Построение режимного поля .....	32
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	33
3.1.3 Определение параметров турбин .....	34
3.1.4 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу .....	37
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	37
3.2.1 Определение отметки установки гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы.....	37
3.2.2 Работа одного агрегата с установленной мощностью и $N_{max}$ .....	38
3.2.3 Работа одного агрегата с расчетной мощностью и $N_{расч}$ .....	38
3.2.4 Работа одного агрегата с $N_{min}$ и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины .....	39
3.2.5 Выбор МНУ .....	39

3.3	Выбор гидрогенератора.....	40
4	Электрическая часть .....	42
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	42
4.1.1	Выбор основного оборудования ГЭС.....	42
4.1.1.1	Выбор синхронных генераторов .....	42
4.2	Выбор повышающих трансформаторов .....	43
4.2.1	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	43
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком.....	43
4.2.3	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	44
4.2.4	Выбор отходящих воздушных линий РУ ВН .....	44
4.3	Выбор схемы РУ ВН.....	46
4.3.1	Расчет токов короткого замыкания .....	46
4.3.1.1	Расчет исходных данных.....	46
4.3.1.2	Расчет токов короткого замыкания на сборных шинах.....	47
4.4	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов .....	48
4.5	Выбор генераторных выключателей и разъединителей .....	49
4.6	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	50
4.7	Выбор параметров КРУЭ .....	50
5	Релейная защита и автоматика .....	52
5.1	Расчёт номинальных токов .....	52
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	52
5.3	Параметры защищаемого оборудования .....	54
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	55
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора ( $I_{\Delta G}$ ).....	55
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора .....	57
5.4.3	Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ ) .....	60
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	60
5.4.5	Защита от семмитричных перегрузок ( $I_1$ ).....	63
5.4.6	Дистанционная защита генератора $Z_{1<}$ , $Z_{2<}$ .....	65
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	68
5.4.8	Матрица отключений .....	70
5.4.9	Уставки.....	71
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	72
6.1	Определение типа плотины.....	72
6.2	Проектирование бетонной водосливной плотины .....	72
6.3	Определение отметки гребня плотины.....	72
6.4	Гидравлические расчеты .....	74
6.4.1	Определение ширины водосливного фронта .....	74
6.4.2	Определение отметки гребня водослива .....	75
6.4.3	Проверка водослива на пропуск поверочного расхода.....	76
6.4.4	Построение практического профиля водослива.....	77
6.4.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	78

6.4.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	80
6.4.7	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы.....	82
6.5	Конструирование плотины.....	83
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины .....	83
6.5.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	84
6.5.3	Быки.....	84
6.5.4	Устои .....	84
6.5.5	Галереи в теле плотины.....	84
6.5.6	Дренаж тела бетонных плотин .....	85
6.6	Основные элементы подземного контура плотины .....	85
6.6.1	Противофильтрационные завесы .....	85
6.6.2	Дренажные устройства в основании скальных грунтов .....	87
6.7	Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий .....	87
6.7.1	Вес водосливной плотины .....	87
6.7.2	Сила гидростатического давления воды .....	88
6.7.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	88
6.7.4	Сила фильтрационного давления.....	88
6.7.5	Давление грунта.....	89
6.7.6	Волновое давление.....	89
6.8	Расчёт прочности плотины.....	90
6.9	Критерии прочности .....	92
6.10	Расчёт устойчивости плотины .....	93
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ростовской ГЭС. Охрана труда и противопожарная безопасность.....	95
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	95
7.2	Противопожарная безопасность.....	97
7.2.1	Пожаротушение гидрогенераторов .....	99
7.2.2	Пожаротушение силовых трансформаторов .....	99
7.2.3	Пожаротушение кабельных сооружений.....	100
7.2.4	Пожаротушение станционного маслохозяйства .....	100
7.3	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	100
7.4	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	102
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	103
8	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ....	105
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	105
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	105
8.3	Налоговые расходы.....	108
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	109
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	110
8.5.1	Методология, исходные данные.....	110
8.5.2	Коммерческая эффективность.....	110

8.5.3 Бюджетная эффективность .....	111
9 Эксплуатация затворов в зимнем режиме .....	112
9.1 Общие сведения .....	112
9.2 Требования в зимний период .....	112
9.3 Способы обогрева затворов .....	114
9.4 Защита гидроцилиндра затвора .....	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	120
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ А-Б .....	124-125

## Сокращенный паспорт ГЭС

1. Наименование реки Алдан.
2. Местонахождение ГЭС Дальний Восток.
3. Тип проектируемой установки ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний 2171 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный расход с обеспеченностью 0,01% ( $Q_{0.01\%}$ ) 5166 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный расход с обеспеченностью 0,1% ( $Q_{0.1\%}$ ) 4814 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный 527 м<sup>3</sup>/с.
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока годовой,
  - б) отметки: ФПУ 455,69 м,  
НПУ 455 м,  
УМО 425,6 м,  
дна 362,0 м;  
подошвы 359,0 м;  
заиления 370,0 м.
  - в) объемы: полный 31,6 км<sup>3</sup>,  
полезный 14,6 км<sup>3</sup>.
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный 90,0 м,
  - б) расчетный 73,2 м,
  - в) минимальный 58,0 м.
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность: установленная 1205 МВт,  
гарантированная 1105 МВт,
  - б) среднемноголетняя выработка энергии 8,65 млрд.кВт·ч.
8. Плотины:
  - а) русловая гравитационная материал бетон,
  - б) правобережная гравитационная материал бетон,
  - в) левобережная гравитационная материал бетон,
  - г) общая длина 340,6 м,
  - д) максимальная высота 93,0 м.
9. Водобросные сооружения:
  - а) тип поверхностный водослив,
  - б) число и размер пролетов 4 (12 м×4 м),
  - в) общая длина 90,0 м,
  - г) максимальная высота 93,0 м.
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания приплотинное число агрегатов 4,
  - б) грунты в основании диорит,
  - в) тип отсасывающей трубы изогнутая,
11. Основное оборудование:
  - а) тип турбины ПЛД90-В45°,

диаметр		<u>7,1 м,</u>
б) тип генератора		СВ-1639/156-56,
мощность		<u>317 МВт,</u>
в) частота вращения		<u>107,1 об/мин,</u>
г) тип трансформаторов		<u>ТДЦ-400000/500-У1;</u>
их число		<u>4.</u>
12. Технико-экономические показатели:		
а) сметная стоимость ГУ		142 млрд.руб,
б) удельные показатели		73889,05 <u>тыс.руб/кВт,</u>
в) себестоимость энергии		<u>0,48 руб/кВт·ч,</u>
г) показатели эффективности		
	NPV	<u>67 млн. руб.,</u>
	CO	<u>60 месяцев.</u>



## **ВВЕДЕНИЕ**

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

В данной работе приведён полный расчёт Амедиченской ГЭС, включая компоновочные решения и применяемое оборудование, а также рассчитана экономическая эффективность.

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

Амедиченская ГЭС расположена на реке Алдан на Дальнем Востоке, в 40 км от ближайшего населенного пункта Алдан, расположенного ниже по течению от проектируемой ГЭС.

### **1.1 Природные условия**

### **1.2 Климат**

Климат в районе строительства гидроузла резко континентальный, характеризующиеся дождливым летом и продолжительной морозной зимой.

Самая высокая температура наблюдается в июле, в среднем  $17^{\circ}\text{C}$ .

Январь является самым холодным месяцем года, в среднем температура  $-34^{\circ}\text{C}$ .

Годовое количество осадков- 360мм.

### **1.3 Гидрологические данные**

Гидрологические данные реки Алдан приведены в таблице 1.1.

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

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа	
Zвб,м	V,км <sup>3</sup>	Q, м <sup>3</sup> /с (лето)	Zнб,м
362,0	0,0	0	362,0
382,0	3,0	688	364,4
413,0	12,4	1386	366,0
435,0	21,6	2084	367,3
447,0	27,4	2782	368,2
455,0	31,6	3480	368,9
458,0	35,6	4896	370,2

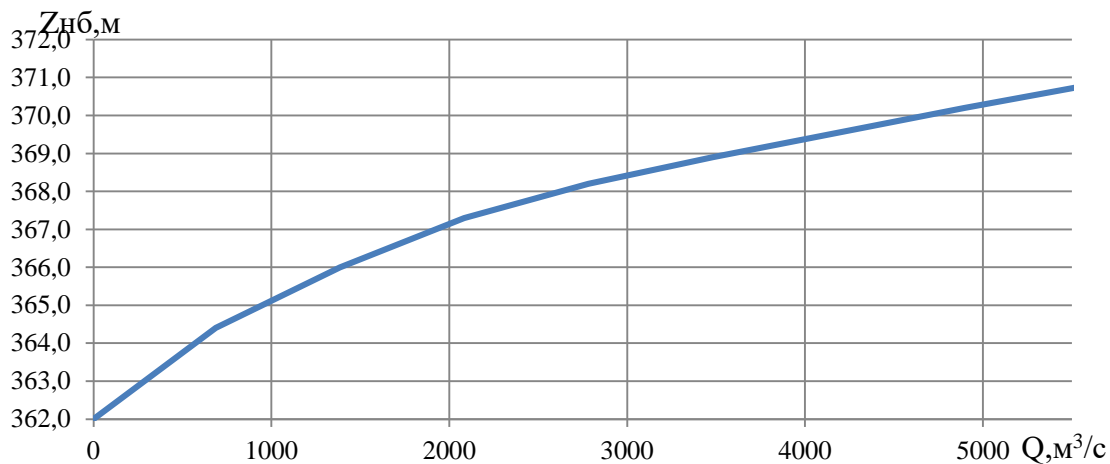


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и отметок в НБ

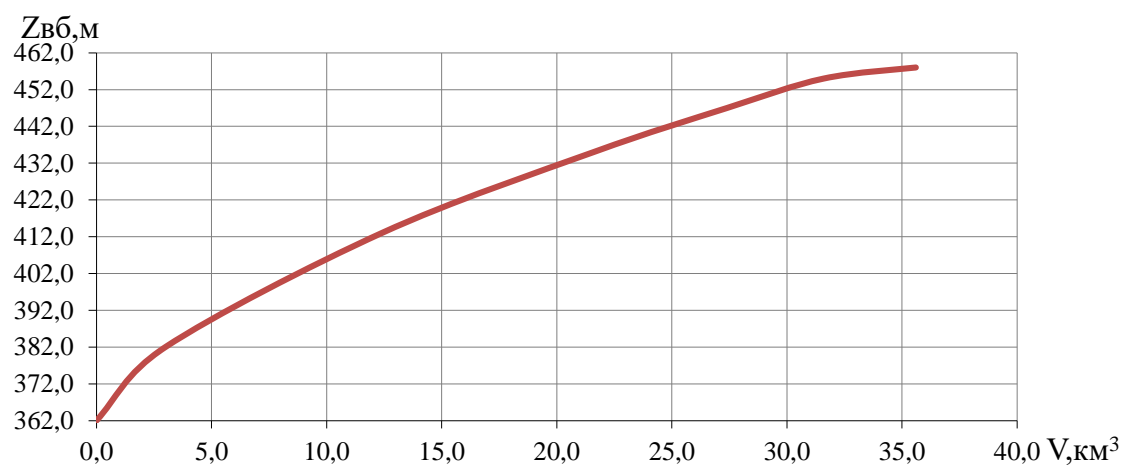


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней в ВБ

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Потребление водохранилища из	2	2	3	6	6	6	6	3	2	2	2	2
Фильтрация	1	1	1	1	3	3	3	3	1	1	1	1
Испарение	0	0	2	3	4	5	4	3	2	0	0	0
Льдообразование	-4	-3	1	1	2	1	1	1	0	0	-2	-3

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:
  - 1.1 Объединенная энергосистема Востока.
  - 1.2 Годовой максимум нагрузки и суточный график нагрузки с сайта СО ЕЭС России;
  - 1.3 Установленная мощность существующих ГЭС 4900 МВт;
  - 1.4 Гарантированная мощность существующих ГЭС 2600 МВт.
  - 1.5 Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 7%
2. Схема использования реки: одиночная ГЭС
3. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 1.0.
7. Коэффициент мощности  $k_N=8,2$ .
8. Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h=0,6$  м.
9. НПУ Амедиченской ГЭС 455 м.
10. Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 1.2.

#### 2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

При выборе расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся месяцы V- VIII; к периоду межени относятся IX - IV месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания.

По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P = \frac{m}{n+1}, \quad (2.1)$$

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за меженный сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n = 81$  – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

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

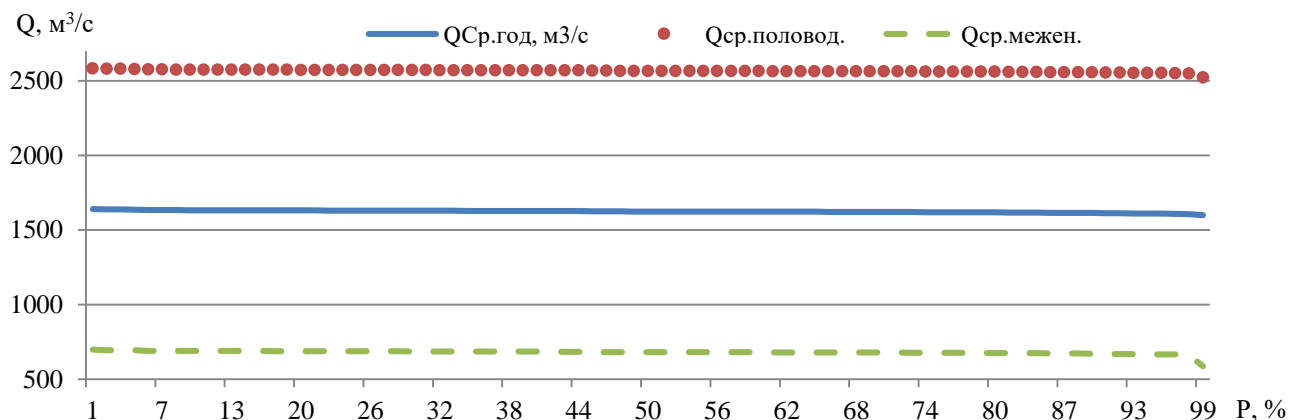


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 50% и 90% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

### 2.1.2 Выбор расчетного средневодного года (p = 50%)

При заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности присутствует конкретный год. Необходимо выполнить расчет и определить коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно для 1938 года:

- по межени:

$$K_M = \frac{Q_{1938}}{Q_{1938}} = 1. \quad (2.2)$$

- по половодью:

$$K_{II} = \frac{Q_{1938}}{Q_{1938}} = 1. \quad (2.3)$$

Так как коэффициенты приведения по межени и половодью равны единице, фактический исходный гидрограф 1938 года равен расчетному гидрографу. Расчет сведен в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетный маловодного год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q 1938	299	514	1744	2844	3496	2864	2498	1954	1346	854	681	394
Q50% ПР	299	514	1744	2844	3496	2864	2498	1954	1346	854	681	394

### 2.1.3 Выбор расчетного маловодного года

При заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности присутствует конкретный год. Необходимо выполнить вышеприведенный расчет для 1939 года. Определим коэффициенты приведения по межени и половодью:

- по межени:

$$K_M = \frac{Q_{1939}}{Q_{1939}} = 1. \quad (2.4)$$

- по половодью:

$$K_{II} = \frac{Q_{1939}}{Q_{1939}} = 1. \quad (2.5)$$

Расчет сведен в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетный маловодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q 1939	287	502	1732	2832	3484	2852	2486	1942	1334	842	669	382
Q90% ПР	287	502	1732	2832	3484	2852	2486	1942	1334	842	669	382

Скорректируем гидрограф средневодного года в те месяцы, где расход меньше по величине расхода за соответствующие месяцы маловодного года, таблица 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные гидрографы средневодного года с приведением и с корректировкой по маловодному году

Месяцы	половодье				межень							
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
Q90%,ПР	287	502	1732	2832	3484	2852	2486	1942	1334	842	669	382
Q50%,ПР	299	514	1744	2844	3496	2864	2498	1954	1346	854	681	394

Так как расходы средневодного года больше расходов маловодного голода во все соответствующие месяцы, корректировка не требуется.

Расчетные гидрографы заданной обеспеченности стока представлены на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы средневодного и маловодного года

## 2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

### 2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного графика нагрузки объединенной энергосистемы Востока определяем коэффициенты плотности суточного летнего и зимнего графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума, (летний суточный график нагрузки соответствует нагрузкам, сложившимся в данной ОЭС 22.06.2018 года, и соответственно, зимний суточный график нагрузки соответствует нагрузкам за сутки 22.12.2018 года). Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем нагрузку в течение суток в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет координат интегральной кривой нагрузки сведем в таблицы 2.4 и 2.5 для летнего и зимнего периодов соответственно.

Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки представлены на рисунках 2.3 и 2.4.

Таблица 2.4 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для зимнего периода

№ часа	Pt, МВт	ΔPt, МВт	Δt, ч	ΔЭ, МВт·ч	PΣ, МВт	ЭΣ, МВт·ч
1	5204	6	1	6	6	6
2	5198	34	2	68	40	74
3	5164	65	3	195	105	269
4	5099	6	4	24	111	293

Продолжение таблицы 2.4

№ часа	Pt, МВт	$\Delta Pt$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , МВт·ч	P $\Sigma$ , МВт	$\mathcal{E}\Sigma$ , МВт·ч
5	5093	26	5	130	137	423
6	5067	28	6	168	165	591
7	5039	2	7	14	167	605
8	5037	4	8	32	171	637
9	5033	0	9	0	171	637
10	5033	1	10	10	172	647
11	5032	97	11	1067	269	1714
12	4935	20	12	240	289	1954
13	4915	31	13	403	320	2357
14	4884	21	14	294	341	2651
15	4863	8	15	120	349	2771
16	4855	143	16	2288	492	5059
17	4712	66	17	1122	558	6181
18	4646	55	18	990	613	7171
19	4591	39	19	741	652	7912
20	4552	2	20	40	654	7952
21	4550	47	21	987	701	8939
22	4503	10	22	220	711	9159
23	4493	25	23	575	736	9734
24	4468	4468	24	107232	5204	116966

Таблица 2.5 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для летнего периода

№ часа	Pt, МВт	$\Delta Pt$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , МВт·ч	P $\Sigma$ , МВт	$\mathcal{E}\Sigma$ , МВт·ч
1	3449	55	1	55	55	55
2	3394	36	2	72	91	127
3	3358	82	3	246	173	373
4	3276	6	4	24	179	397
5	3270	5	5	25	184	422
6	3265	8	6	48	192	470
7	3257	0	7	0	192	470
8	3257	1	8	8	193	478
9	3256	9	9	81	202	559
10	3247	36	10	360	238	919
11	3211	3	11	33	241	952
12	3208	20	12	240	261	1192
13	3188	64	13	832	325	2024
14	3124	4	14	56	329	2080
15	3120	4	15	60	333	2140
16	3116	124	16	1984	457	4124
17	2992	145	17	2465	602	6589
18	2847	142	18	2556	744	9145
19	2705	57	19	1083	801	10228
20	2648	3	20	60	804	10288
21	2645	1	21	21	805	10309
22	2644	20	22	440	825	10749
23	2624	31	23	713	856	11462
24	2593	2593	24	62232	3449	73694



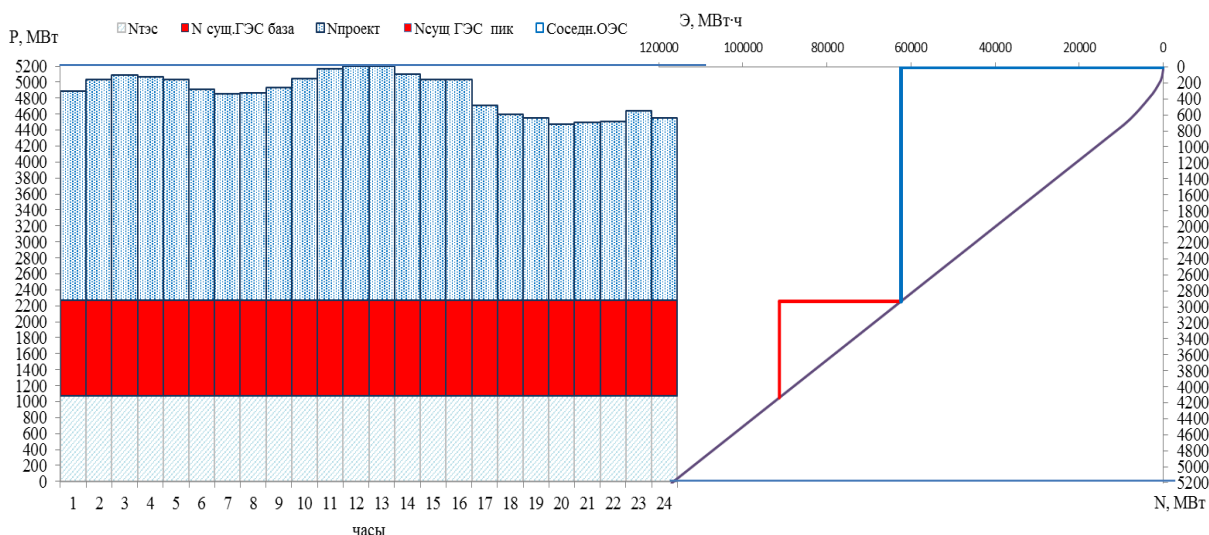


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

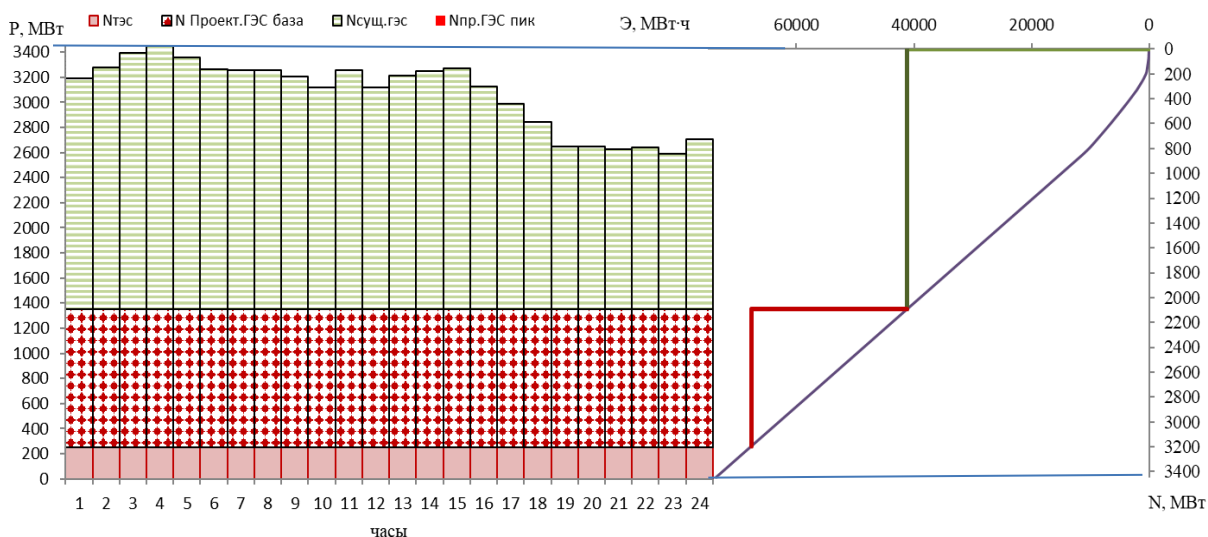


Рисунок 2.4 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

## 2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.6)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;

$a$ ,  $b$ , – коэффициенты, определяются по следующим формулам:

$$a = P_{зим}^{max} \frac{1+a_{лет}}{2}, \quad (2.7)$$

$$b = P_{\text{зим}}^{\text{max}} \frac{1 - a_{\text{лет}}}{2}. \quad (2.8)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$\bar{P}_t = P_t^{\text{max}} \cdot \beta_t^{\text{сут}} \cdot \sigma_{\text{мес}}, \quad (2.9)$$

где  $\beta_t^{\text{сут}}$  – коэффициент плотности суточного графика нагрузки  $t$ -го месяца;

$\sigma_{\text{мес}}$  – коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки,

$$\sigma_{\text{мес}} = 0,955.$$

Поскольку  $\beta_t^{\text{сут}}$  известен только для лета (июня-июля) и зимы (января-декабря), то промежуточные значения найдем по линейному закону, представленному на рисунке 2.5.

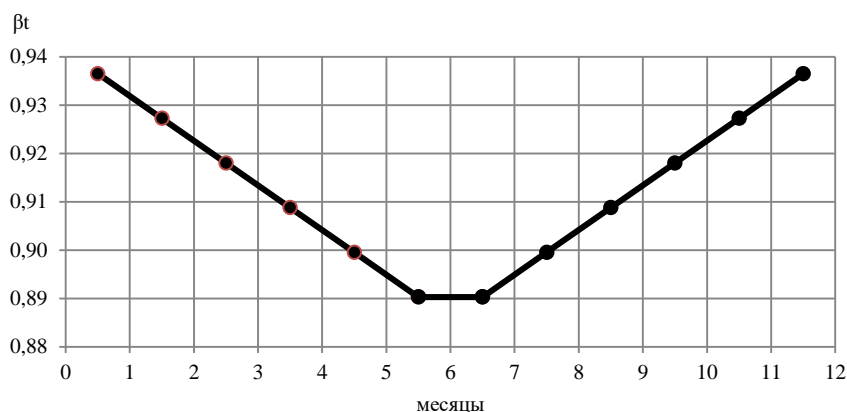


Рисунок 2.5 – График для определения коэффициента плотности суточной нагрузки в годовом разрезе

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «Сибири» представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$\beta_t^{\text{сут}}$	$P_{\text{max}}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт
I	0,94	5174	4628
II	0,93	4947	4381
III	0,92	4554	3992
IV	0,91	4099	3558
V	0,90	3706	3184
VI	0,89	3479	2958
VII	0,89	3479	2958
VIII	0,90	3706	3184
IX	0,91	4099	3558
X	0,92	4554	3992
XI	0,93	4947	4381
XII	0,94	5174	4628

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунках 2.6 и 2.7 соответственно.

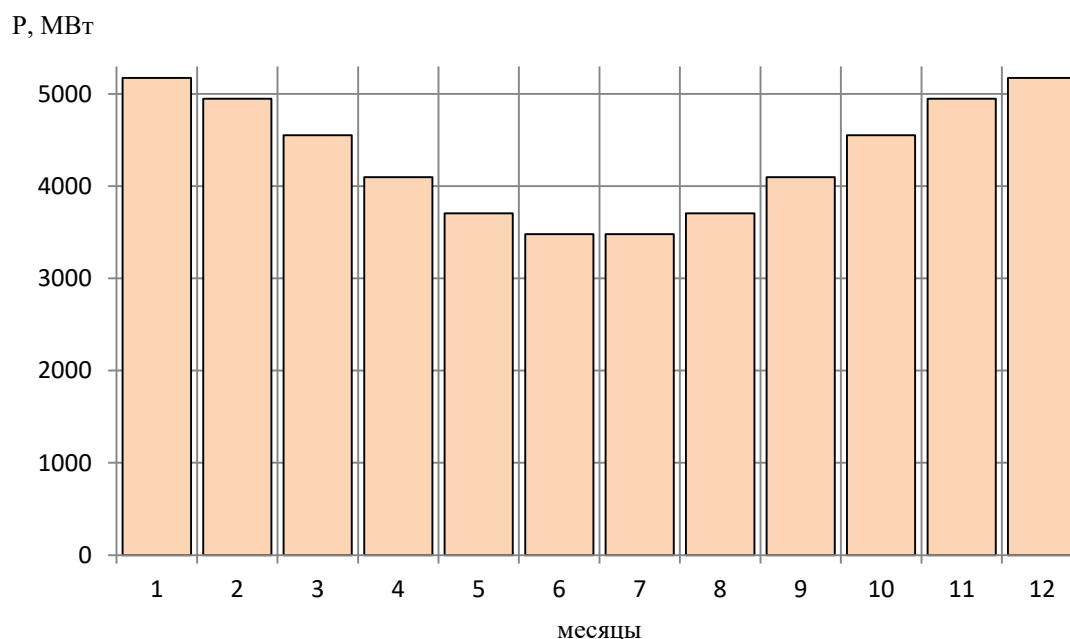


Рисунок 2.6 – График максимальных нагрузок энергосистемы

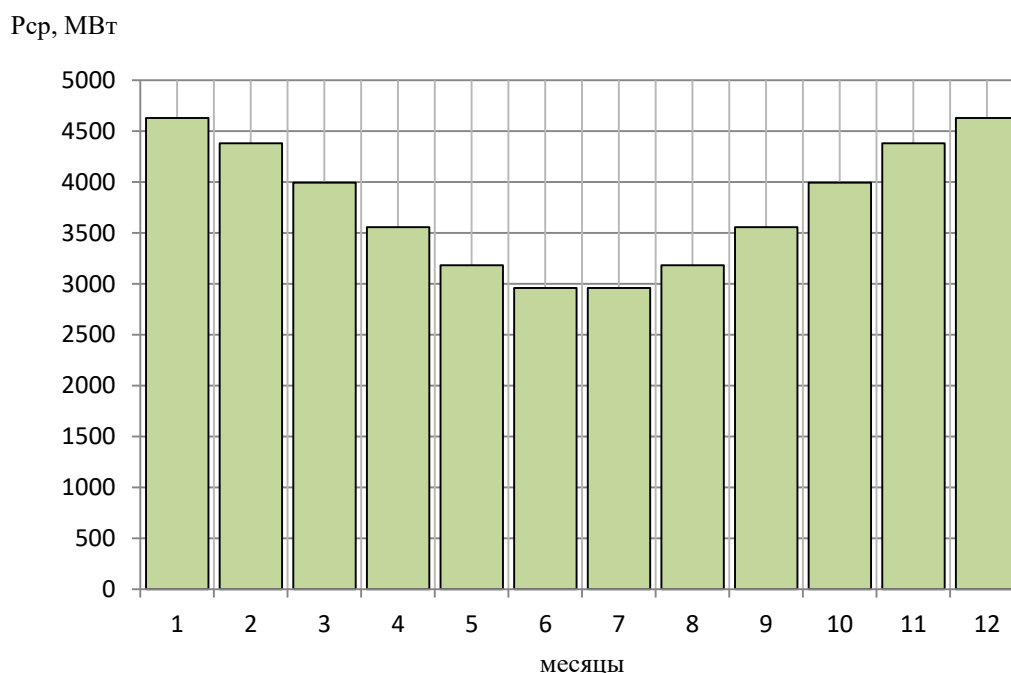


Рисунок 2.7 – График среднемесячных нагрузок энергосистемы

### 2.2.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими гидроэлектростанциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию. Участие в покрытии суточных графиков нагрузки

задается по существующим ГЭС в виде установленной и гарантированной мощностей:

$$N_{уст. ГЭС}^{сущ. ГЭС} = 4900 \text{ МВт};$$

$$N_{гар. лет}^{сущ. ГЭС} = 2600 \text{ МВт};$$

$$N_{гар. зим}^{сущ. ГЭС} = 2600 \text{ МВт}.$$

Найдем рабочую мощность существующих ГЭС. Принимаем, что нагрузочный резерв энергосистемы, равный 1,5% от годового максимума нагрузки полностью расположен на существующих ГЭС. Расчет рабочей мощности существующих ГЭС сведем в таблицу 2.17.

Таблица 2.7 – Рабочие мощности существующих ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Рmax, МВт	5174	4947	4554	4099	3706	3479	3479	3706	4099	4554	4947	5174
Нагр.резерв 1,5%	78	74	68	61	56	52	52	56	61	68	74	78
Нуст.сущ, МВт	4900											
Нраб.сущ., МВт	4848	4851	4854	4859	4863	4865	4865	4863	4859	4854	4851	4848

Суточная гарантированная выработка энергии существующих ГЭС:

$$\mathcal{E}_{ср.сут.}^{сущ. ГЭС ЗИМ} = N_{гар}^{зим} \cdot t = 2600 \cdot 24 = 62400 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.10)$$

$$\mathcal{E}_{ср.сут.}^{сущ. ГЭС лет} = N_{гар}^{лет} \cdot t \cdot \alpha_{лет} = 2600 \cdot 24 \cdot 0,66 = 41184 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.11)$$

Затем, используя ИКН по среднесуточной выработке и расчетной рабочей мощности существующих ГЭС, определяем зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета, представленных на рисунках 2.3 и 2.4.

#### 2.2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках дипломного проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года, расходы которого соответствуют 90% обеспеченности, вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_i^{90\% \text{ полез}} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.12)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N=8,2$ ;

$Q_i^{90\% \text{полез}}$  - полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м<sup>3</sup>/с;

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

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

где  $z_{\text{ВБ}}$  - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla$ НПУ, м;

$\Delta h$  - потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h=0,6$  м.

$z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определяемый по кривой связи расходов и уровней в НБ, представленной на рисунке 1.1.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.14)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса (минимальный санитарный попуск в нижний бьеф), м<sup>3</sup>/с.

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет регулирования водохранилища. Поэтому целесообразно в летние месяцы проектируемой ГЭС работать с мощностями, соответствующими требованиям ВХК, при этом избытки бытового притока воды в водохранилище аккумулировать для последующего использования в зимний напряженный для энергосистемы период. На рисунке 2.8 изображен режим работы проектируемой ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК в графике среднемесячных нагрузок энергосистемы. На рисунке 2.9 изображен режим работы проектируемой ГЭС при котором в каждый месяц года выполняются требования ВХК и избытки летней мощности вытесняют мощности ГЭС в зимний период, в период прохождения энергосистемой максимума нагрузки.

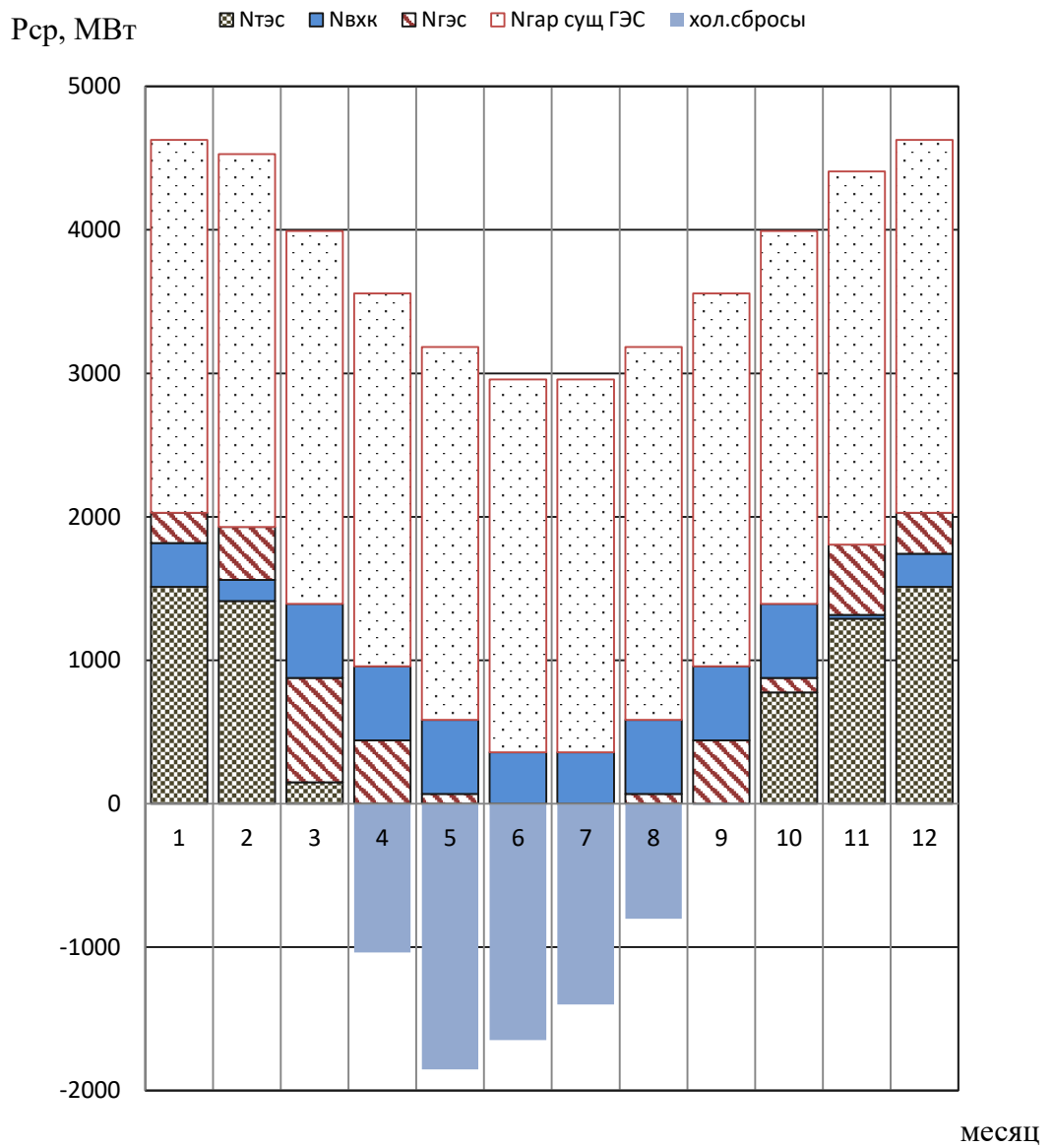


Рисунок 2.8 – режим работы проектируемой ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

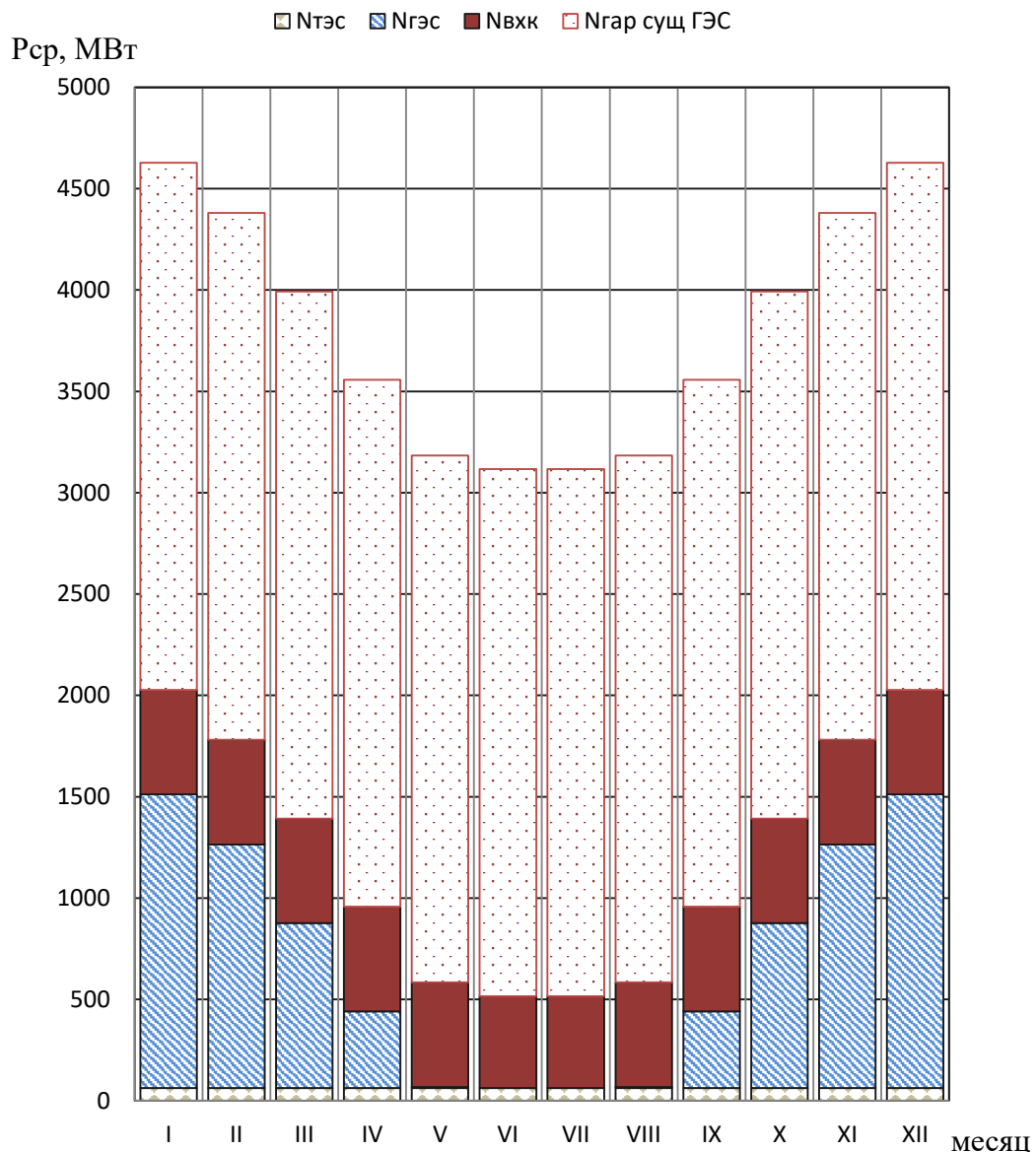


Рисунок 2.9 – режим работы проектируемой ГЭС при котором в каждый месяц выполняются требования ВХК

### 2.2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет регулирования стока проводим исходя из следующих требований:

- равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода (НПУ);
- диапазон колебаний напоров ГЭС не должен превышать 30-40%  $H_{\max}^{подо}$  (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС), так определяем предварительно отметку УМО;
- в маловодном году при расчете гарантированной мощности отсутствуют холостые сбросы воды;
- во все месяцы года работа проектируемой ГЭС должна обеспечивать расход в НБ не меньше требуемого ВХК;

– избыток воды в половодный период перераспределяем в зимние месяцы с целью вытеснения тепловых мощностей в период прохождения максимума нагрузки энергосистемой;

– окончательно отметку УМО определяем, как  $Z_{ВБ \text{ min}}$ , исходя из соотношения  $H_{\text{min}}/ H_{\text{max}}$ , предварительно наметив по значению  $H_{\text{max}}$  тип устанавливаемой гидротурбины.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем соответствует отметке  $\nabla_{\text{НПУ}} = 455$  м, и с того месяца, в котором бытовой приток меньше необходимого расхода ВХК (в нашем случае XI месяц).

Результаты расчетов, где:

1. Расчетный месяц, в котором осуществляется регулирование и определяется гарантированная мощность проектируемой ГЭС;

2.  $Q_{90\%}$ , м<sup>3</sup>/с – расходы расчетного гидрографа  $p=90\%$  обеспеченности (расходы маловодного года);

3.  $Q_{\text{вдхр}}$ , м<sup>3</sup>/с – расходы водохранилища, со знаком «+» сработка водохранилища, соответственно с «-» заполнение. В случае если  $Q_{\text{вдхр}}=0$  м<sup>3</sup>/с, то работа ГЭС осуществляется на бытовом стоке (на транзите, с сохранением отметки  $Z_{ВБ}$  неизменной);

4.  $\Delta Q_{\text{исп}}$ , м<sup>3</sup>/с – потери притока на испарение;

5.  $\Delta Q_{\text{ф}}$ , м<sup>3</sup>/с – потери притока на фильтрацию;

6.  $\Delta Q_{\text{птр}}$ , м<sup>3</sup>/с – безвозвратное потребление воды из водохранилища;

7.  $Q_{\text{ВХК}}$ , м<sup>3</sup>/с – расходы ВХК;

8.  $\Delta Q_{\text{лд}}$ , м<sup>3</sup>/с – потери притока на льдообразование;

9.  $Q_{\text{хсбр}}$ , м<sup>3</sup>/с – расходы холостых сбросов через водосливные сооружения;

10.  $Q_{\text{ГЭС}}$ , м<sup>3</sup>/с – расходы воды, проходящие через гидротурбину:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{90\%} \pm Q_{\text{вдхр}} - \Delta Q_{\text{исп}} - \Delta Q_{\text{ф}} - \Delta Q_{\text{птр}} \pm \Delta Q_{\text{лд}}. \quad (2.15)$$

11.  $Q_{\text{НБ}}$ , м<sup>3</sup>/с – расходы воды в НБ:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + \Delta Q_{\text{ф}} + Q_{\text{хсбр}}, \quad (2.16)$$

где  $Q_{\text{НБ}}$  должен быть не меньше требуемого  $Q_{\text{ВХК}}$ ;

12.  $V_{\text{н}}$ , км<sup>3</sup> - объем воды в водохранилище начальный, то есть в начале расчетного периода (в начале месяца принимается равным конечному объему предыдущего месяца, в начале сработки начальный объем соответствует объему воды в водохранилище при НПУ);

13.  $\Delta V$  км<sup>3</sup> - изменение объема в водохранилище в зависимости от  $Q_{\text{В}}$ :

$$\Delta V = Q_{\text{В}} \cdot t / 10^9, \quad (2.17)$$

где  $t$  – количество секунд в расчетном месяце;

14.  $V_{\text{к}}$ , км<sup>3</sup> - конечный объем в водохранилище, соответствующий концу расчетного периода:



$$V_k = V_n \pm \Delta V. \quad (2.18)$$

15.  $Z_{ВБ\ n}$ , м – начальная отметка ВБ, соответствующая отметке ВБ в начале расчетного периода, равна конечной отметке ВБ в конце предыдущего расчетного периода, в начале сработки она равна  $Z_{ВБ\ n} = \text{НПУ}$ ;

16.  $Z_{ВБ\ k}$ , м – конечная отметка ВБ, в зависимости от изменения расхода и конечного объема в водохранилище  $V_k = V_n \pm \Delta V$  определяется по кривой связи  $Z_{ВБ} = f(V_k)$  (рисунок 2.11), в конце наполнения водохранилища в период половодья  $Z_{ВБ\ k} = \text{НПУ}$ .

17.  $Z_{ВБ\ ср}$ , м – средняя отметка ВБ за расчетный период, то есть

$$Z_{ВБ\ ср} = 0,5(Z_{ВБ\ n} + Z_{ВБ\ k}). \quad (2.19)$$

18.  $Z_{НБ}$ , м – отметка НБ, определяется по кривым связи  $Z_{НБ} = f(Q_{НБ})$  представленным на рисунке 2.8, соответственно для летних месяцев по летней кривой, для зимних по зимней кривой связи;

19.  $\Delta h$ , м – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,6$  м;

20.  $H$ , м – напор нетто, подведенный к гидротурбине:

$$H = Z_{ВБ\ ср} - Z_{НБ} - \Delta h. \quad (2.20)$$

21.  $N_{ГЭС\ гар}$ , МВт – гарантированная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{ГЭС\ гар} = K_N \cdot H \cdot Q_{ГЭС}, \quad (2.21)$$

где  $K_N = 8,2$  – коэффициент мощности;

22.  $t_{сут}$  – количество суток в расчетном периоде;

23.  $t_c$  – количество секунд в расчетном периоде.

Расчет полезного объема водохранилища осуществляем, пользуясь кривой связи  $Z_{ВБ} = f(V)$  (рисунок 2.1):

$$V_{вдхр} (Z_{ВБ} = \text{НПУ} = 455\text{м}) = 31,60 \text{ км}^3, \quad (2.22)$$

$$V_{вдхр} (Z_{ВБ\ min} = \text{УМО} = 424) = 17,0 \text{ км}^3, \quad (2.23)$$

$$V_{полез.} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 31,6 - 17,0 = 14,6 \text{ км}^3. \quad (2.24)$$

Исходя из данных расчета график сработки - наполнения водохранилища в маловодный год при расчете гарантированных мощностей проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.10.

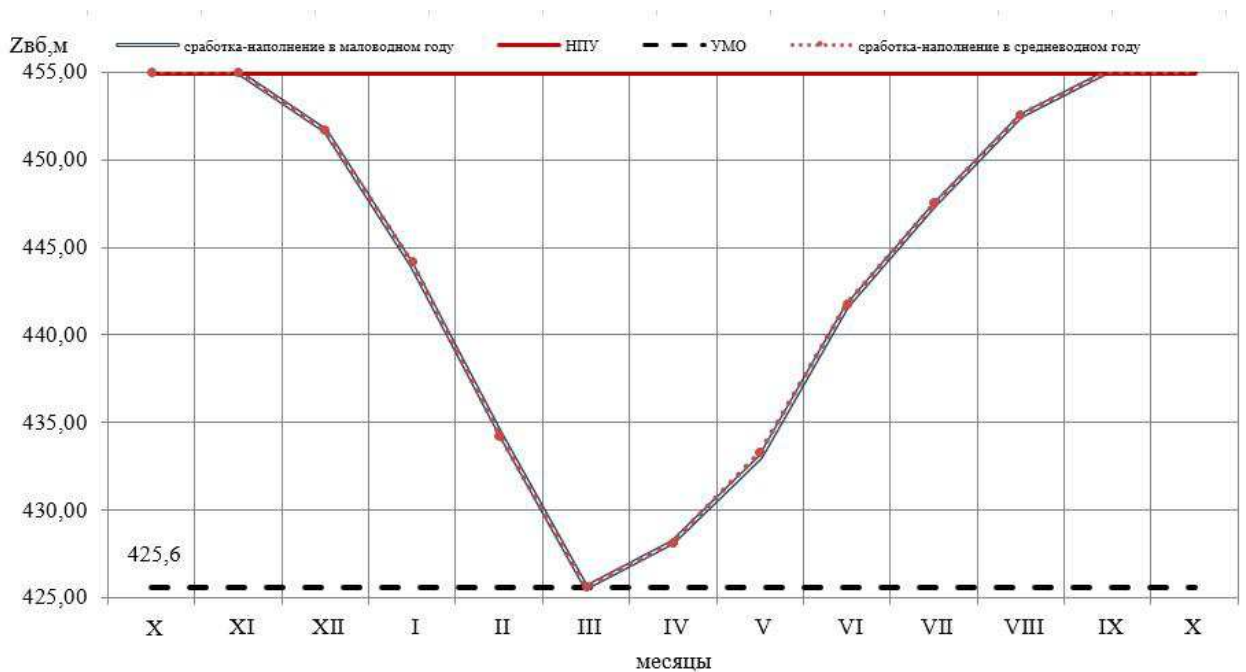


Рисунок 2.10 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном году

Максимальная гарантированная мощность приходится на зимние месяцы, принимаем в качестве расчетной максимальную гарантированную мощность декабря  $N_{\text{гар XII}} = 1205 \text{ МВт}$ .

Определим режим работы, проектируемой ГЭС в суточных (зимнем и летнем) графиках нагрузки энергосистемы, т.е. определим зону работы ГЭС в суточном графике нагрузки. С целью обеспечения санитарного попуска воды в НБ (расхода ВХК) и с учетом того, что рабочая мощность существующих ГЭС больше нагрузки в пиковой части графика нагрузки, необходимо заложить режим работы, проектируемой ГЭС в базовой части суточного графика нагрузки, тогда рабочая мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{раб}} = 1205 \text{ МВт};$$

$$\mathcal{E} = N_{\text{раб}} \cdot 24 = 1205 \cdot 24 = 28920 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.25)$$

Аналогичные расчеты осуществляем для летних суток (июня).

Так как в июне проектируемая ГЭС в маловодном году работает с расходом, соответствующим расходу ВХК, равным  $700 \text{ м}^3/\text{с}$ , соответственно в суточном графике нагрузке зона работы, проектируемой ГЭС будет приходиться исключительно на базовую зону.

$$N_{\text{раб}}^{\text{лет}} = N_{\text{гар}}^{\text{VI}} = 1105 \text{ МВт};$$

$$\mathcal{E}_{\text{гар лет}}^{\text{пр. ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{VI}} \cdot 24 = 1105 \cdot 24 = 26520 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.26)$$

## 2.3 Баланс мощности и энергии

### 2.3.1 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов. Баланс мощности и энергии в энергосистеме

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен  $1,5\% P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$ , аварийный резерв составляет  $7\%$  от  $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$ . Нагрузочный резерв расположен полностью на существующих ГЭС, аварийный резерв целесообразно размещать на ТЭС.

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.27)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 1205 + 0 = 1205 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ТЭС}} \quad (2.28)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{4900}{8} = 612,5 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.29)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{ мес} = 151 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.30)$$

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

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left( \frac{2576}{4} + \frac{2576}{2} \right) = 1932 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.31)$$

Расчеты представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Баланс мощности энергосистемы при работе, проектируемой ГЭС с расходами 90% обеспеченности

	Система			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС		
	Рс max	Н н.р.	Н а.р.	Нраб	Н н.р.	Н рем.	Нраб	Н н.р.	Н рем.	Нраб	Н а.р.	Н рем.
I	5174	78	362	1756	78		1205	10		2214	362	
II	4947	74	346	1757	74		980	10		2210	346	
III	4554	68	319	1760	68		657	9	75	2137	319	
IV	4099	61	287	1762	61		1022	8	75	1314	287	
V	3706	56	259	1765	56		1126	7		815	259	283
VI	3479	52	244	1766	52		1105	7		608	244	683
VII	3479	52	244	1766	52		1006	7		707	244	683
VIII	3706	56	259	1765	56		1024	7		917	259	283
IX	4099	61	287	1762	61	306	965	8		1372	287	
X	4554	68	319	1760	68	306	617	9		2177	319	
XI	4947	74	346	1757	74		980	10		2210	346	
XII	5174	78	362	1756	78		1205	10		2213	362	
	N уст., МВт			4900			1205			2576		

Баланс энергосистемы при работе проектируемой ГЭС с расходами 90% обеспеченности представлен в таблице 2.9.

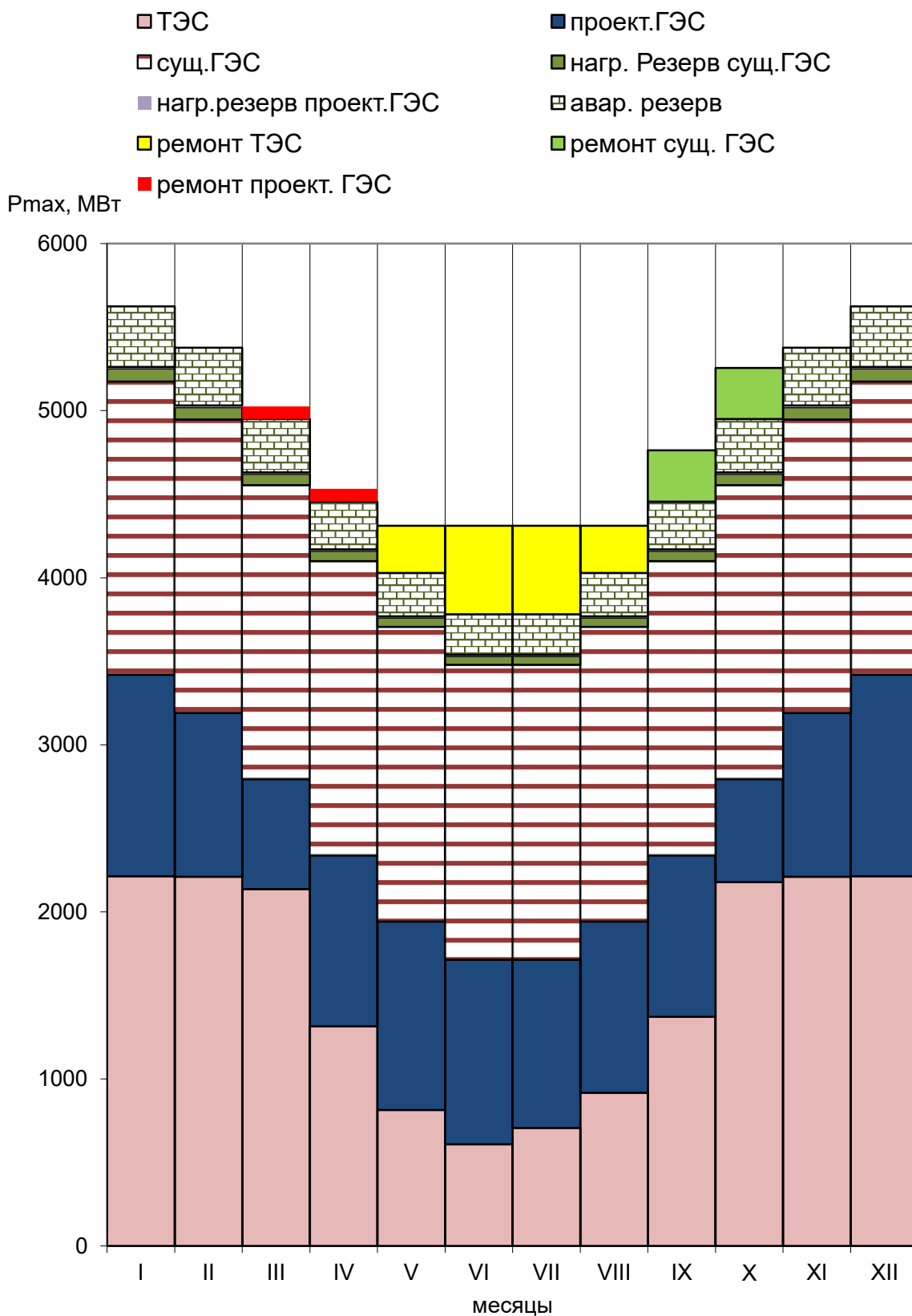


Рисунок 2.11 – Баланс мощности энергосистемы

Таблица 2.9 – Баланс энергии энергосистемы при работе проектируемой ГЭС с расходами 90% обеспеченности

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Рср, МВт	4628	4381	3992	3558	3184	2958	2958	3184	3558	3992	4381	4628
НГЭС гар.сущ, МВт	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600
НГЭС гар.проект, МВт	1205	958	657	1022	1126	1105	1006	1024	965	617	958	1205
НТЭС, МВт	1723	1723	1635	835	357	153	252	460	893	1675	1723	1722

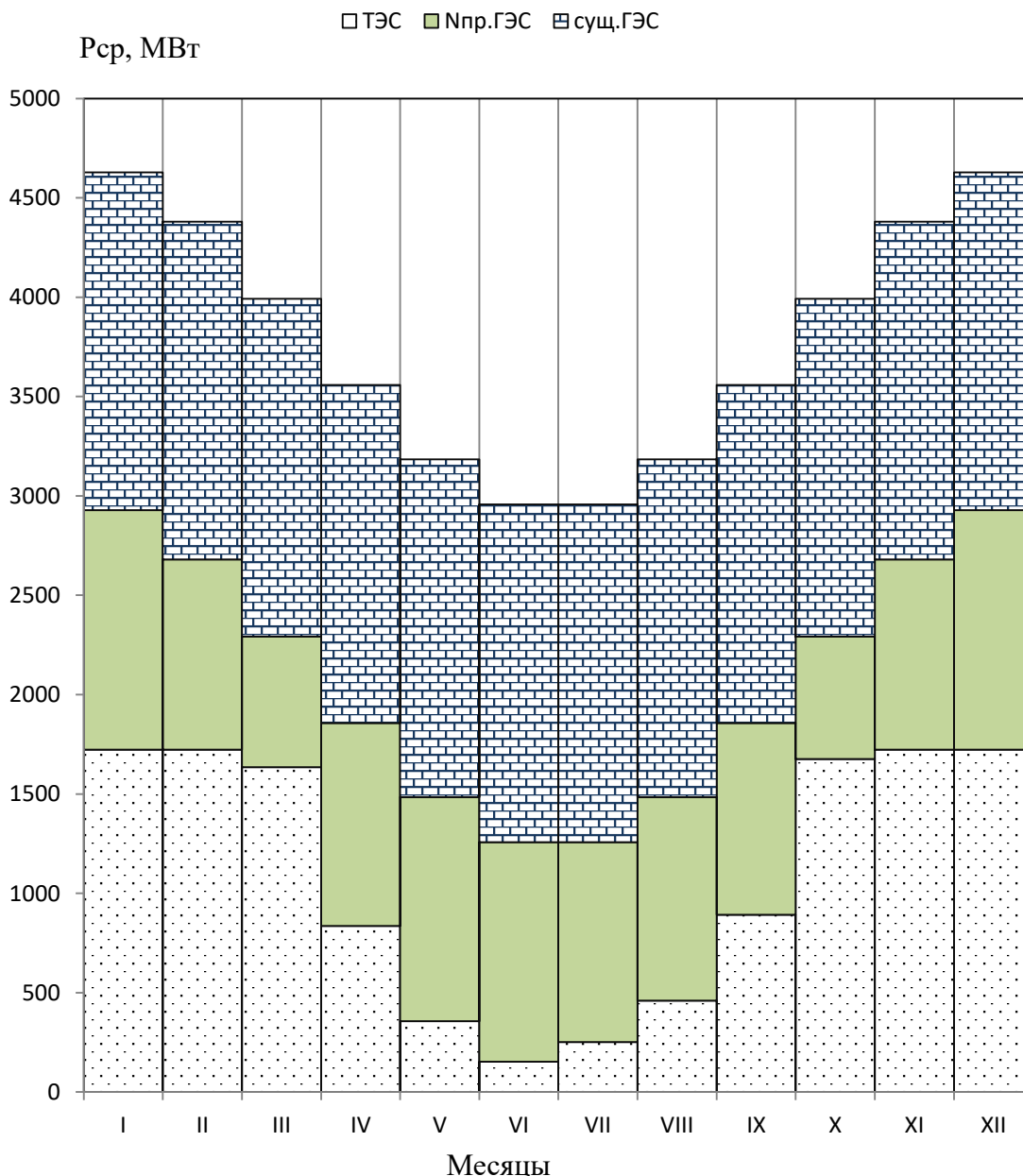


Рисунок 2.12 – Баланс энергии энергосистемы

### 2.3.2 Водно-энергетический расчет режима проектируемой ГЭС в среднем по водности году

Расчет режима работы проектируемой ГЭС с расходами 50% обеспеченности осуществляется аналогично расчету при выборе

гарантированных мощностей в маловодном году и целью данного расчета является определение среднемноголетней выработки электроэнергии.

При выполнении расчета необходимо выполнять все вышеперечисленные требования, к которым добавляется еще одно существенное, а именно, так как установленная мощность проектируемой ГЭС на данном этапе расчета определена, мощность проектируемой ГЭС рассчитываемая при расходах среднегодового года не должна превышать значение  $N_{уст}=1205$  МВт. А также, в среднегодовом году, с целью не превышения отметки ВБ равной НПУ допустимо производить холостые сбросы воды.

Срабатывать водохранилище начинаем с XI месяца, в напряженный для энергосистемы период.

$$\mathcal{E}_{мес.} = N_{ГЭС} \cdot t = N_{ГЭС} \cdot t_{сут} \cdot 24ч, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.32)$$

Среднемноголетняя выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{ГОД} = \Sigma \mathcal{E}_{мес.} / 10^3 = 8.65 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.33)$$

График сработки и наполнения водохранилища Амедиченской ГЭС представлен на рисунке 2.13.

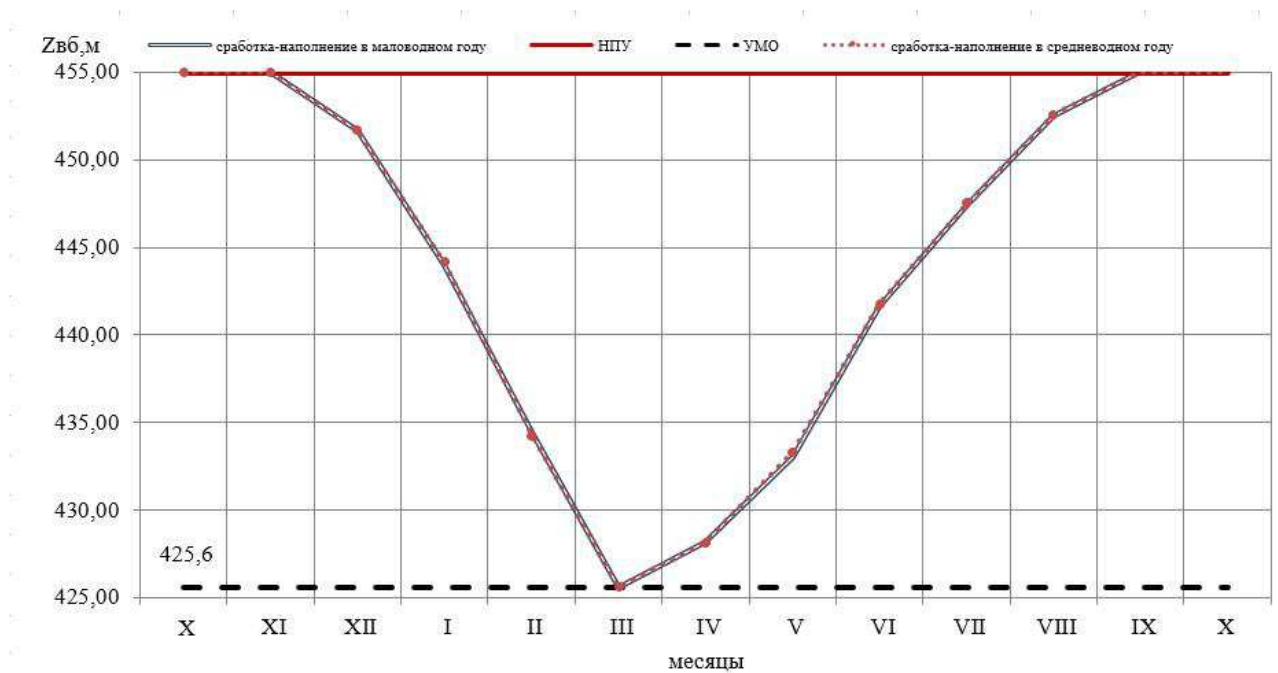


Рисунок 2.13 – График сработки и наполнения водохранилища в среднегодовом году

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Выбор числа и типа агрегатов

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

– выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

– необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$N_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{ВБ}(V_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $z_{ВБ}(V_{сраб})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки  $V_{сраб}$  от НПУ до УМО (рисунок 1.2);

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

$\Delta h$  – потери напора в водопроводящих сооружениях (п.п. 2.1).

Также строим кривую зависимости  $N_{ГЭС}(Q_{ГЭС})$  при  $z_{ВБ1} = 441.0$  для зимнего периода в маловодном году.

Определение ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,8$  (п. п. 2.1);



2) Ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

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

где  $Q_{ГЭС}^{\max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре  $H_{расч} = 73,2$  м.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>нб</sub> <sup>Зима</sup> , м	Δh, м	Z <sup>НПУ</sup> , м	Z <sup>УМО</sup> , м	Z <sup>ЗВБ1</sup> , м	Напорные характеристики			Ограничение по мощности		Огр по пропуск. способности	
						H <sup>НПУ</sup> , м	H <sup>УМО</sup> , м	H <sup>ЗВБ1</sup> , м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м
0	362,0	0,6	455,0	425,6	441,0	92,4	63,0	78,4	1600	91,8	2000	73,2
688	364,4	0,6	455,0	425,6	441,0	90,0	60,6	76,0	1650	89,1	1980	71,7
1386	366,0	0,6	455,0	425,6	441,0	88,4	59,0	74,4	1700	86,4	1965	70,7
2084	367,3	0,6	455,0	425,6	441,0	87,1	57,7	73,1	1750	84,0	1930	68,2
2782	368,2	0,6	455,0	425,6	441,0	86,2	56,8	72,2	1800	81,6	1895	65,7
3480	368,9	0,6	455,0	425,6	441,0	85,5	56,1	71,5	1850	79,4	1860	63,3
4896	370,2	0,6	455,0	425,6	441,0	84,2	54,8	70,2	1900	77,3	1825	61,0
5594	370,8	0,6	455,0	425,6	441,0	83,6	54,2	69,6	1950	75,4	1790	58,6
6292	371,2	0,6	455,0	425,6	441,0	83,2	53,8	69,2	1970	74,6	1755	56,4
6990	371,6	0,6	455,0	425,6	441,0	82,8	53,4	68,8	2000	73,5	1720	54,1

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по установленной мощности ГЭС и пропускной способности турбин.

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор;  $H_{расч} = 73,2$  м.
- минимальный напор;  $H_{min} = 58,0$  м.
- максимальный напор;  $H_{max} = 90,0$  м.
- максимальный расход  $Q_{max} = 700$  м<sup>3</sup>/с.

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора должно быть не меньше максимального расчетного;

2) отношение  $\frac{H_{min}}{H_{max\text{тур}}} = 0,644$  м. должно быть не меньше справочных данных.

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует турбина ПЛД90-В45° со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛД90-В45°
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	90
Диапазон регулирования	$H_{мин} / H_{max}$	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, мин^{-1}$	85
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, л/с$	820
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1000-1200
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{1max}$	0,26-0,38
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1м}, м$	0,46
Напор модельной турбины	$H_м, м$	4
Температура воды	$t_м, °C$	15

### 3.1.3 Определение параметров турбин

На ГУХ для турбины намечаем предварительно расчетные точки Р1, которые являются точками пересечения горизонтальной линии, проведенной через оптимальный КПД и линии максимального разворота лопастей для ПЛД90-В45°

– ПЛД90-В45° -  $Q'_{1р} = 1,26 м^3/с, \eta_{1р} = 0,907;$

Для более оптимального выбора варианта гидротурбины расчеты выполним для ряда стандартных диаметров, начиная с максимально возможного для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_P}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right], \quad (3.4)$$

где  $D_{1M}, H_M$  – диаметр и напор модельной турбины (таблица 3.2), м;

$\eta_M$  - КПД модельной турбины в расчетной точке;

$D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины, м;

$\nu_H, \nu_M$  - коэффициенты кинематической вязкости воды для модели и натурной турбины, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$ ;

$\varepsilon$  - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, для ПЛ турбин  $\varepsilon = 0,75$ .

Мощность одного агрегата:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где  $Q_1'$  – приведенный расход в расчетной точке, м<sup>3</sup>/с;  $\eta_G$  – средний КПД генератора,  $\eta_T = 0,97$ .

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*}, \quad (3.6)$$

где  $N_{уст}$  – расчетная установленная мощность,  $N_{уст} = 1205$  МВт;

$Z_a^*$  округляем до большего целого значения  $Z_a$ , кратного 2 или 3.

Уточняем мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст.}}{Z_a}, \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{расч.}}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где  $n_p'$  – приведенная частота в расчетной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$  – поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение  $n_c$ .

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному:

$$n_{1max}^{\frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min}}}}, n_{1P}^{\frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}}, n_{1min}^{\frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max}}}}. \quad (3.9)$$

На универсальных характеристиках проводим линии  $n_{max}$ ,  $n_p$ ,  $n_{min}$ . Определяем окончательно положение расчетных точек. Для этого на линии  $n_p$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q_1'$ , чтобы выполнялось равенство:

$$Q_1' \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_G}. \quad (3.10)$$

Для дальнейших расчетов на ГУХ нужно нанести линии ограничения.

Для построения линии ограничения по установленной мощности агрегата, необходимо, на линии  $n_{min}$  соответствующей напору  $H_{max}$ , подставив в уравнение (3.10) вместо  $H_p$  максимальный напор, находим точку и соединяем ее с расчетной уточненной. Линия ограничения по турбине строится

параллельно изолиниям открытия направляющего аппарата. Результаты расчетов представлены в таблицах 3.3 - 3.5.

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров гидротурбины ПЛД90-В45° для различных значений  $D_1$

$D_1, м$	8	7,5	7,1	6,7	6,3	6	5,6
$\eta_m$	0,907	0,907	0,907	0,907	0,907	0,907	0,907
$\eta_T$	0,947	0,946	0,946	0,945	0,945	0,945	0,944
$N'a, МВт$	456,67	401,20	359,42	319,94	282,76	256,39	223,24
$Z'a, шт$	2,64	3,00	3,35	3,77	4,26	4,70	5,40
$Z_a, шт$	3	3	4	4	6	6	6
$N_a, МВт$	401,7	401,7	301,3	301,3	200,8	200,8	200,8
$\Delta p$	1,044	1,043	1,043	1,042	1,042	1,042	1,041
$n'c_1, об/мин$	92,9	99,0	104,6	110,8	117,8	123,7	132,5
$nc_1, об/мин$	93,8	100,0	107,1	115,4	125,0	125,0	136,4
$n_1 H_{min}, об/мин$	96,5	96,4	97,8	99,4	101,3	96,5	98,3
$n_1 H_p, об/мин$	85,9	85,8	87,0	88,5	90,2	85,9	87,5
$n_1 H_{max}, об/мин$	77,4	77,4	78,5	79,8	81,3	77,5	78,9
$\sigma$	0,31	0,43	0,21	0,365			
$H_s$	-13,60	-22,09	-6,28	-17,62	-11,23	-15,41	-23,82

Таблица 3.4 Расчет координат положения уточненной расчетной точки ПЛД90-В45°

$Q'_1, л/с$ , подбор	955
$\eta_m$ , отн ед., подбор	0,918
$Q'_1 * \eta_T, м^3/с$	0,1003
$\eta_T$ , отн ед.	0,952
$Q'_1 * \eta_T, м^3/с$	0,1003

Таблица 3.5 Расчет координат линии ограничения по генератору ПЛД90-В45°

$Q'_1, л/с$	675
$\eta_m$ , отн ед.	0,915
$Q'_1 * \eta_T, м^3/с$	0,736
$\eta_T$ , отн ед.	0,951
$Q'_1 * \eta_T, м^3/с$	0,736

Приведенные частоты вращения для турбин с разным диаметром  $D_1$  (максимальная, расчетная и минимальная) должны размещаться на ГУХ таким образом, чтобы в диапазоне напоров  $H_p - H_{max}$  гидротурбина работала с наибольшим КПД. Так же необходимо стремиться к минимальному числу агрегатов при максимальной мощности. Уточненная расчетная точка должна находиться в области рекомендуемого диапазона расходов и кавитации. На основании вышеперечисленных требований к дальнейшему рассмотрению примем вариант гидротурбины:

– ПЛД90-В45°:  $Z_a = 4$ ,  $n_c = 93,8$  об/мин,  $D_1 = 7,1$  м;

Следует отметить, что критерием выбора турбины является, в том числе, и минимальное количество ГА.

Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛД90-В45° представлена в приложении А, рисунок А.1.

Проточная часть турбины ПЛД90-В45° представлена в приложении Б, рисунок Б.1.

### 3.1.4 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу ( $Q_{\min} = 40 \text{ м}^3/\text{с}$ ) с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{\max}$  и  $H_{\min}$  по формуле:

$$Q_1' = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \sqrt{\Delta p \cdot H}}, \quad (3.11)$$

Результаты расчета сведем в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Координаты линии ограничения по минимальному расходу

Приведенные расходы	ПЛД90-В45°
$Q_1'$ при $H_{\min}$ , л/с	527
$Q_1'$ при $H_{\max}$ , л/с	417

Таким образом, выбранный тип гидротурбины удовлетворяет требованию пуска минимального расхода.

## 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

### 3.2.1 Определение отметки установки гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Отметку заглубления рабочего колеса для её безкавитационной работы находим по формуле:

$$\nabla Z_{\text{Р.К.}} = Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}}) + H_S, \quad (3.12)$$

где  $Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})$  - отметка уровня воды в НБ при  $Q_{\text{Н.Б.}}$ , соответствующему расчётному значению высоты отсасывания  $H_S$ , м.

Глубину отсасывания рассчитаем для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

- Работа одного агрегата при установленной мощности с  $H_{\max}$ ;
- Работа одного агрегата при расчетной мощности с  $H_{\text{расч}}$ ;

– Работа одного агрегата при  $H_{\min}$  и соответствующей мощностью на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{\text{х.пл}} , \quad (3.13)$$

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

$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  - отметка НБ при данном расходе;

$\sigma$  - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для вертикальных ПЛД и РО турбин равна  $\Delta Z_{\text{х.пл}} = B_0/2$ ,  $\Delta Z_{\text{х.пл}} = 1$

### 3.2.2 Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и $H_{\max}$

Высоту отсасывания определим по формуле, таблица 3.7:

$$H_{s1} = 10,33 - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H_{\max} , \quad (3.14)$$

$$\nabla \text{ПК}_1 = \nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_{s1} , \quad (3.15)$$

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{\max}} . \quad (3.16)$$

Таблица 3.7 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины ПЛД90-В45° при работе одного ГА с  $H_{\max}$

	D1, м	$\Delta 1$	$Q'_1, \text{м}^3/\text{с}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$\nabla Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$\sigma$	$H_{s1}, \text{м}$	$\nabla \text{ПК}, \text{м}$
$H_{\max}$	7,1	1,043	0,675	329,63	363,15	0,095	0,55	363,70

### 3.2.3 Работа одного гидроагрегата с расчетной мощностью и $H_{\text{расч}}$

Высоту отсасывания определим по формуле, таблица 3.8:

$$H_{s2} = 10,33 - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H_{\text{расч}} - 1,5 , \quad (3.17)$$

$$\nabla \text{ПК}_2 = \nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_{s2} , \quad (3.18)$$

$$Q_2 = Q'_2 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{\text{расч}}} . \quad (3.19)$$

Таблица 3.8 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины ПЛД90-В45° при работе одного ГА с Нрасч

	D1, м	Δl	Q <sub>2</sub> ', м <sup>3</sup> /с	Q, м <sup>3</sup> /с	∇Z <sub>нб</sub> , м	σ	H <sub>s2</sub> , м	∇ПК, м
Нр	7,1	1,043	0,955	420,60	363,47	0,21	-6,28	357,19

### 3.2.4 Работа одного гидроагрегата с Н<sub>min</sub> и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины

Высоту отсасывания определим по формуле, таблица 3.9:

$$H_{s3} = 10,33 - \frac{\nabla Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H_{min} , \quad (3.20)$$

$$\nabla ПК_3 = \nabla Z_{нб}(Q_{нб}) + H_{s3} , \quad (3.21)$$

$$Q_3 = Q_3' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}} . \quad (3.22)$$

Таблица 3.9 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины ПЛД90-В45° при работе одного ГА с Н<sub>min</sub>

	D1, м	Δl	Q <sub>3</sub> ', м <sup>3</sup> /с	Q, м <sup>3</sup> /с	∇Z <sub>нб</sub> , м	σ	H <sub>s</sub> , м	∇ПК, м
H <sub>min</sub>	7,1	1,043	0,870	341,07	363,19	0,17	-0,76	362,43

Окончательно принимаем максимальное заглубление рабочего колеса ∇ПК = 350,86м, соответствующее H<sub>s2</sub> = -6,28 м.

### 3.2.5 Выбор МНУ

В состав системы автоматического управления гидротурбиной входят: регулятор частоты вращения; маслonaпорная установка с аппаратурой автоматического управления.

По справочным данным выбирается тип и габаритные размеры МНУ и колонок управления, уотрые представлены в таблицах 3.10 и 3.11.

По номограмме для диаметра 8,0 м турбины ПЛД90-В45 определяем тип МНУ 6,3/1-40-8-2.

Гидроаккумулятор ГА6,3/1-40, для которого

– Вместимость- 6,3 м<sup>3</sup>;

– Число сосудов – 1.

Таблица 3.10 - Габаритные размеры гидроаккумуляторов.

Обозначение	Размеры, мм					
	D	D1	H	H1	Dн	d
ГА	1664	2050	3650	3070	150	50

Маслонасосный агрегат:

– Сливной бак МА8-2

– Вместимость - 8 м<sup>3</sup>;

Таблица 3.11 - Габаритные размеры маслонапорных агрегатов

Обозначение	Размеры, мм											
	B	B1	B2	L	L1	L2	L3	H	H1	H2	H3	H4
МА	2500	2716	1600	2500	2716	3030	1800	1300	1200	1910	780	160

Насос 3В40/40ГТ-2:

- Число насосов- 2;
- Подача 8,9 л/с;
- Мощность 53кВт.

Электродвигатель 4А225М4:

- Мощность 55кВт;
- Частота вращения 1450об/мин;

Электрогидравлические регуляторы ЭГРК:

- Тип регулятора ЭГРК-2И1-150-11;
- Тип панели электрооборудования ЭГРК-2И1;
- Тип гидромеханической колонки управления ЭГРК-150-11;
- Габаритные размеры, мм - 335×575×2400;
- Масса 150 кг.

### 3.3 Выбор гидрогенератора

Согласно современной политике энергосбережения и энергоэффективности основным перспективным направлением является применение гидрогенераторов с наименьшими потерями на намагничивание и наименьшим потреблением на возбуждение.

Конструктивно нужно стремиться к уменьшению промежуточных элементов между центральной частью ротора генератора и валом турбины. Для обеспечения полного контроля за состоянием гидрогенератора должна быть разработана расширенная система его мониторинга, путем использования показаний встроенных интеллектуальных датчиков контроля изоляции статора и ротора, температурного нагрева обмоток статора и ротора, замера воздушного зазора, контроля вибрационного состояния гидроагрегата и др. параметров.

Рекомендуется применять:

- эффективные системы вентиляции и охлаждения;
- встроенные датчики контроля температуры обмоток статора и ротора.
- срок эксплуатации не менее 40 лет;
- срок эксплуатации между капитальными ремонтами не менее 7 лет;
- КПД не менее 97%;
- диапазон частот, при которых должна сохраняться номинальная

мощность:48,75

÷ 51,25 Гц;

- диапазон изменения напряжения, в пределах -5 ÷ +10%;

– класс нагревостойкости изоляции обмоток статора и ротора по ГОСТ8865-93 не ниже F.



Определим число пар полюсов гидрогенератора по формуле:

$$2p = \frac{f}{n_c}, \quad (3.23)$$

где  $2p = \frac{3000}{107,1} = 28$  – число пар полюсов генератора.

Рассчитаем номинальную мощность генератора по формуле:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \phi}, \quad (3.24)$$

где  $\cos \phi = 0,89$  – коэффициент мощности генератора.

$$S_{\text{ном}} = \frac{301,3}{0,89} = 338,54 \text{ МВА.}$$

По справочным данным принимаем к установке серийный гидрогенератор СВ-1639/156-56. Параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1639/156-56

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	S <sub>ном</sub>	МВА	352
Номинальная активная мощность	P <sub>ном</sub>	МВт	317
Коэффициент мощности	cosφ	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	U <sub>ном</sub>	кВ	15,75
Номинальный ток	I <sub>ном</sub>	кА	6,48
Номинальная частота вращения	n <sub>ном</sub>	об/мин	107,1
Сопротивление обмотки статора	X <sub>d</sub>	о.е.	1,01
Переходное сопротивление	X' <sub>d</sub>	о.е.	0,33
Сверхпереходное сопротивление	X'' <sub>d</sub>	о.е.	0,24
Система возбуждения	тиристорная		
Исполнение	зонтичное		
Масса ротора	m <sub>p</sub>	т	800
Масса общая	m <sub>об</sub>	т	1100
Диаметр корпуса статора	D <sub>c</sub>	мм	16700
СВ- синхронный вертикальный гидрогенератор; 1639-наружный диаметр статора, см; 156- длина активной стали сердечника, см; - 56 число полюсов.			

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

В таблице 4.1 представлены исходные данные для расчета электрической части

Таблица 4.1 – Исходные данные

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{ном}$	$\cos \varphi_{ном}$	$U_{ном}$	$S_{к.з.}$	Протяжённость линий
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	МВ·А	км
4×352	15,75	0,9	500	500	245

Одним из первых вопросов, решаемых при проектировании, является выбор вида блоков на ГЭС. В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- Одиночный блок;
- Укрупненный блок;
- Объединенный блок

Так как в нашем случае необходимо установить четыре генератора по 352 МВт каждый, следовательно, принимается схема с одиночными и укрупненными блоками (рисунок 4.1).

#### 4.1.1 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

##### 4.1.1.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенераторы СВ-1639/156-56 были выбраны в курсе «Гидромашины», основные параметры которого представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора СВ-1639/156-56

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	352
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	316,7
Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	15,75
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	6,48
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	107,1
Сверхпереходное сопротивление	$X''d$	о.е.	0,24
Вес ротора	$G_{рот}$	т	800
Исполнение	зонтичное		

## 4.2 Выбор повышающих трансформаторов

### 4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{n(P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{сн}})}{\cos \varphi_{\Gamma}}, \quad (4.1)$$

где  $\cos \varphi$  – номинальный коэффициент мощности генератора, о.е;  
 $P_{\text{сн}}$  – мощность собственных нужд ( $P_{\text{сн}} = 0,01 \cdot P_{\text{ном.Г}}$ ).

$$S_{\text{расч}} = \frac{1(316,7 - 316,7 \cdot 0,01)}{0,9} = 348 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-400000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-400000/500

$S_{\text{ном}},$ МВА	$U_{\text{н}},$ кВ		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{хх}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
400	525	15,75	13	790	315	0,45

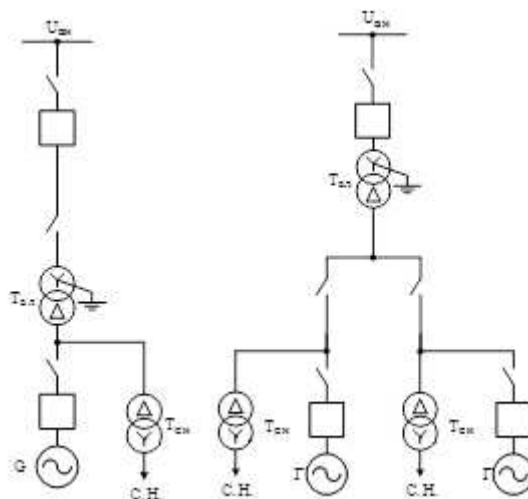


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

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

## 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{Г ном}} - P_{\text{сн}})}{\cos\varphi_{\text{Г}}}, \quad (4.2)$$

где  $\cos \varphi$  – номинальный коэффициент мощности генератора, о.е;  
 $P_{\text{сн}}$  – мощность собственных нужд ( $P_{\text{сн}} = 0,01 \cdot P_{\text{НОМ.Г}}$ ).

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(316,7 - 316,7 \cdot 0,01)}{0,9} = 627 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТЦ-630000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТЦ-630000/500

S <sub>НОМ</sub> , МВА	U <sub>Н</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
	U <sub>ВН</sub>	U <sub>НН</sub>				
630	525	15,75	14	1210	420	0,4

## 4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от S<sub>Г ном</sub>:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{Г ном}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}}, \quad (4.3)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{316,7}{0,9} = 3,52 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Согласно СТО, должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

По каталогу завода «Трансна» выбираются 3 трансформатора ТМН–4000/35. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТМН–4000/35

S <sub>НОМ</sub> , МВ·А	U <sub>Н</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %
	U <sub>ВН</sub>	U <sub>НН</sub>	
4	15,75	6,3	7,5

#### 4.2.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = n \cdot \frac{(P_{\text{ГН}} - 0,01 \cdot P_{\text{ГН}})}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = 4 \cdot \frac{(316,7 - 0,01 \cdot 316,7)}{0,9} = 1393 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.4)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 750 \text{ МВт}; \quad K = 1,0; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,85;$$

где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше  $K = 1$ , при напряжении 220 кВ –  $K = 1,2$ , при напряжении 110 кВ –  $K = 1,4$ .

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

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{\text{с}})} + 1 = \frac{1393}{(1,0 \cdot 750 / 0,85)} + 1 = 2,58. \quad (4.5)$$

Принимается число ВЛ 500 кВ равным  $n_{\text{л}} = 3$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1393}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,54 \text{ кА}. \quad (4.6)$$

Расчётный ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,54 = 0,56 \text{ кА}, \quad (4.7)$$

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

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

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=500$  кВ выбираем провод марки АС – 400/51.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 825$  А.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1393}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,80 \text{ кА}, \quad (4.8)$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}, \quad 825 \text{ А} > 800 \text{ А}$$

следовательно, условие по нагреву в послеаварийном режиме выполняется.

Параметры провода АС–400/51 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС–400/51

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
3	0,025	0,36	0,000362

### 4.3 Выбор схему РУ ВН

Для проектируемого гидроузла целесообразно применение комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) с использованием простой схемы соединений с наименьшим числом выключателей. Обоснованием является установленная мощность станции и климатические условия строительства ГЭС.

В соответствии с Технической политикой ОАО «РусГидро», «вновь сооружаемые и комплексно реконструируемые РУ 110 кВ и выше должны выполняться, как правило, КРУЭ внутри здания. В зонах холодного климата с минимальной температурой  $-50^{\circ}\text{C}$  и ниже, а также в зонах со снежным покровом более 1,5м применение КРУЭ обязательно».

Согласно п.17.2.11 СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования», оптимальным вариантом является две системы шин с тремя выключателями на две цепи (схема «3/2»).

#### 4.3.1 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.

##### 4.3.1.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,24 \cdot \frac{15,75^2}{352} = 0,17 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ.} \quad (4.10)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 525^2}{100 \cdot 400} = 89,58 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{500^2}{500} = 500,0 \text{ Ом.} \quad (4.12)$$

Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,36 \cdot 245 = 88,20 \text{ Ом.} \quad (4.13)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 525 = 525 \text{ кВ.} \quad (4.14)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,5}{525} = 0,03. \quad (4.15)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_G = \frac{x_{*G}}{T_{a,G} \cdot \omega} = \frac{0,24}{0,045 \cdot 314} = 0,02 \text{ Ом,} \quad (4.16)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{500}{0,035 \cdot 314} = 45,50 \text{ Ом,} \quad (4.17)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,025 \cdot 245 = 6,13 \text{ Ом,} \quad (4.18)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,79 \cdot 525^2}{400^2} = 1,36 \text{ Ом.} \quad (4.19)$$

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

На рисунке 4.2 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		16
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		16
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		16
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г4		16
5	<input type="checkbox"/>			у	5	ТР 1		16
6	<input type="checkbox"/>			у	6	ТР 2		16
7	<input type="checkbox"/>			у	7	ТР 3		16
8	<input type="checkbox"/>			у	8	ТР 4		16
9	<input type="checkbox"/>			у	9	КРУЭ 500		500
10	<input type="checkbox"/>			у	10	СИСТЕМА		500

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	1	5		Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	2	6		Г2 - ТР 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	3	7		Г3 - ТР 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	4	8		Г4 - ТР 4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	9	1	ТР 1 - КРУЭ 500	1,36	89,58					0,030
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	9	2	ТР 2 - КРУЭ 500	1,36	89,58					0,030
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9	3	ТР 3 - КРУЭ 500	1,36	89,58					0,030
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9	4	ТР 4 - КРУЭ 500	1,36	89,58					0,300
9	<input type="checkbox"/>		лЭП		В...	9	10	1	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	6,13	88,20					
10	<input type="checkbox"/>		лЭП		В...	9	10	2	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	6,13	88,20					
11	<input type="checkbox"/>		лЭП		В...	9	10	3	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	6,13	88,20					

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>		1	Г1	1	0,020	0,170	0,020	0,170	0,020	0,170	17,800
2			2	Г2	2	0,020	0,170	0,020	0,170	0,020	0,170	17,800
3			3	Г3	3	0,020	0,170	0,020	0,170	0,020	0,170	17,800
4			4	Г4	4	0,020	0,170	0,020	0,170	0,020	0,170	17,800
5			4	СИСТЕМА	8	45,500	500,000	45,500	500,000	45,500	500,000	525,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	$i_y$
1ф	9	17,73	27,58
3ф	9	11,83	18,40
3ф	1	60,17	93,60

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

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



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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} , \quad (4.20)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 13,58 = 14,26 \text{ кА.}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = \frac{352}{\sqrt{3} \cdot 525} = 0,47 \text{ кА.} \quad (4.21)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 500 кВ:

$$I_{раб.маx} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1393}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 525} = 0,54 \text{ кА.} \quad (4.22)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1393}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 525} = 0,56 \text{ кА.} \quad (4.23)$$

#### 4.5 Выбор генераторных выключателей и разъединителей

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.с} , \quad (4.24)$$

$$I_{НОМ} \geq I_{раб,маx} , \quad (4.25)$$

$$B_{к,норм} \geq B_{к,расч} . \quad (4.26)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–20/15000 УЗ и разъединитель РВРЗ–20/15000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20/15000 УЗ	Разъединитель РВРЗ-20/15000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 14260 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 15000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 15000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 60,17 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 125 \text{ кА}$
$I_{\text{у}} = 93,60 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 315 \text{ кА}$
		$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 60,17^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 325,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 315^2 \cdot 3 = 297675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 4.6 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТОЛ–20–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТОЛ-20-1 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТОЛ–20-1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{Г}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{Г.раб}} = 14,260 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 15000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 15,75 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 20 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

#### 4.7 Выбор параметров КРУЭ

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость. Расчетное значение сравнивается с параметром, данным в каталоге. В таблицах 4.11, 4.12, 4.13 представлены приборы для установки в цепях высшего напряжения.

Т155 марки АО ВО «Электроаппарат» – вакуумный выключатель с пружинным приводом, компании «Контакт». Параметры выключателя представлены в таблице 4.11:

Таблица 4.11 – Параметры выключателя

Расчётные данные
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 200 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 11,83 \text{ кА}$
$i_y = 18,4 \text{ кА}$
$V_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 11,83^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 5,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ серии Т155 с током включает в себя основное оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителем, трансформаторы тока и напряжения, ОПН. КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Параметры представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ-500 кВ.

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 290 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 11,58 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 18,01 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 164 \text{ кА}$
$V_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 11,58^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 5,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к,расч}} = I_{\text{т}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 63^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 158,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.13 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 500 кВ на отходящих линиях

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

Согласно ПУЭ, трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПН-П-500/220/10/500 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

## 5 Релейная защита и автоматика

### 5.1 Расчёт номинальных токов.

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

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{352}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 12903. \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{12903 \cdot 1}{14000/5} = 4,61 \text{ А}. \quad (5.2)$$

Трансформатор возбуждения выбирается исходя из параметров обмотки возбуждения. Мощность обмотки возбуждения равна:

$$S_{\text{возб}} = \sqrt{3} U_{\text{нн}} I_{\text{ном рот}} = \sqrt{3} \cdot 0,345 \cdot \frac{1450}{1,2255} = 400 \text{ кВА}. \quad (5.3)$$

Номинальный ток ротора на вторичной обмотке ТТ:

$$I_{\text{рот}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном рот}} U_{\text{нн}} K_{\text{сх}}}{1,2255 U_{\text{вн}} K_{\text{тт вн}}} = \frac{1450 \cdot 440 \cdot 1}{1,2255 \cdot 15,75 \cdot \frac{40}{5}} = 4,13 \text{ А}. \quad (5.4)$$

### 5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ГГ СВ-1639/156-56:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;

- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий
- Защита от длительной форсировки
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-400000/500-У1:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 500кВ;
- Контроль изоляции сети 15,75 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Основные защиты на линиях электропередач 500 кВ:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
  - Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
  - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
  - УРОВ 500кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500кВ).

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 15,75 кВ;
- МТЗ на стороне 6 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

### 5.3 Параметры защищаемого оборудования

Параметры защищаемого оборудования приведены в таблицах: 5.1, 5.2.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1639/156-56
Мощность номинальная	полная, МВА	352
	активная, МВт	317
Номинальное напряжение, кВ		15,75
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,9
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		100
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
Номинальный ток статора, А		12903
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1450
Индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.	синхронное $X_d$	1,1
	переходное $X'd$	0,35
	сверхпереходное $X''d$	0,24
Индуктивное сопротивление обратной последовательности $X_2$		0,19
Емкость обмотки статора, мкФ/фазу		1,1

Таблица 5.2- Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-400000/500-У1
Мощность номинальная, МВА	400000
Номинальное напряжение, кВ	525
Напряжение короткого замыкания, %	11
Группа соединений	Y <sub>n</sub> /Δ

Таблица 5.3- Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТМН-4000/35
Мощность номинальная, кВА	4000
Номинальное напряжение, кВ	ВН: 35;
Группа соединений	Y/D-11

## 5.4 Описание защит и расчет их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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:  $I_H = 12903 \text{ А}$ .

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 12903 = 645 \text{ А} , \quad (5.5)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 645 = 1290 \text{ А} , \quad (5.6)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{ср0} = 0,2 \cdot I_H = 0,2 \cdot 12903 = 2581 \text{ А} . \quad (5.7)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{МАКС} , \quad (5.8)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\Gamma}''}{X_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,1}{0,24} \cdot 12903 = 59140 \text{ А.} \quad (5.9)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 59140 = 5914 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.10)$$

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

$I_{\text{T}}$  – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_{\text{T}} > \frac{5914 \cdot 2}{59140} = 0,2.$$

Принимаем уставку  $K_{\text{T}} = 0,2$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,2} = 1. \quad (5.11)$$

Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,2} = 1. \quad (5.12)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания

$$I_{\text{отс}} = 2 \dots 12 I_{\text{Н}}.$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.



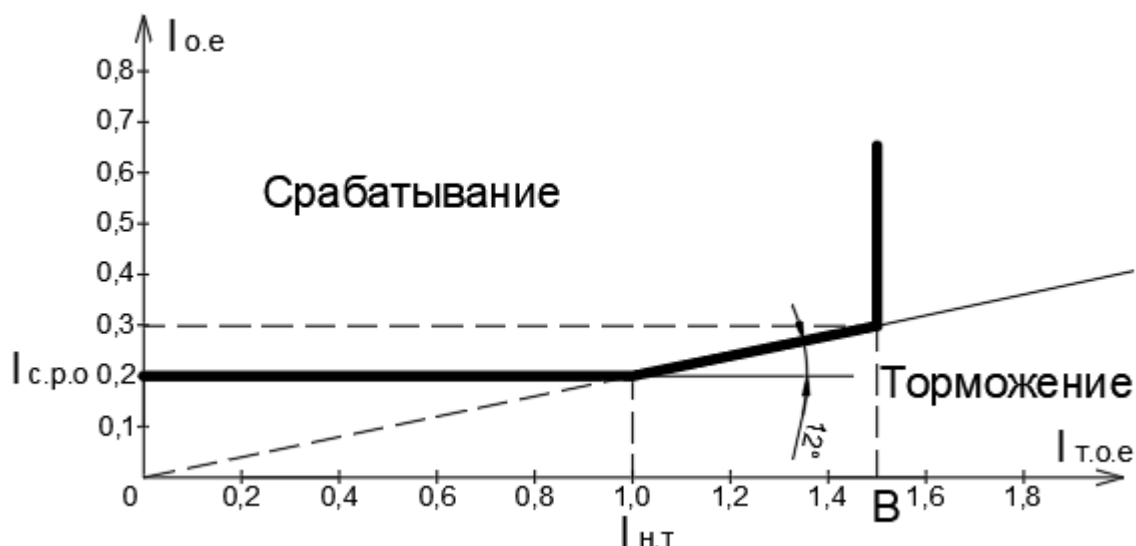


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.  $U_{03}$  включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

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

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения  $U_{0эл.ст.}$  представлена на рисунке 5.2

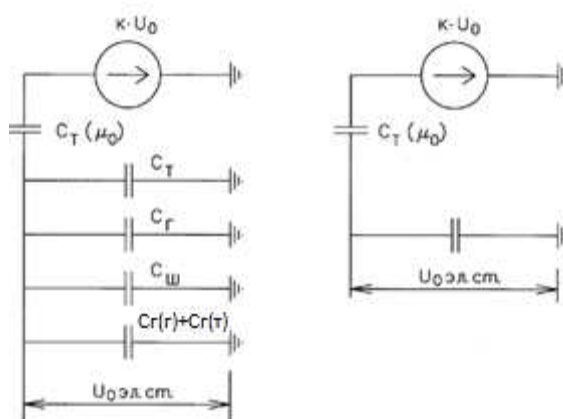


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_Г$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 1,1 мкФ/фазу

$C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_Ш$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{ВГ}$  – ёмкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны трансформатора блока. Принимаем равной 0,45 мкФ/фазу (по данным завода);

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} , \quad (5.13)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 1,1 + 0,008 + 0,45 = 1,57 \text{ мкФ/фазу},$$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_{\Sigma}}. \quad (5.14)$$

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

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

$C_T \cdot (\mu_0)$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,015 мкФ/фазу;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 96 \text{ кВ}. \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_c = U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 15,75 \cdot 314 \cdot 1,57 = 7,74 \text{ А.} \quad (5.16)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500кВ:

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 96000 \cdot \frac{0,015}{0,015+1,57} = 454 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 457}{\frac{15,75}{\frac{0,1}{3}}} = 1,53 \text{ В,} \quad (5.17)$$

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

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

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

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,3+2} = 0,3 \text{ о. е.} \quad (5.18)$$

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

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

### 5.4.3 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта  $U_2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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

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

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = I_2/I_H, \quad (5.21)$$

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:

$$t_{доп} = A/I_{*2}^2, \quad (5.22)$$

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).

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ .  $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18 \text{ А.} \quad (5.23)$$

Уставка равна:

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

где  $K_H = 1,2$  – коэффициент надежности

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.25)$$

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

$$t_{\text{доп}} = 16/0,15^2 \approx 720 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ИЮ}} = 16 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.27)$$

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

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	16	55	80	125	500	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий представлена на рисунке 5.3.

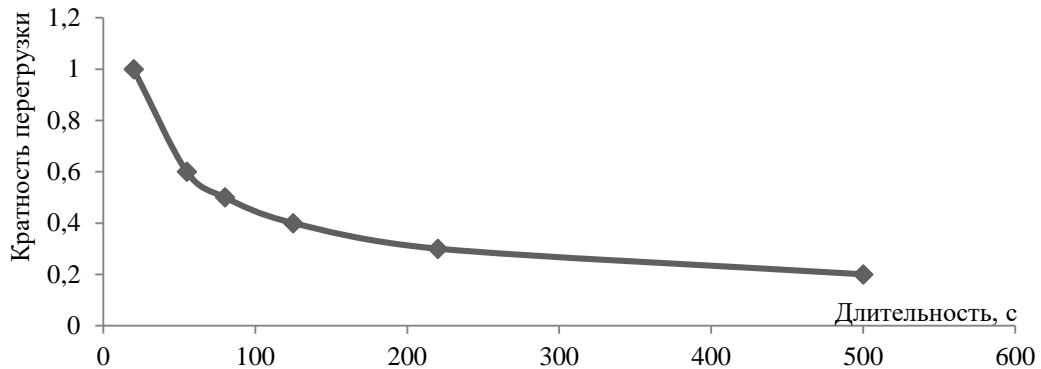


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{МИН}} = 16 \text{ с}$ ,  $t_{\text{МАКС}} = 500 \text{ с}$ .

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

4) Орган токовой отсечки ( $I_{20TC}$ )\_срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_{*2}$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{Ч}}}, \quad (5.28)$$

$$I_{2C.3.} = \frac{1}{K_{\text{Ч}}((X_2 + X_d'')\left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 + 2X_T)}, \quad (5.29)$$

$$I_{2C.3.} = \frac{1}{1,1 \cdot ((0,19+0,24) \cdot \left(\frac{525}{13,8}\right)^2 + 2 \cdot 0,13)} = 0,0021 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне НН:

$$I_{2C.3.}^{(2)} = 2I_{2C.3.} \cdot k_T = 2 \cdot 0,0021 \cdot \left(\frac{525}{13,8}\right) = 0,13 \text{ о. е.}, \quad (5.30)$$

где  $X_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$X_T$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах;

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

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}. \quad (5.31)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 500 кВ:

$$I_{2C.3.} = \frac{1}{K_{\text{ч}} \left( (X_2 + X_d'') \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 + 2X_T + 2X_{\text{Л}} \right)}, \quad (5.32)$$

$$I_{2C.3.} = \frac{1}{1,1 \cdot \left( (0,19+0,24) \left(\frac{525}{13,8}\right)^2 + 2 \cdot 0,13 + 0,03 \cdot \frac{400}{500^2} \right)} = 0,0021 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2C.3.}^* = 2I_{2C.3.} \cdot k_T = 2 \cdot 0,0021 \cdot \left(\frac{525}{13,8}\right) = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

Принимаем  $I_{2C.3.} = 0,35$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 I_H, \quad (5.34)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9,0$  с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 I_H. \quad (5.35)$$

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

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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 ( $I$ ) представлена на рисунке 5.4.

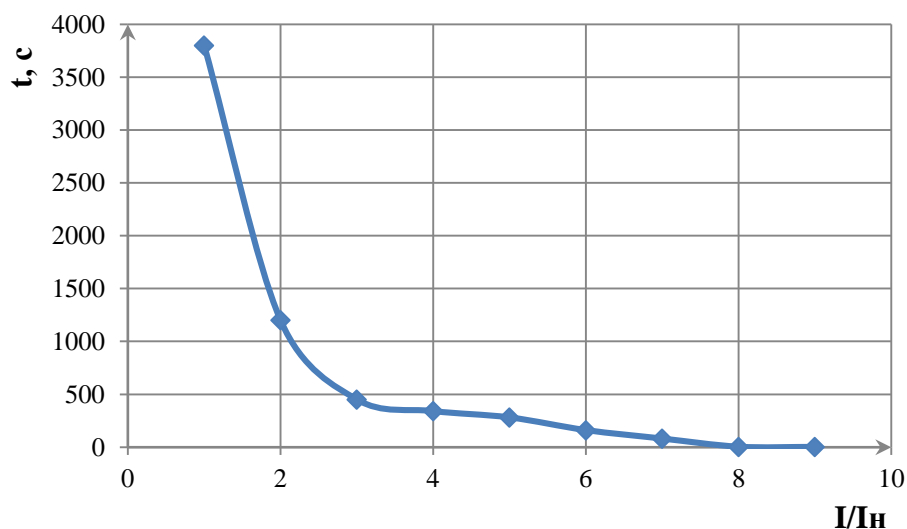


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I$ )

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



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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,22 I_{НОМ}. \quad (5.36)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В}. \quad (5.37)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.6 Дистанционная защита генератора

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.

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

$Z_1$ , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 81,25 + \frac{0,8}{3} \cdot 0,03 = 65,0 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{352000}{400000} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{352}{500^2} \cdot 0,03 = 0,09, \quad (5.39)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{15,75^2}{352} = 0,7. \quad (5.40)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 0,7 = 0,06 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

Уставка на реле равна:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{15,75^2}{352} = 0,7, \quad (5.42)$$

$$Z_{1C.P.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,06 \cdot \frac{\frac{14000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 1,15 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,15 \text{ Ом}$ .

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

Принимаем уставку  $50 \text{ Ом/сек}$ .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot 12903} = 0,7 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

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

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

$$I_\phi = \frac{2 \cdot k_\phi^{-0,95}}{X_d} = \frac{2 \cdot 2^{-0,95}}{1,1} = 2,77 \text{ о. е.}, \quad (5.45)$$

где  $k_\phi$  – коэффициент форсировки;

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

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\phi} \cdot Z_6 = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} \cdot 0,7 = 0,26 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\phi} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,77} = 0,34. \quad (5.47)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки  $\varphi_{\text{нагр.}\phi} \approx 70^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C.3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_H} = \frac{0,24}{1,05} = 0,23 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{CP II} = \frac{Z_{с.зII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,23 \cdot 14000 / 5}{15750 / 100} = 4,10 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,10 \text{ Ом}$ .

Так же необходимо вычислить значение  $Z_{НОМ}$  для построения характеристики срабатывания:

$$Z_{НОМ} = Z_{НАГР.ф} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,24 \cdot \frac{\frac{14000}{5}}{\frac{157500}{100}} = 12,53 \text{ Ом.} \quad (5.50)$$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{СМ1} = 0,14 \text{ Ом}$ ,  $Z_{СМII} = 0,49 \text{ Ом}$

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

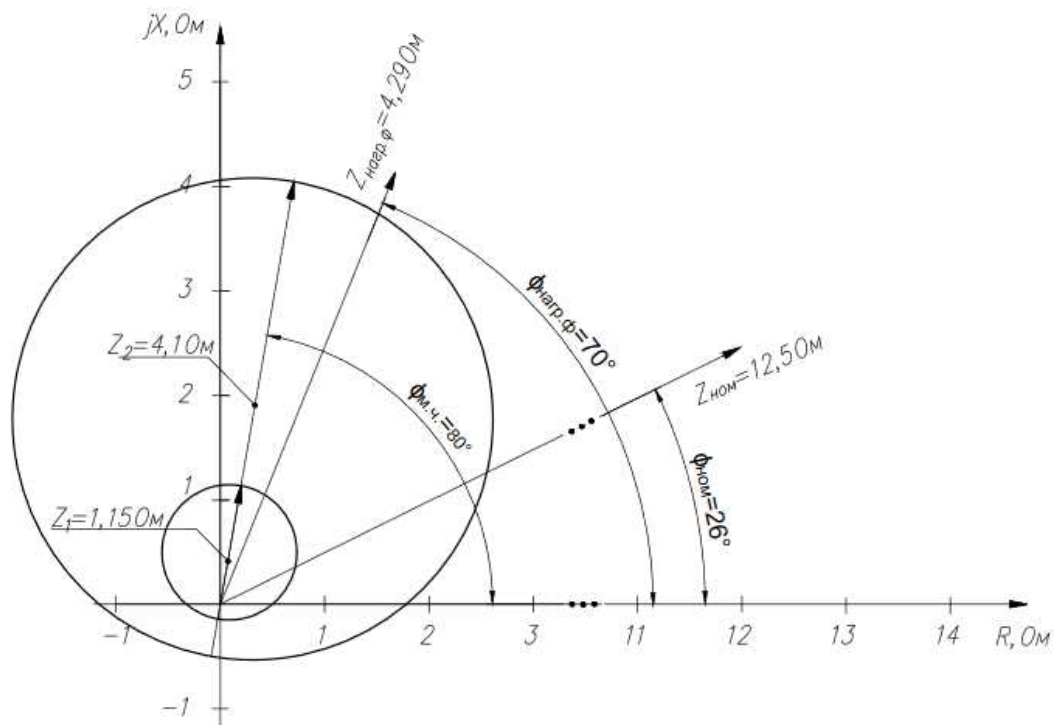


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.7 Защита ротора от перегрузки

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P.СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 1450}{0,98} = 1554 \text{ А.} \quad (5.51)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,1 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{1,1 \cdot 1450}{0,98} = 1628 \text{ А.} \quad (5.52)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Таблица 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/In	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

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

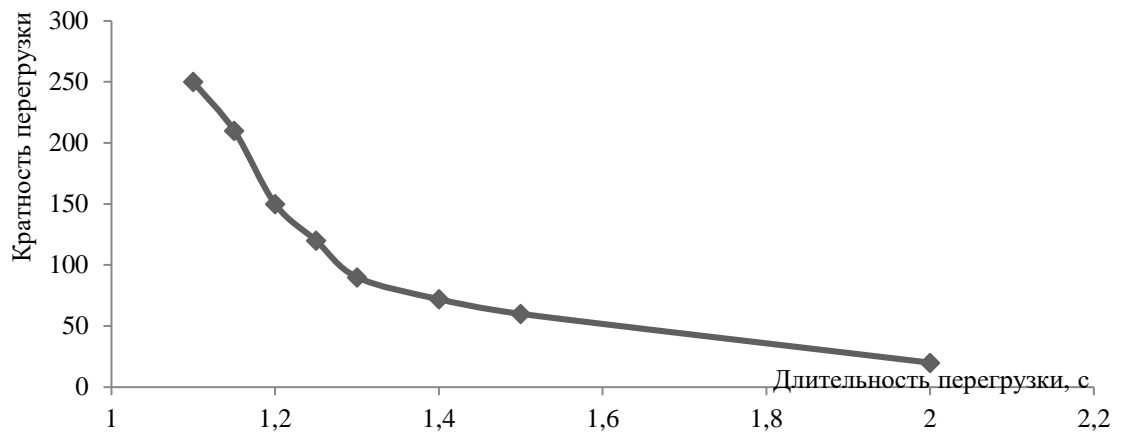


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.OTC.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{2,15 \cdot 1450}{0,98} = 3181 \text{ А.} \quad (5.53)$$

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

## 5.4.8 Матрица отключений

Матрица отключений представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Матрица отключений

Защита		Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Откл. В-500 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал
1		2	3	4	5	6	7	8
Наименование	Обозначение							
Диф. защита, продольн.	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_{0G}$	$t_1$						+
		$t_2$					+	
		$t_3$	+	+	+			
	$U_{03}$	t	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+				
		2 ступень $t_2$	+	+				

1	2	3	4	5	6	7	8	1	2
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$					+	
			$t_2$	+	+				
Защита от симм. к.з. и перегрузок	$I_1$	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$					+	
			$t_2$	+	+				
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступ.	$t_1$					+	
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступ.	$t_1$					+	
			$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО							+
		ИО		+	+				
		отсечка		+	+				

### 5.4.9 Таблица уставок

Уставки представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Уставки срабатывания защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
1	2	3	4	5	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,2 \cdot I_N$	0,92 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,2	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$1 \cdot I_N$	4,61 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_N$	6,91 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	$t$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В

1	2	3	4	5	
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2U_N$	120 В
		2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4U_N$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_N$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_N$	0,69 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,13 \cdot I_N$	0,60 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_N$	4,94 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_N$	5,08 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	5,64 А
			$U_{CP}$	-	69 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,09	1,15 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,33	4,09 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,43 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,12 \cdot I_{НОМ.P}$	4,64 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	9,06А

## **6 Компонровка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Определение типа плотины**

При компоновке гидроузла определено общее конструктивное решение и габариты сооружения.

Здание ГЭС выбрано приплотинного типа, так как максимальный напор гидротехнического сооружения равен 90,0 м, здание ГЭС размещается за плотиной в нижнем бьефе и не воспринимает напор.

В состав напорного фронта гидроузла входят бетонная водосбросная плотина, станционная плотина, правобережная и левобережная глухие плотины.

Высота плотины в первом приближении равна:

$$H_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 455 - 362 = 93 \text{ м} \quad (6.1)$$

Плотины высотой более 60 м и менее 100 м на скальном основании относятся ко II классу. Число постоянно проживающих жителей ниже створа, которые могут пострадать от аварии на ГТС, составляет более 1000, но менее 3000 человек, соответствует II классу. В зависимости от условий эксплуатации,  $N_{\text{уст}} = 1205 \text{ МВт}$ , что соответствует I классу. В итоге назначается I класс ГТС.

### **6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины**

Высота плотины в первом приближении равна:

$$H_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 455 - 362 = 93 \text{ м.} \quad (6.2)$$

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчетами.

На начальном этапе проектирования определяется отметка гребня водослива и ширина водосливного фронта. На последующих стадиях конструируется профиль водослива, устройства нижнего бьефа, подземная часть плотины ее быки и устои.

### **6.3 Определение отметки гребня плотины**

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находим по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + h_{\text{set}} + a, \quad (6.3)$$

где  $a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения (для I класса равна 0,8 м).



После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка, устанавливаем проектную отметку гребня плотины, как наибольшую из двух отметок.

Расчет выполняем в следующей последовательности:

1) Вычисляем безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 22000}{19^2} = 598, \quad (6.4)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{19} = 11152,4, \quad (6.5)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище ( $t = 6ч = 21600$  с).

2) По верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн), по значениям рассчитанным по формулам (6.4) и (6.5) определяем параметры, результаты которых приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчёта безразмерных комплексов

$\frac{gL}{v^2}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
598	0,038	2,45
$\frac{gt}{v}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
11152	0,073	3,9

Затем по меньшим полученным значениям вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{T} = \frac{2,45 \cdot V_w}{g} = \frac{2,45 \cdot 19}{9,81} = 4,75 \text{ с}, \quad (6.6)$$

$$\bar{h} = \frac{0,038 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,038 \cdot 19^2}{9,81} = 1,40 \text{ м}. \quad (6.7)$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,75^2}{2 \cdot 3,14} = 35,17 \text{ м}. \quad (6.8)$$

4. Проверяем условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ :

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{455 - 362}{2} = 46,5 \text{ м}, \quad (6.9)$$

$$46,5 > \frac{35,17}{2}.$$

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

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

где  $K_i$  – коэффициент.

$$h_{1\%} = 1,40 \cdot 2,1 = 2,94. \quad (6.11)$$

6. Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле:

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 28) \cdot 10^{-7} = 2,01 \cdot 10^{-6}, \quad (6.12)$$

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 L}{gd} \cos \alpha = 2,01 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{28^2 \cdot 4028}{9,81 \cdot 33,6} \cdot \cos 0^\circ = 0,8 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где  $V_w$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L$  – длина разгона волны;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра, принимаем равным 0;

$d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище.

$$\nabla \text{ГБП} = \nabla \text{НПУ} + h_{1\%} + h_{set} + a, \quad (6.14)$$

$$\nabla \text{ГБП} = 455 + 2,94 + 0,8 = 458,74 \text{ м}.$$

## 6.4 Гидравлические расчеты

### 6.4.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход воды для основного расчетного случая должен пропускаться при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:  $(n-1)$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n=4$ .

$$Q_p = Q_{\text{max.p}} - Q_{\text{ГЭС}} = 4814 - (4 - 1) \cdot 373 = 2171 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.15)$$

где  $Q_{\text{max.p}}$  – расчетный максимальный расход 0,1% обеспеченности.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{2171}{50,63} = 42,89 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где  $q_B$  – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_B = 1,25q_p = 1,25 \cdot 40,5 = 50,63 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.17)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5,0 \cdot 8,1 = 40,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.18)$$

где  $h_{НБ}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Z_{НБ} = f(Q_{НБ})$  при  $Q_{max.p} = 4814 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (для скальных – более 5,0 м/с).

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = n \cdot b = 12 \cdot 4 = 48 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где  $n$  – число пролетов;

$b$  – стандартная ширина пролета;

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского  $\delta_B = 0,16 \cdot b + (0,5 - 2) \text{ м} = 0,25 \cdot 12 + 1,08 = 3 \text{ м}$ . Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

$$B' = 48 + 9 = 57 \text{ м}. \quad (6.20)$$

#### 6.4.2 Определение отметки гребня водослива

Далее рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля. По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления  $-H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления  $-H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{2171}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,57 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода для формы профиля водослива типа В.

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.22)$$

$$H_{02} = \left( \frac{2171}{0,49 \cdot 0,943 \cdot 1,48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,87 \text{ м},$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления. Для незатопленного водослива  $\sigma_n = 1$ ;  
 $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

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

где  $b$  – ширина пролета;

$n$  – число пролётов;

$\xi = 0,7$  – коэффициент формы оголовка быка;

$\xi_0 = 0,3$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т.е. от расстояния, на которое бык выдвигается в сторону ВБ относительно напорной грани. Принимается:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{(12-1)0,3 + 0,7}{12} \cdot \frac{7,57}{4} = 0,943.$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,87 - \frac{1,1 \cdot 0,41^2}{2 \cdot 9,81} = 7,86 \text{ м}, \quad (6.24)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_b)}, \quad (6.25)$$

где  $\delta_b$  – толщина разрезного быка, определяется графически;

$B$  – ширина водосбросного фронта с учетом дополнительного пролета.

$$V_0 = \frac{2171}{(455 - 362)(48 + (4 - 1) \cdot 3)} = 0,41 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 455,0 - 8,0 = 447,0 \text{ м}, \quad (6.26)$$

где  $H_{\text{ст}}$  – стандартный напор.

### 6.4.3 Проверка водослива на пропуск поверочного расхода

Поверочный расход воды для основного расчетного случая  $Q_{\text{пов}}$  должен пропускаться при ФПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла

$$Q_{\text{пов}} = Q_{\text{max.пов}} - Q_{\text{ГЭС}} = 5166 - 3 \cdot 373 = 2523 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.27)$$

где  $Q_{\text{max.p}}$  – расчетный максимальный расход 0,01% обеспеченности.

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{2523}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,37 \text{ м}, \quad (6.28)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{пов}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.29)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{2523}{0,49 \cdot 0,937 \cdot 1,48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,70 \text{ м}.$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.30)$$

$$H_{\text{пов}} = 8,70 - \frac{1,1 \cdot 0,47^2}{2 \cdot 9,81} = 8,69 \text{ м},$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_{\text{пов}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_6)}, \quad (6.31)$$

$$V_0 = \frac{2523}{(455 - 362)(48 + (4-1) \cdot 3)} = 0,47 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla\text{ФПУ} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 447 + 8,69 = 455,69. \quad (6.32)$$

$\nabla\text{ФПУ} > \nabla\text{ФПУ}_p$ , пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода  $Q_{\text{пов}} = 5166 \text{ м}^3/\text{с}$ .

#### 6.4.4 Построение практического профиля водослива

Рассчитаем координаты оголовка водослива типа В. Для получения действительных координат кривой необходимы отношения  $(x/H_{\text{пр}})$  и  $(y/H_{\text{пр}})$  умножить на  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$ . Профиль оголовка представлен на рисунке 6.1.

$$p_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{носка} = 447 - 372 = 75 \text{ м}, \quad (6.33)$$

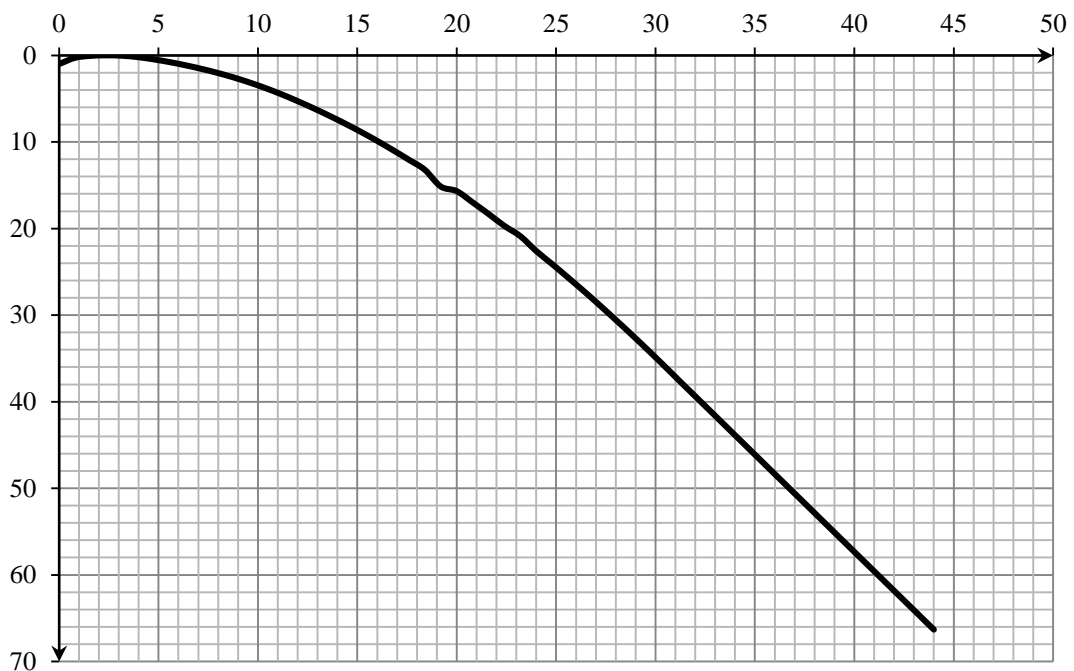


Рисунок 6.1 – Координаты оголовка водослива типа В

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусом  $R$ . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины  $p_B$  и напора на водосливе  $H_{ст} = 12$  м.

$$R = 0,3 \cdot (p_B + H) = 0,3 \cdot (75 + 12) = 26,1 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где  $p_B$  – высота водосливной плотины, определяется по формуле:

#### 6.4.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Устанавливаю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С, которое представлено на рисунке 6.2. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

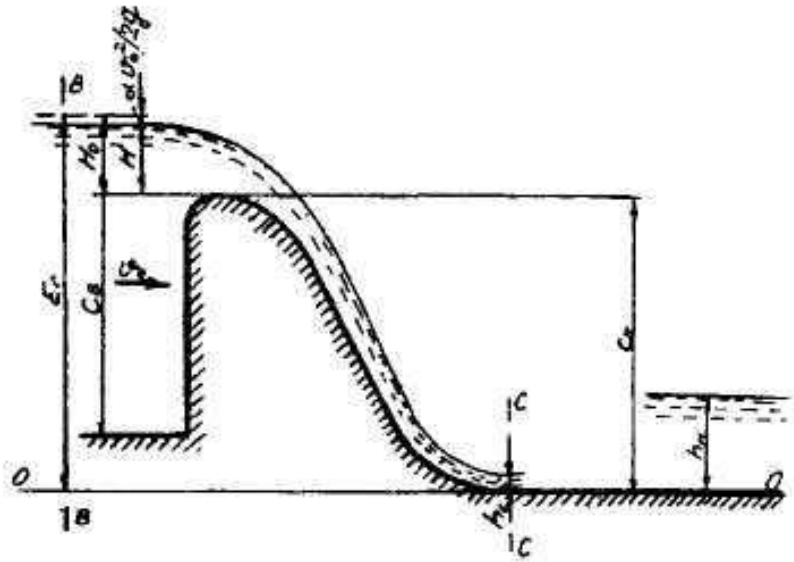


Рисунок 6.2 – Оголовок и сжатое сечение

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_6)^2 g}}, \quad (6.35)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2171^2}{(48+(4-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 5,46 \text{ м,}$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, принимаем равным 1,1.

Вычисляется полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 455 - 362 = 93 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Вычисляется отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{93}{5,46} = 17,03. \quad (6.37)$$

Далее определяем значение коэффициента скорости. Он равен 0,9 для большой водосливной грани. По графику М.Д. Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяем коэффициенты:

$$\xi'_c = 0,21 \text{ и } \xi''_c = 3,1.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi'_c h_{кр} = 0,21 \cdot 5,46 = 1,15 \text{ м,} \quad (6.38)$$

$$h''_c = \xi''_c h_{кр} = 3,1 \cdot 5,46 = 16,92 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Глубина в НБ при  $Q_{осн}=4814$  (м<sup>3</sup>/с),  $h_{НБ} = 8,1$  м, следовательно, прыжок отогнанный ( $h_c'' > h_{НБ}$ ).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании (диорит трещиноватый) высотой более 40 м (высота плотины 93 м) гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

#### 6.4.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечить отброс струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других сооружений.

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.40)$$

где  $k_a$  – коэффициент аэрации потока, при числе Фруда больше 35  $Fr \geq 35$ , принимается равным  $k_a = 1$ ;

$\alpha = 30^\circ$  – угол схода струи с трамплина;

$\varphi$  – коэффициент скорости потока, равный 0,9;

$z_0$  – определяется по формуле (6.5);

$z_1$  – определяется по формуле (6.5).

$$z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{max}} = 455 - 362 = 93 \text{ м}, \quad (6.41)$$

$$z_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{носка} = 445,0 - 372,0 = 83,0 \text{ м}, \quad (6.42)$$

$$L = 1 \cdot 83 \cdot 0,9^2 \sin(2 \cdot 30^\circ) \cdot \left( \sqrt{1 + \left( \frac{93}{83} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} + 1 \right) = 118,8 \text{ м}.$$

Коэффициент аэрации потока  $k_a$  можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{gh_H}, \quad (6.43)$$

где  $v_H$  – скорость потока на носке, определяемая по формуле (6.8);

$h_H$  – высота потока на носке, определяемая по формуле (6.8);



$$v_H = \varphi \sqrt{2gz_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 83} = 36,32 \text{ м/с}, \quad (6.44)$$

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{38,10}{36,32} = 1,05 \text{ м}, \quad (6.45)$$

$$Fr = \frac{36,32^2}{9,81 \cdot 1,05} = 128,19.$$

Удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B + (n - 1) \cdot \delta_B} = \frac{2171}{42 + (4 - 1) \cdot 3} = 42,5 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.46)$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет:

$$L > (0,5 \div 0,6)Z_0, \quad (6.47)$$

$$118,8 > 46,5.$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от сооружения.

Глубина ямы размыва вычисляется по формуле:

$$h_{\text{разм}} = t - h_{\text{НБ}} = 32,34 - 8,1 = 24,24 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина потока в нижнем бьефе, определяется по формуле:

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{дна}} = 370,1 - 362,0 = 8,1 \text{ м}, \quad (6.49)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H, \quad (6.50)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{128,19}) \cdot \sqrt{128,19} \cdot \sqrt[4]{\frac{8,1}{1}} \cdot 1,05 = 32,34 \text{ м},$$

где  $d$  – средняя крупность частиц в скале, в предварительных расчётах принимаем равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяем по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1} = 118,8 + \frac{32,34}{0,38} = 204,0 \text{ м}, \quad (6.51)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2g(0,5h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.52)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,05 \cdot \cos 30^\circ + 10,0 - 8,1)}{36,32^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,38,$$

где  $a$  – высота уступа над дном, определяется по формуле:

$$a = \nabla_{\text{носка}} - \nabla_{\text{дна}} = 372 - 362 = 10 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размытого русла равна:

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{разм}} = 2,5 \cdot 5,46 + 3,7 \cdot 24,24 = 103,3 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Заложение верхового и низового откоса ямы размыва принимаем равными  $m_1 = 2,2$  и  $m_2 = 1,5$ .

#### **6.4.7 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы**

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{\text{р.в.}} = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}}}{t_{\text{сраб}}} + Q_{\text{пр}} = \frac{13930000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 628 = 1523,70 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.55)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}, \quad (6.56)$$

где  $Q$  – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{\text{во}}$  – напор над центром входного отверстия;

$\omega_{\text{во}}$  – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное четырем. Тогда расход через одно водопропускное отверстие

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{р.в.}}}{4} = 380,93 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.57)$$

Для того, чтобы определить  $H_{BO}$  нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска.

Предварительно принимаем высоту отверстия  $h=4,0$  м, тогда нижняя отметка донного отверстия 365,5 м. отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla_{ЦВО} = 365,5 + \frac{h}{2} = 367,5 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Напор над центром выходного отверстия

$$H_{BO} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ЦВО} = 455,0 - 367,5 = 87,5 \text{ м.} \quad (6.59)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{BO} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{BO}}} = \frac{380,93}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 87,5}} = 11,49 \text{ м}^2. \quad (6.60)$$

Так как высота отверстия 4 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{BO}}{h} = \frac{11,49}{4} = 2,87 \text{ м}^2. \quad (6.61)$$

Округлим до 3 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{BO} = b \cdot h = 4 \cdot 3 = 12 \text{ м}^2. \quad (6.62)$$

Исходя из расчета получаем 4 водосбросных отверстия  $h=4$  м,  $b=3$  м.

Между двумя отверстиями примем расстояние 3 м и по краям 2 м. тогда ширина секции с двумя донными водовыпусками составляет  $B=15$  м, итого две секции по 15 метров в свету.

## 6.5 Конструирование плотины

### 6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Высота плотины с учетом выемки слабонесущих грунтов:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 455 - 359 = 96 \text{ м,} \quad (6.63)$$

где  $\nabla_{под}$  – отметка подошвы, заглублённая под отметку дна с учётом толщины грунта с низкой несущей способностью.

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - h_{ск} = 362 - 3 = 359 \text{ м,} \quad (6.64)$$

где  $h_{ск}$  – толщина вынимаемого слабонесущего скального грунта 3 м;

Ширина подошвы:

$$B = h \cdot m = 96 \cdot 0,7 = 67 \text{ м.} \quad (6.65)$$

### 6.5.2 Разрезка бетонных плотин швами

При проектировании бетонной плотины на скальном основании следует предусмотреть её разрезку поперечными межсекционными швами и продольными межстолбчатыми швами.

Разрезка плотины межсекционными швами выполняется по быкам. Расстояние между секционными швами выбирается равным ширине секции на водосливной плотине:

$$l_c = b + \delta_6 = 12 + 3 = 15 \text{ м.} \quad (6.66)$$

### 6.5.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 3 м. Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

### 6.5.4 Устои

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

### 6.5.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 15 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 4 м, высотой – 3,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,0 м, высотой – 2,5 м.

### 6.5.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины предусматривается вертикальный дренаж с выходом в продольные галереи. Диаметр скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен – 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа должно удовлетворять условию:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{\text{кр},m}}, \quad (6.67)$$

где  $H_d$  – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равен 1,25;

$I_{\text{кр},m}$  – критический средний градиент напора, для бетонной плотины примерно равен 25.

Напор над расчётным сечением:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{гал}} = 455,0 - 362,0 = 93,0 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до верховой грани продольной галереи:

$$a_{\text{др}} = \frac{93,0 \cdot 1,25}{25} = 4,65 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Принимаем  $a_{\text{др}} = 4,65$  м. Для галерей, расположенных выше, расстояние до напорной грани назначается также 4,65 м.

## 6.6 Основные элементы подземного контура плотины

### 6.6.1 Противофильтрационные завесы

На скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 3.4.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 67 = 6,7 \text{ м,} \quad (6.70)$$

где  $B$  - ширина подошвы плотины.

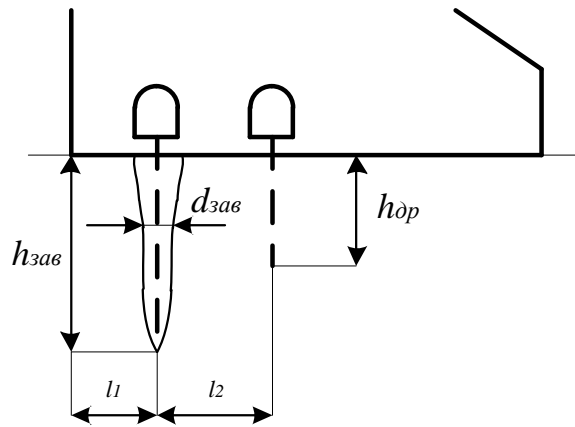


Рисунок 6.3 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно,  $l_2 = 5$  м.

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 90,6 \approx 51,2 \text{ м.} \quad (6.71)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (6.72)$$

где  $\Delta H = (НПУ - УНБвхк) \cdot 0,6 = (455 - 364,4) \cdot 0,6 = 54,36$  м – потерь напора на цементационной завесе;

$J_{кр} = 15$  критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,25$  коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

$$\delta_{зав} = 54,36 \cdot 1,25 / 15 = 4,5 \text{ м} - 2 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 51,2 \approx 25,6 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

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

Потери напора для плотин с цементационной завесой  $H_{ас}/H_d=0,4H$ , а для дренажа  $H_{др}/H_d=0,20H$

## 6.6.2 Дренажные устройства в основании скальных грунтов

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Напор на дренаже равен:

$$H_{др} = 0,20H_{max} = 0,20 \cdot 90,6 = 18,12 \text{ м.} \quad (6.74)$$

Глубина скважин принимаем равной:

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

$$h_{др} = 0,5 \cdot 51,2 = 25,6 \text{ м.}$$

## 6.7 Основные нагрузки, действующие на водосливную плотину

Для расчета устойчивости и прочности плотины рассчитаем основные нагрузки, действующие на неё: вес водосливной плотины, вес бычка, вес технологического оборудования (вес затвора и подъемного механизма), гидростатическое давление с ВБ и НБ, давление наносов, фильтрационные и взвешивающее давление. Результаты расчета сведем в табличную форму.

### 6.7.1 Вес водосливной плотины

Нагрузки определяем на 1 погонный метр длины плотины. Для этого вычерчиваем профиль плотины, площадь профиля плотины, центр тяжести и плечо силы определяем с помощью AutoCAD .

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} b g \rho_B}{b + \delta_B} , \quad (6.76)$$

где  $S_{пл}$  – площадь поперечного сечения плотины с учётом продольных галерей;

$b$  – ширина пролёта;

$\delta_B$  – толщина быка;

$\rho_B$  – плотность бетона.

$$G_{пл} = \frac{3516,4 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12+3} = 66232,1 \text{ кН.}$$

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_B = \frac{S_B g \delta_B \rho_B}{b + \delta_B} , \quad (6.77)$$

где  $S_B$  - это площадь поперечного сечения быка с учётом продольных галерей.

$$G_B = \frac{3978,6 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12+3} = 18734,4 \text{ кН.}$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055f\sqrt{fg} \approx 0,055 \cdot 114 \cdot \sqrt{114} \cdot 9,81 = 656,73 \text{ кН,} \quad (6.78)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5)b = (456,0 - 447,0 + 0,5) \cdot 12 = 114 \text{ м}^2, \quad (6.79)$$

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{656,73}{12+3} = 43,78 \text{ кН.} \quad (6.80)$$

### 6.7.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 96^2}{2} = 45204,48 \text{ кН,} \quad (6.81)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 455 - 359 = 96 \text{ м.}$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 5,4^2}{2} = 143,03 \text{ кН,} \quad (6.82)$$

где  $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{мин}} - \nabla\text{под} = 364,4 - 359 = 5,4 \text{ м.}$

### 6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \rho_w g = 979,6 \cdot 1 \cdot 9,81 = 9609,88 \text{ кН.} \quad (6.83)$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

### 6.7.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Фильтрационное давление, действующее на подошву:



$$W_{\phi} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 361,8 = 3549,26 \text{ кН.} \quad (6.84)$$

### 6.7.5 Давление грунта

Грунт, оказывающий давление на основание плотины с верхнего и нижнего бьефа, состоит из слоя скального грунта – диорита, толщиной 3 м. Также со стороны верхнего бьефа на напорную грань будут оказывать давление наносы, представляющие собой слой взвешенного в воде суглинка, принесённого с верховьев реки.

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 8 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 39,20 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.85)$$

где  $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_H$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$$h_H = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 370,0 - 362,0 = 8,0 \text{ м}, \quad (6.86)$$

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{8 \cdot 39,20}{2} = 156,80. \quad (6.87)$$

### 6.7.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.88)$$

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

$\bar{\lambda}$  – средняя длина волны.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 2,94 \cdot \left( \frac{35,17}{3,14} + \frac{0,77}{2} \right) = 167,09 \text{ кН,}$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,94^2}{35,17} = 0,77 \text{ м.} \quad (6.89)$$

Линия действия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже  $\nabla\text{НПУ}$  на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{35,17}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,94 = 4,5 \text{ м.} \quad (6.90)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше  $1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 2,94 = 3,2$  м над  $\nabla\text{НПУ}$ , а другая ниже  $\nabla\text{НПУ}$  на  $8h_{1\%} = 8 \cdot 2,94 = 23,5$  м.

Плечо силы волнового давления  $w_{\text{волн}}$  равно расстоянию от центра тяжести эпюры до середины подошвы,  $w_{\text{волн}} = \nabla\text{НПУ} - y_c - \nabla\text{под} = 455 - 4,5 - 359 = 91,5$  м.

## 6.8 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). В результате расчёта определяются напряжения на гранях плотины, которые сравниваются с критериями прочности.

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы. В расчёте плотины сжимающие напряжения со знаком «−», растягивающие – со знаком «+», изгибающий момент относительно середины расчётного сечения, действующий на тело плотины по часовой стрелке принимается со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «−». В таблице 6.2 приведены действующие на плотину нагрузки.

Таблица 6.2 – Нагрузки и воздействия на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	45204,48	32,00	1446543,36
Тн	1,00	←	143,03	-1,80	-257,45
Gб	0,95	↓	17797,71	-15,32	-272660,92
Gпл	0,95	↓	62920,49	-12,85	-808528,33
Wвзв	1,00	↑	3549,26	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	9609,88	18,54	178167,10
Qз	0,9	↓	39,40	-30,40	-1197,88
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	167,09	91,50	15288,67
$E_n$	1,20	→	188,16	5,67	1066,24
F		← →	45416,70		
N		↓↑	67598,47		
M		Σ	558420,79		

Расчёт краевых напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий в горизонтальном сечении плотины на отметке подошвы (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \sum M}{B^2}, \quad (6.91)$$

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

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

$B$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{67598,47}{67,0} + \frac{6 \cdot 558420,79}{67,0^2} = -262 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.92)$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 455 - 359 = 96 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$ . Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальная, то  $m_u = 0$ .

$$\sigma_x^u = -9,81 \cdot 96,0 = -941,76 \text{ кПа.}$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.93)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.94)$$

$$\sigma_1^u = -262 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 96 \cdot 0 = -262 \text{ кПа.}$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.95)$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 96 = -941,76 \text{ кПа.}$$

Низовая грань:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}, \quad (6.96)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{67598,47}{67,0} - \frac{6 \cdot 558420,79}{67,0^2} = -1755 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.97)$$

$$\sigma_x^t = -1755 \cdot 0,75^2 - 9,81 \cdot 5,4 \cdot (1 - 0,75^2) = -1010 \text{ кН/м}^2,$$

где  $m_t = \tan \alpha_2 = 0,75$  – заложение низовой грани в расчётном сечении;

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 364,4 - 359 = 5,4 \text{ м}$  - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.98)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 5,4 + (-1755)) \cdot 0,75 = 1276 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.99)$$

$$\sigma_3^t = -1755 \cdot (1 + 0,75^2) + 9,81 \cdot 5,4 \cdot 0,75^2 = -2712 \text{ кПа},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.100)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 5,4 = -52 \text{ кПа.}$$

В приведенных формулах изгибающий момент относительно середины расчетного сечения по часовой стрелке принят со знаком «+», против часовой стрелки со знаком «-», нормальные растягивающие силы и напряжения приняты со знаком «+», сжимающие со знаком «-».

## 6.9 Критерии прочности

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1) Во всех точках плотин

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.101)$$

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b,$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации,  $\gamma_{lc} = 1,0$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы,  $\gamma_{cd} = 0,9$ .

$R_b = 7,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10. Выполним проверку бетона по прочности на сжатие:

$$1,20 \cdot 1,00 \cdot |-2712| \leq 0,9 \cdot 7500,$$

$$3391 < 7500.$$

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.102)$$

$$-262 \text{ кПа} < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.103)$$

$$262 \geq 240 \text{ кПа}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности и надежности.

## 6.10 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.104)$$

$$R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.105)$$

где  $\tan \varphi = 0,6$  – коэффициент внутреннего трения для скалы основания;

$c = 65 \text{ кН/м}^2$  – сцепление скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 67 \text{ м}^2$  – проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 П.М.;

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{вол}} + E_{\text{н}} + E_{\text{ав}}, \quad (6.106)$$

$$F = 45204 - 143 + 167 + 188 + 188 = 45416 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

$$R = (17797 + 62920 - 3549 - 9609 + 39) \cdot 0,6 + 65 \cdot 67 = 64128 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Условие на сдвиг:

$$\frac{64128 \cdot 0,95}{45416 \cdot 1,0} = 1,25.$$

$1,34 \geq 1,25$  – условие выполняется.

Анализируя расчетные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ростовской ГЭС. Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Основным принципом политики в области охраны труда является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников ГЭС по отношению к результатам производственной деятельности.

Для решения задач по обеспечению безопасных условий труда на ГЭС необходимо создать структурные подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля:

- организует работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организует и координирует природоохранную деятельность.

Для всех инженерно-технических работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции, для рабочих – инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

В соответствии с требованиями «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н»:

Работники, занятые на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (в том числе на подземных работах), а также на работах, связанных с движением транспорта, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал, кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве, должен быть обучен приемам освобождения

пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

Работники, относящиеся к электротехническому персоналу, а также электротехнологический персонал должны пройти проверку знаний Правил и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по устройству электроустановок, по технической эксплуатации электроустановок, а также применения защитных средств) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Стажировка, дублирование проводятся под контролем опытного работника, назначенного организационно-распорядительным документом.

Допуск к самостоятельной работе должен быть оформлен ОРД организации или обособленного подразделения.

Работник, в случае, если он не имеет права принять меры по устранению нарушений требований Правил, представляющих опасность для людей, неисправностей электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты, обязан сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

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

Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в зависимости от выполнения работ и обязан пользоваться ими во время работы.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов, а также нормативно – технической документации:

- Федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;

- Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации»;

- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н;

- Правила устройства электроустановок;

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации утвержденных приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. №229.

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- по наряду – допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания,



определенных нарядами, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ в месте проведения работ по-другому наряду должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд (ответственным руководителем или производителем работ).

Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, а также ремонт ВЛ независимо от напряжения должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ, утвержденным руководителем организации.

Работникам следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работников.

## **7.2 Противопожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности устанавливаются в соответствии с:

- Правилами противопожарного режима в российской федерации утверждены постановлением правительства Российской Федерации от 25.05.2012 №390;

- Федеральный закон от 21.12.1994г. №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;

- Федеральный закон от 22.06.2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*).

В соответствии с требованием вышеуказанных правил руководитель организации назначает лицо, ответственное за пожарную безопасность, которое обеспечивает соблюдение требований пожарной безопасности на ГЭС.

На проектируемой ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

– обучение мерам пожарной безопасности путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума;

– разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

– установление противопожарного режима, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;

– назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

– сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

– обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

– обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

– организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся первичных средств пожаротушения.

В обязанности оперативного персонала должны входить следующие действия по обеспечению пожарной безопасности ГЭС: при возникновении пожара, вызвать пожарную охрану, оповестить персонал ГЭС о возникновении пожара и необходимости эвакуации, доложить руководству о возникновении пожара, произвести необходимые отключения и заземления оборудования в зоне пожара, приготовить средства защиты для пожарных подразделений, организовать встречу пожарных подразделений и сопроводить к очагу возгорания, выдать средства защиты, провести инструктаж, выдать письменный допуск для тушения пожара, допустить пожарные подразделения к тушению пожара, остаться в качестве наблюдающего, а также для инструктирования пожарных. После ликвидации пожара: восстановление нормального режима работы оборудования.

Каждый работающий на ГЭС обязан четко знать и соблюдать установленные правила и инструкции пожарной безопасности, выполнять все противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях и сооружениях ГЭС. При возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к

ликвидации пожара имеющимися первичными средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство.

### **7.2.1 Пожаротушение гидрогенераторов**

Пожаротушение обмоток гидрогенераторов производится распыленной водой из специальных устройств (перфорированных колец), смонтированных внутри агрегата. На генераторах устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Включение системы пожаротушения производится дистанционно кнопкой, расположенной в легко доступном месте. Включение устройств пожаротушения гидрогенераторов заблокировано и производится только после отключения гидрогенератора (отключение всех выключателей гидрогенератора и гашения поля ротора) с одновременной подачей импульса на останов агрегата. Отключение систем пожаротушения производится автоматически с выдержкой времени. При ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

### **7.2.2 Пожаротушение силовых трансформаторов**

Пожарная опасность главных трансформаторов обусловлена наличием в них большого количества трансформаторного масла. Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. От магистрального кольцевого водопровода предусматриваются ответвления, на которых устанавливаются задвижки с электроприводом. Задвижки на сухотрубах всегда закрыты. Открытие задвижек происходит от дифференциальной и газовой защит трансформатора. По периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренажные оросители. Кроме автоматического пуска средств пожаротушения предусматривается дистанционный пуск с помощью кнопки с ЦПУ при

одновременном автоматическом отключении трансформатора, а также ручным пуском у места установки. На трансформаторах также может предусматриваться система предотвращения взрывов и пожаров SERGI. В качестве необходимого мероприятия по локализации пожара трансформатора предусматривается быстрый отвод от трансформатора полного объема масла и воды пожаротушения в маслосоводотводитель, расположенный на пирсе.

### **7.2.3 Пожаротушение кабельных сооружений**

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Для тушения пожара предусматриваются стационарные установки дренчерного типа. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Предусматривается также дистанционное открытие задвижек с ЦПУ. Пожаротушение предусматривается и от пожарных кранов.

### **7.2.4 Пожаротушение стационарного маслослужения**

Основным средством для тушения пожара, возникающего в помещениях маслоскладов, помещений регенерации масла и трансформаторных мастерских, является герметизация этих помещений с прекращением притока в них свежего воздуха. Все помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией, и при срабатывании извещателей автоматически отключается вентиляция и подается сигнал о пожаре на ЦПУ. Управление задвижкой слива предусматривается дистанционным с дублирующим ручным приводом, выведенным в безопасное место. Очистка емкости аварийного слива производится с помощью стационарного насоса. Пожаротушение предусматривается от пожарных кранов.

## **7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве ГЭС выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Алдан в нижнем бьефе Амедиченской ГЭС;
4. формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СПот 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

## 7.4 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются, в соответствии с которыми:

1. разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период, а именно организационные:

1. Разработка и утверждение проектов нормативов предельнодопустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

2. Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

3. Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
4. Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
5. Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
6. Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
7. Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
8. Организация и проведение производственного экологического контроля  
Санитарно-технические.
  1. Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
  2. Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
  3. Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
  4. Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
  5. Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
  6. Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
  7. Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
  8. Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
  9. Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
  10. Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

### **7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов,

связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. регулирование водным режимом водотока;
2. очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта; Выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;



## 8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

Целью расчета является анализ и расчет экономических показателей, оценка экономической эффективности строительства Амедиченской ГЭС.

Задачи расчета:

- рассчитать расходы на производство электроэнергии;
- оценить объемы продаж электроэнергии и мощности;
- рассчитать динамику прибыли по проекту;
- оценить коммерческую и бюджетную эффективность проекта.

### 8.1 Оценка объёмов 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				
		2020	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	1205	1205	1205	1205	1205
Число часов использования установленной мощности	Часы	7100	7100	7100	7100	7100
Выработка электроэнергии	МВт*ч	8555500	8555500	8555500	8555500	8555500
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	85555	85555	85555	85555	85555
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	8469945	8469945	8469945	8469945	8469945
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1007	1042	1077	1110	1143
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	852,92	882,56	912,21	940,16	968,11

Вывод: за счет роста тарифов, увеличивается выручка от реализации электроэнергии.

### 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 ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	31,8
Прочие	165,3	49,3
Итого по ГЭС	273	81,27

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

Этап проекта	Величина, %
1-5	0,020
6-15	0,027
16-25	0.035
свыше 25	0,040

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»	135,38тыс.руб/МВт	163,1
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/МВт*ч	93,8
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/МВт*ч	27,2
Итого		284,1

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Алдан 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				
	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6
Амортизационные отчисления, млн.руб.	635,1	714,9	716,3	716,4	716,4
Расходы на страхование, млн.руб.	476	511,8	497,6	47,5	461,5
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	53,3	81,2	81,2	81,2	81,2
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	45,3	51,5	63,9	61,6	59,3
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	36,15	55,08	55,08	55,08	55,08
Налог на воду, млн.руб.	41,06	73,40	73,40	73,4	73,4
Итого, млн.руб.	1 279	1 488	1 487	1 467	1 447

Вывод: затраты по гидроузлу к 2027 году несколько снизятся и достигнут 1,4 млрд. Наибольшие затраты приходятся на амортизационные отчисления. Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

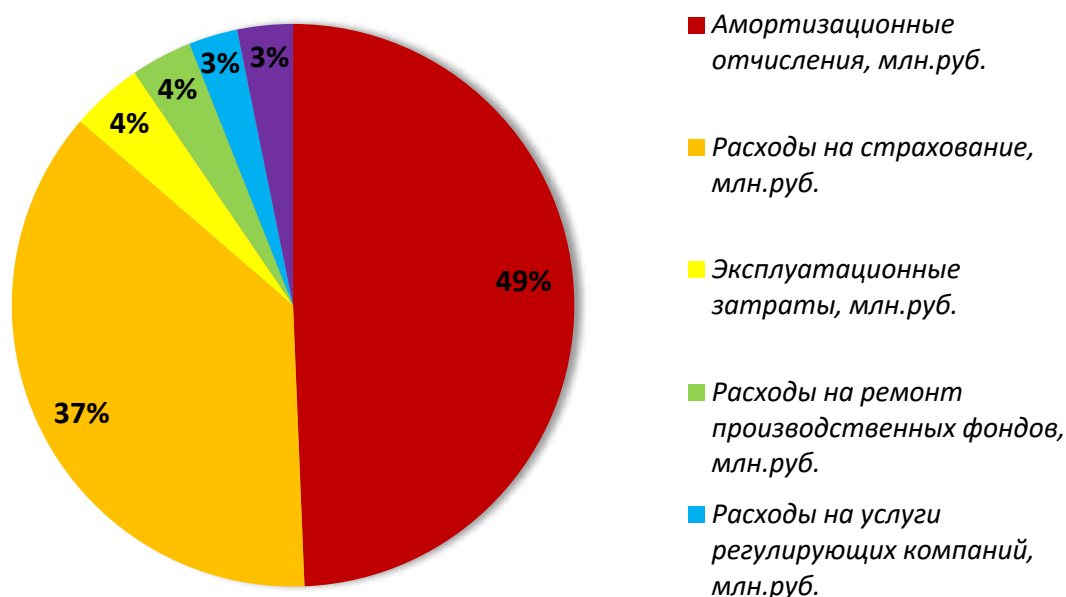


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу

### 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			
	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	2748,61	2855,69	2945,37	3031,97
НДС, млн.руб.	3006,78	3106,59	3193,43	3276,85
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	6,8	6,8	6,8	6,8
Налог на имущество, млн. руб.	449,32	437,69	423,30	407,38
Итого, млн.руб.	6237,54	6406,85	6568,98	6723,09

Вывод: наибольшая доля налогов приходится на федеральный бюджет, а налог на имущество уменьшается с 2024 года.

## 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				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	9 600	15 070	15 574	16 002	16 418
Текущие расходы, млн.руб.	1 279	1 488	1 487	1 467	1 447
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	8 320	13 582	14 087	14 535	14 971
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	8 320	13 582	14 087	14 535	14 971
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1 664	2 716	2 817	2 907	2 994
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	6 656	10 865	11 269	11 628	11 977
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	0	20

Вывод: чистая прибыль начинает расти с момента сбыта электроэнергии и далее увеличивается с увеличением себестоимости.

Анализ кэш-фло (CF) наглядно показывает план будущего движение денежных фондов, причины дефицита (профицита) денег для дальнейшей оптимизации процессов распределения средств между этапами реализации проекта. Изменение денежного потока (CF) с этапами реализации проекта Амедиченской ГЭС представлен на рисунке 8.2

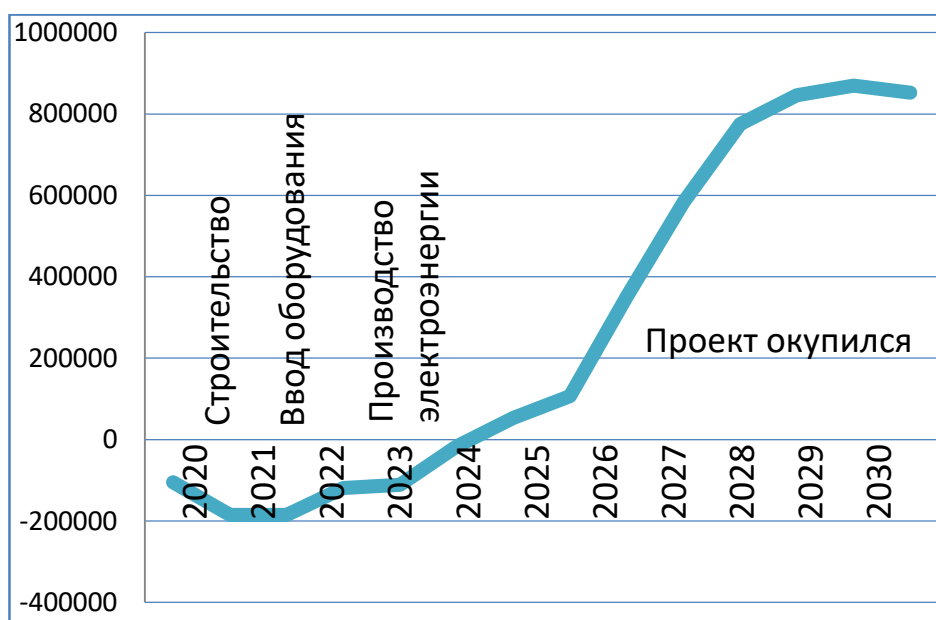


Рисунок 8.2 – Изменение денежного потока (CF) по проекту, млн.руб.

Вывод: с 2025 года наблюдается рост, в связи с началом производства электроэнергии и мощности. Период окупаемости проекта – 5 лет.

## 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.)

## 8.6 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся: чистый, дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д. При расчете использовались:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) период прогнозирования для составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2019 года.

3) предполагается что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## 8.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	60
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,87
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,48
Удельные капиталовложения, руб/Квт	73889,05

Вывод: период окупаемости составляет 5 лет, учитывая себестоимость электроэнергии и капиталовложения, строительство Амедиченской ГЭС на реке Алдан выгодно и коммерчески эффективно.

## 8.8 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	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн. руб	3 537	6 310	6 480	6 642	6 796
В региональный бюджет, млн. руб	6 254	11 517	11 931	12 284	12 624
Итого налоговых поступлений, млн. руб	365	475	437	423	407

Вывод: строительство Амедиченской ГЭС и дальнейшая ее эксплуатация будет обеспечивать увеличивающиеся налоговые поступления в региональный бюджет, что будет способствовать развитию региона.

## **9 Эксплуатация затворов в зимнем режиме**

### **9.1 Общие сведения**

Зимний режим эксплуатации электростанций, является весьма ответственным в части обеспечения бесперебойной работы водозаборных и водопроводящих гидротехнических сооружений. В период ледовых явлений на электростанциях возникают различные затруднения в эксплуатации:

- частичная или полная закупорка водозаборов;
- обмерзание (промерзание) водоподводящего тракта (каналов, трубопроводов)
- обмерзание механического оборудования водопропускных и водосбросных сооружений (затворов, подъемных механизмов) и др. Особо следует отметить возможность закупорки приемных отверстий трубопроводов технического водоснабжения гидротурбин; наиболее вероятен такой случай при заборе воды из спиральных камер во время пропуска шуги через турбину.

В практике эксплуатации было много случаев, когда из-за неблагоприятных ледовых явлений происходили снижение мощности, потери выработки, а иногда и полная остановка электростанций. В связи с этим подготовке к эксплуатации электростанции в зимних условиях должно уделяться самое серьезное внимание.

Особенно опасным для надежной работы гидроэлектростанции является предледоставный период на водохранилище. Перед ледоставом верхний слой воды в водохранилище охлаждается до 0°С. При затяжном предледоставном периоде, характеризующемся небольшими отрицательными температурами воздуха и сильным ветром, верхний слой воды может быть переохлажден с образованием в нем кристаллов внутриводного льда, способного попасть на решетки турбин и водозаборов технического водоснабжения. Такие случаи имели место практически на всех водохранилищах гидроэлектростанций Волжского и Днепропетровского каскадов. Для отслеживания возможности появления внутриводного ледообразования необходимо, чтобы микротермометры и шугосигнализаторы находились в исправном состоянии, так как их показания подсказывают в зависимости от конкретных условий порядок ведения режимов работы агрегатов, готовность к возможным затруднениям и ограничениям.

### **9.2 Требования в зимний период**

Режимы эксплуатации затворов в зимний период должны быть разработаны заблаговременно в соответствии с реальными условиями работы затворов (климатическими, гидрологическими, режимом работы гидроэлектростанции и т.д.). Режимами эксплуатации затворов могут являться:

- Постоянная готовность;
- периодическая готовность (готовность за определенное время) в любое время зимнего периода;



– консервация на весь зимний период.

Следует выявить, с учетом опыта эксплуатации прошлых лет, необходимость установки дополнительных устройств на зимний период (в суровых климатических условиях):

- тепляков той или иной конструкции, монтируемых на плоских затворах со стороны нижнего бьефа во избежание их обмерзания;
- электронагревательных приборов внутри тепляков или конструкции затвора, если он имеет замкнутый профиль (вальцевые, секторные затворы);
- электронагревателей или паровых котлов с разводящей сетью труб для подачи пара на опорные и другие части затвора;
- установки воздухообдува затвора или потокообразователей для поддержания майны (полыньи) перед затвором.

Эксплуатации устройств электрообогрева механического оборудования должна быть поручена электротехническому персоналу соответствующей квалификации, эксплуатирующему данное оборудование.

При подготовке механического оборудования к эксплуатации в зимний период должны быть осуществлены следующие мероприятия:

- проверка готовности затворов к работе в зимний период, устранение обнаруженных неисправностей и дефектов (особое внимание должно быть уделено уплотнительным устройствам и механизмам маневрирования затворами);
- проверка готовности решеток и механизмов по их очистке; очистка решеток от сора;
- проверка в действии воздухообдувной сети, потокообразователей;
- проверка исправности устройств обогрева затворов, решеток, пазов, закладных частей и бетона гидросооружений;
- проверка достаточности обогрева помещений, где расположены подъемные механизмы затвора, и, в случае необходимости, установка дополнительных электропечей, обеспечение возможности переброски теплого воздуха из машинного зала и т.п.;
- подготовка специальных смазок для механического оборудования, эксплуатация которого будет происходить при низких температурах;
- при необходимости, создание сменных бригад по сбросу льда

Постоянная и периодическая готовность затвора к пропуску воды должна быть проверена (испытана) в натуральных условиях, при этом должны быть твердо установлены время и затраты электроэнергии, необходимые для обеспечения этой готовности.

При эксплуатации затворов в зимний период следует учитывать возможность:

- обмерзания пазов, опорно-ходовых частей и уплотнений затворов вследствие протечек воды через неплотности боковых уплотнительных устройств и обледенения боковых поверхностей бычков и устоев;
- примерзания затвора к порогу;
- обледенения конструкций затвора со стороны верхнего и нижнего бьефов.

Для эксплуатации затворов в зимних условиях должны быть подготовлены:

- мелкий инвентарь (лопаты, пешни и пр.) для скалывания льда и уборки снега;
- необходимый аварийный запас материалов и инструментов по списку, утвержденному техническим руководителем ГЭС;
- спецодежда для основного состава бригады, ведущей борьбу с обмерзанием затворов;
- усиленное освещение затворов, служебных мостиков, лестниц и площадок, примыкающих к затворам.

Затворы поверхностных водосбросов защищаются от статического давления льда путем поддержания перед ними майны (полыньи), образуемой с помощью воздухообдува, потокообразователей или прорубки прорези с последующим ее утеплением (досками, щитами, снегом и др.). Необходимость защиты затворов водосбросов от статического давления льда устанавливается расчетом на прочность с учетом местных условий.

Чтобы не допускать намерзания льда на стержнях, следует применять периодический обогрев решеток. Периодичность включения электрообогрева определяется стандартами ГЭС (местными производственными инструкциями) по эксплуатации и техническому обслуживанию механического оборудования.

### **9.3 Способы обогрева затворов**

Существующие способы обогрева, такие как индукционный обогрев, различные виды масляного обогрева (циркуляционный и нециркуляционный), калориферный обогрев, методы, основанные на подаче электрической мощности непосредственно к элементам оборудования, шинный электрообогрев, обогрев с использованием греющих лент типа ЭНГЛ и греющих кабелей постоянного и переменного сопротивления известны давно и широко применялись в практике гидроэнергетического строительства. В настоящее время большая часть из применяемых ранее систем обогрева утратила свою актуальность, морально устарела, из строя как правило, реконструкции зги системы не подлежат, взамен вышедших из строя новые виды обогрева не вводятся, а используются временные схемы эксплуатации обогрева на основе ТЭНов, греющих кабелей, требующих постоянного внимания и ремонта. Поэтому создание новых технологий обогрева конструкций водопропускных гидротехнических сооружений, предназначенных для работы в различных природно-климатических условиях, с использованием новых материалов, обеспечивающих надежную, долговечную и безопасную работу сооружений, является актуальной задачей.

Наиболее перспективным способом борьбы с обледенением затворов следует признать системы обогрева с нагревателями из активных греющих элементов на основе композиционных резистивных материалов (КРМ). Неоспоримыми достоинствами систем обогрева на основе КРМ являются

высокие удельные мощности, равномерность распределения по поверхности и объему выделяемого тепла, экономичность за счет большой теплоемкости материала нагревателей, обеспечивающей аккумуляцию тепла, возможность использования импульсной подачи энергии для регулирования мощности обогрева и скорости разогрева конструкции. Несмотря на все вышеперечисленные достоинства КРМ, у них имеется ряд недостатков. Это – высокие значения объемного веса, высокая влагоемкость, из-за чего необходима тщательная теплоизоляция активных греющих элементов.

Следующим шагом в области создания систем обогрева на основе КРМ является разработка и использование нового композиционного резистивного нагревательного материала – БИТЭЛ, который представлен на рисунке 9.1, обеспечивающего надежную и долговечную работу систем обогрева конструкций затворов и других элементов механического оборудования водопропускных гидротехнических сооружений в осенне-зимний период.

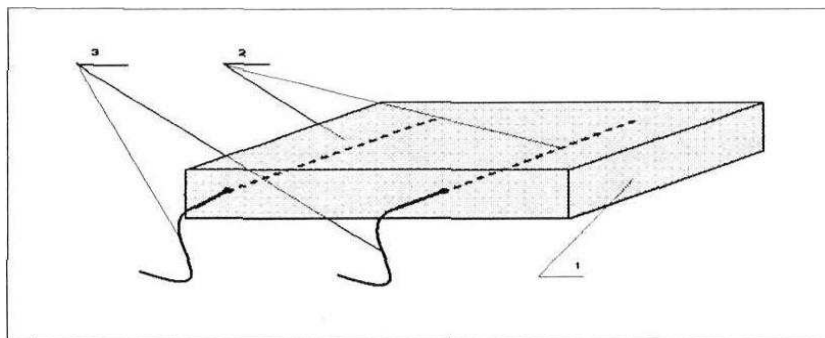


Рисунок 9.1 – Электронагревательный элемент, общий вид  
1 — КРМ/ БИТЭЛ; 2 — латунные витые электроды; 3 - токоподводы

#### 9.4 Защита гидроцилиндра затвора

Гидроцилиндр – немаловажная часть гидромеханического оборудования. Относится к системе управления затвором.

Цилиндр гидравлический (сокр. гидроцилиндр) — это гидравлический двигатель объемного типа, работа которого основана на возвратнопоступательном движении выходного звена. Структурно гидроцилиндры представляют собой емкость, внутри которой находится поршень со штоком, изображенном на рисунке 9.2. Движение поршня происходит при увеличении давления рабочей жидкости, за счет увеличения ее количества.

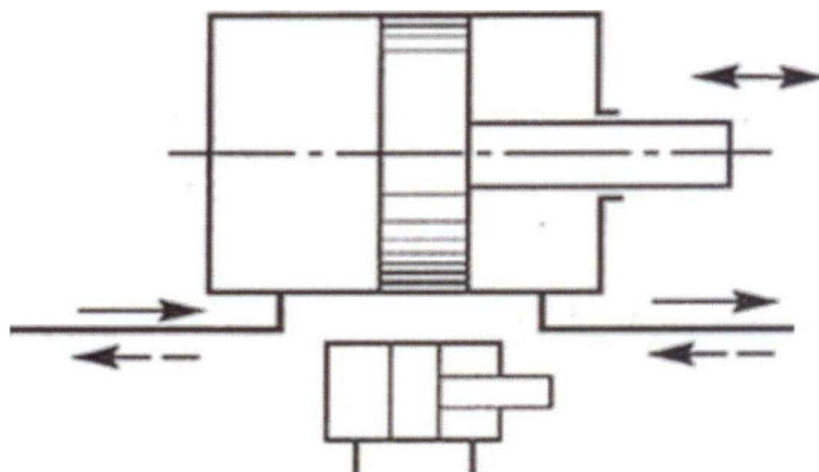


Рисунок 9.2 – Принципиальная схема гидроцилиндра

Конструктивно гидроцилиндр состоит из следующих основных деталей, представленных на рисунке 9.3: гильза, поршень, шток, втулка направляющая, крышка, проушина и опорно-направляющие элементы (манжеты, кольца и др.)



Рисунок 9.3 – Конструктивная схема гидроцилиндра

Проблемной в плане обмерзания оборудования является шток гидроцилиндра. Опасность обледенения заключается в том, что при намерзании льда на штоке, представленно на рисунке 9.4, и последующем обратном ходе можно повредить уплотнения штока. Следствием повреждения может стать не только нарушение нормальной работы затвора, но и разгерметизация гидроцилиндра с утечкой масла из полости штока и нанесением экологического ущерба.



Рисунок 9.4 – Обледенение штока гидроцилиндра

В настоящее время с обледенением штока гидроцилиндра борются механическим способом, что приводит к нарушению хромированного покрытия, представлено на рисунке 9.5.



Рисунок 9.5 – Нарушение хромированного покрытия штока гидроцилиндра

Чтобы исправить последствия ручной очистки поверхности штока гидроцилиндра, его периодически ремонтируют. Для этого проводится процедура дефектоскопии и выясняются наиболее поврежденные места, которые представлены на рисунке 9.6.

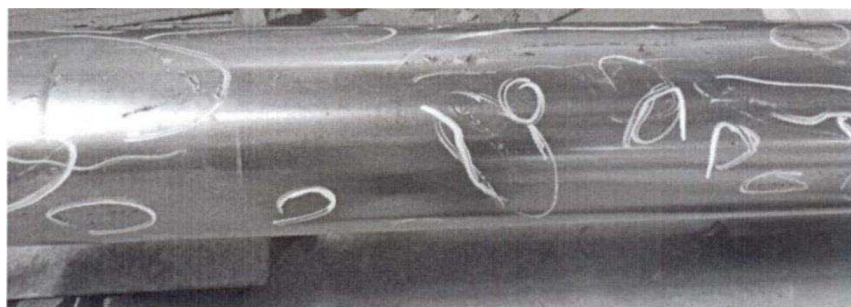


Рисунок 9.6 – Выявление наиболее поврежденных мест штока гидроцилиндра

Затем на выявленные поврежденные участки производится наплавка меди. Затем наплавленную медь шлифуют. И в самом конце шток полируют. Полировка штока гидроцилиндра представлено на рисунке 9.7.

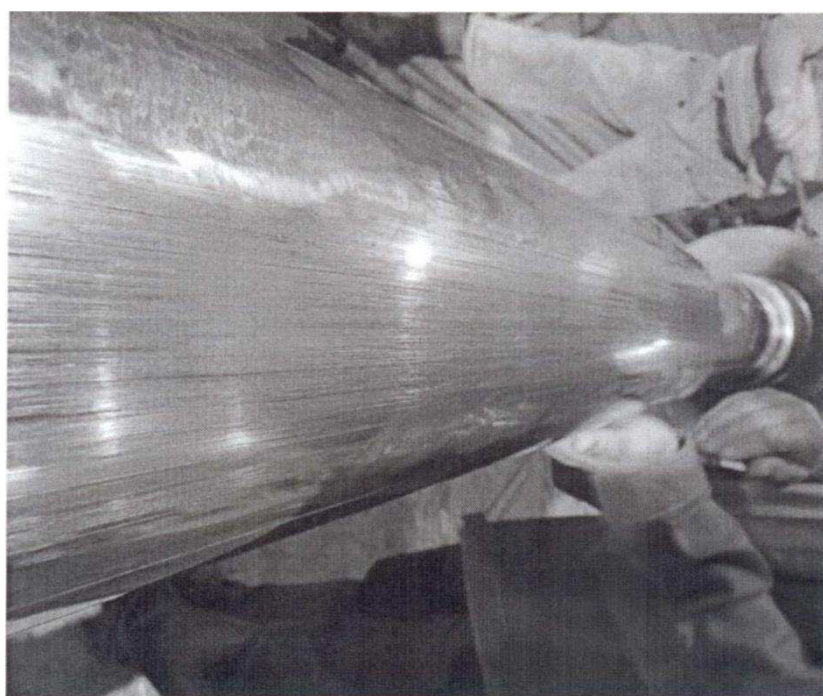


Рисунок 9.7 – Полировка штока гидроцилиндра

Данная процедура длится около 2-3 недель. Однако, несмотря на восстановленный внешний вид, хромированное покрытие штока восстановить невозможно.

Поэтому для того, чтобы предотвратить образование наледи на штоке гидроцилиндра предлагается система защиты.

Суть предлагаемой системы защиты состоит в следующем: на гильзу прикрепляются направляющие. На направляющие надевается гофрированная труба из полиуретана, которая представлена на рисунке 9.8. Такая труба имеет широкий диапазон сжатия-растяжения.



Рисунок 9.8 – Гофрированная труба из полиуретана

В случае закрытого гидроцилиндра (шток внутри) гофра находится на гильзе в сжатом положении. В случае открытого гидроцилиндра (шток снаружи) гофра растягивается по всей длине штока, тем самым закрывая его и не позволяя образоваться наледи.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Амедиченской ГЭС высотой 93,0 м на реке Алдан, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность ГЭС, а также определена зона ее работы в суточном графике нагрузки. Установленная мощность составила  $N_{уст} = 1205$  МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 425,6 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 455 м и УМО составляет 14,6 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 8,65 млрд.кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы, на которой определены следующие напоры:

- максимальный 90,0 м;
- расчетный 73,2 м;
- минимальный 58,0 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 3250 м<sup>3</sup>/с.

При выборе турбин рассматривался вариант турбины ПЛД90а-В-45 с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант турбины ПЛД90а-В-45 с четырьмя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 7,1 м.

По справочным данным для выбранной РО турбины с синхронной частотой вращения 100 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1639/156-56 с номинальной активной мощностью 317 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ - 500кВ: две системы сборных шин с тремя выключателями (схема «3/2»). По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-400000/500; трансформаторы общестанционных собственных нужд на напряжение 15,75/6,3 кВ – ТРДНС-10000/15,75, на напряжение 6,3/0,4 - ТСЗ-1000/6,3; для воздушных ЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 300/66.

В качестве распределительного устройства выбрано КРУЭ-500 кВ разработанное ОАО ВО «Электроапарат» ЯОУ-500. В соответствии с рассчитанным током КЗ проходящим через генераторный выключатель подходит единственный генераторный выключатель HECS компании АВВ, его и выбираем.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Здание ГЭС – приплотинного типа.



В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения I класса:

- левобережная бетонная плотина – 59,8 м;
- станционная часть – 112,2 м;
- бетонная водосливная плотина длиной – 192,5 м;
- правобережная бетонная плотина – 63,6 м.

Далее определены габаритные размеры и характерные отметки:

- отметка подошвы водосливной плотины – 359 м;
- отметка гребня водослива – 332 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий в свету – 12 м;
- отметка гребня – 458,74 м;

Для сопряжения бьефов выбрано устройство носка-трамплина.

Для снятия фильтрационного противодействия из специальных галерей устроены цементационная и дренажная завесы.

Плотина разделена на секции постоянными сквозными температурно-осадочными швами.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном нагружении. В результате расчетов методом предельного состояния 1 группы коэффициент надежности по ответственности сооружения составляет 1,37 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25).

После были определены основные технико-экономические показатели: период окупаемости равен 60 мес., чистый приведенный доход равен 67 млн. руб., индекс прибыльности равен 1,87, себестоимость электроэнергии равна 0,48 руб./кВт\*час, удельные капиталовложения 73889,05 руб./кВт.

Таким образом, строительство Амедиченской ГЭС можно считать экономически целесообразным.

В качестве спецвопроса была рассмотрена тема эксплуатации затворов в зимнем режиме.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.: ил.
3. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие/ Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.: ил.
4. СТО Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. – Введ. 21.01.2008. – Москва: 2007 – 20 с.
5. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования». – Введ. 6.02.2012. – Москва: 2012 – 43 с.
6. Каталог продукции Электрозавод [Электронный ресурс]// «Электрозавод». Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
7. СТО 17330282.27.140.020-2008 «Схемы питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». – Введ. 30.06.2008. – Москва: 2008 – 28 с.
8. СТО 17330282.27.140.020-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ.30.06.2008. – Москва: 2008 – 20 с.
9. Каталог продукции ЗАО “Энергомаш”. [Электронный ресурс]// «УЭТМ». Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>.
10. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей/ Д.Л. Файбисович – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005-32 с. ил.
11. ГОСТ Р 56302-2014«Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования. Общие требования». Введ. 12.12.2014. – Москва: 2015 – 17 с.
12. Электронный каталог «Электроаппарат» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.
13. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление. Нормативные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования по графическом исполнении». Введ. 12.12.2014. – Москва: 2015 – 19 с.
14. СО 153-34.20. 120-2003 «Правила устройства электроустановок»/ Минэнерго России (от 08.07.2002 № 204). Введ. 01.01.2003. – Москва: 2003 – 367 с.
15. Электронный документ «Критерии классификации ГТС, постановление №986 от 02.11.2013 г. [Электронный ресурс]. – [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_154080/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_154080/).

16. 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: Госстрой России, 2013. – 111 с.

17. Киселев В.Г. Справочник по гидравлическим расчетам/ сост.– Москва: Энергия, 1972. – 312 с.

18. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. – Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85; введ 01.01.2013. – Москва: Госстрой России, 2013. – 48с.

19. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н. Введ. 24.07.2013. – Москва: 2013 – 82 с.

20. СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» /Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32 с.

21. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№ 7-ФЗ от 10.01.2002 г).

22. «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9).

23. «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.

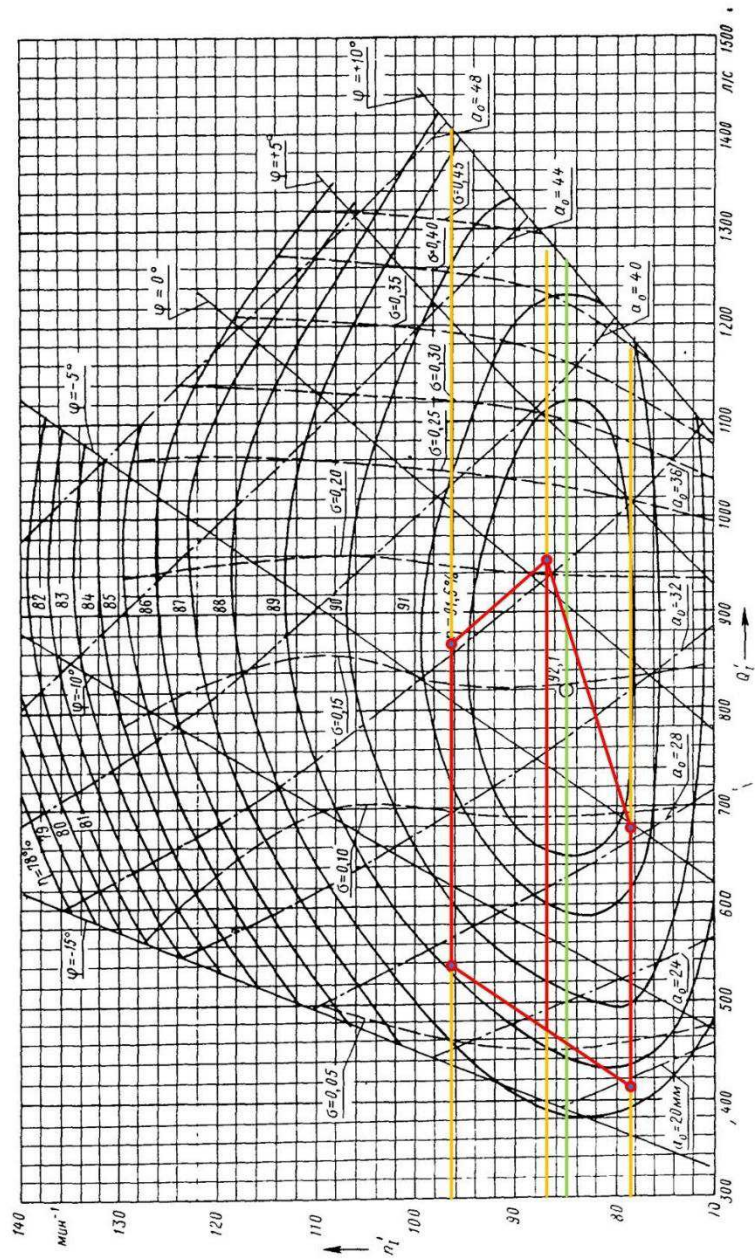
24. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛД90-В45°

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 90/2556а-В-45°-46  
№ 2561 ЛМЗ

D1=7100mm



Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и температуре от 11,5 до 18°С

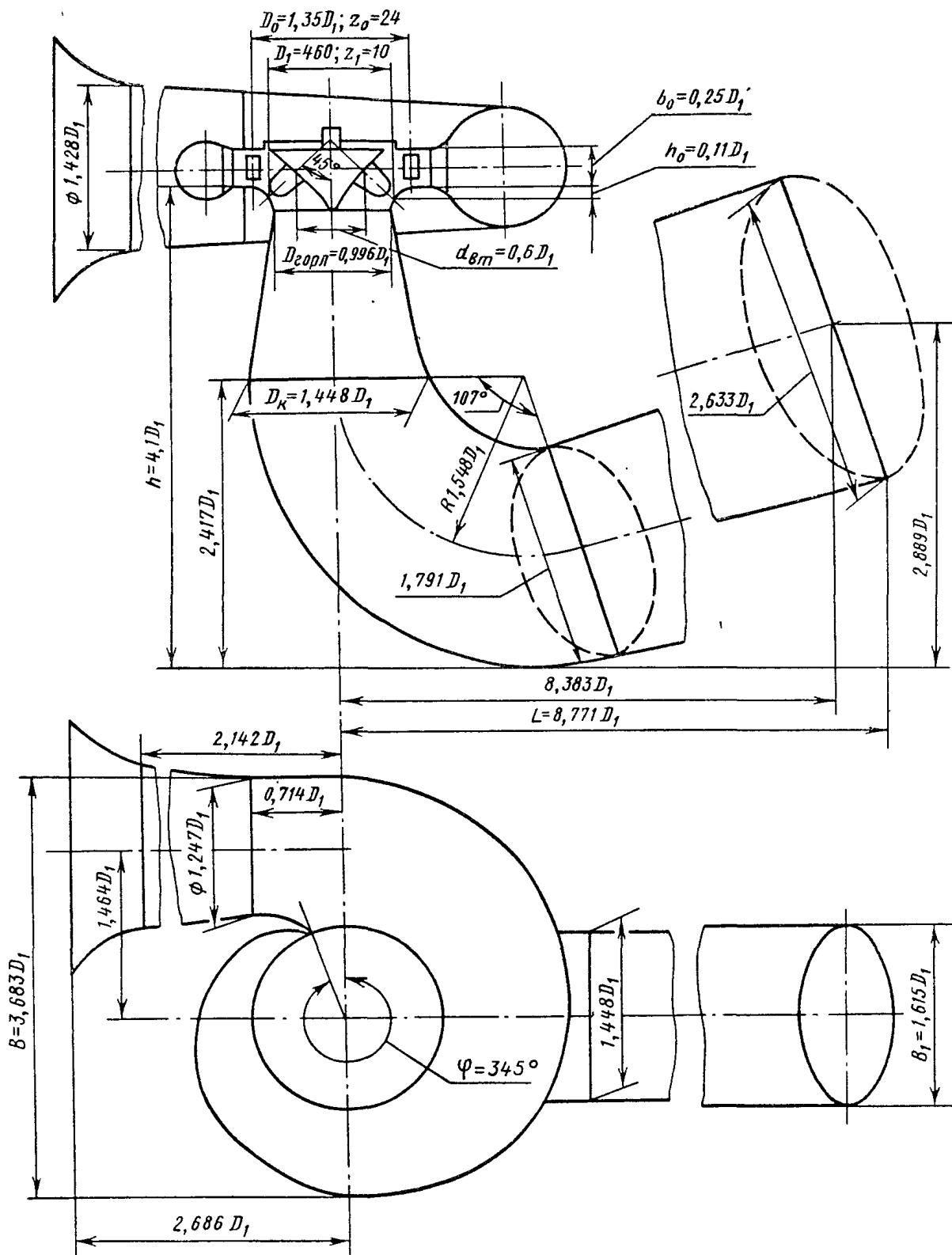
Черт. 12

Рисунок А.1 – Главная универсальная характеристика ПЛД90-В45°

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Проточная часть турбины ПЛД90-В45°

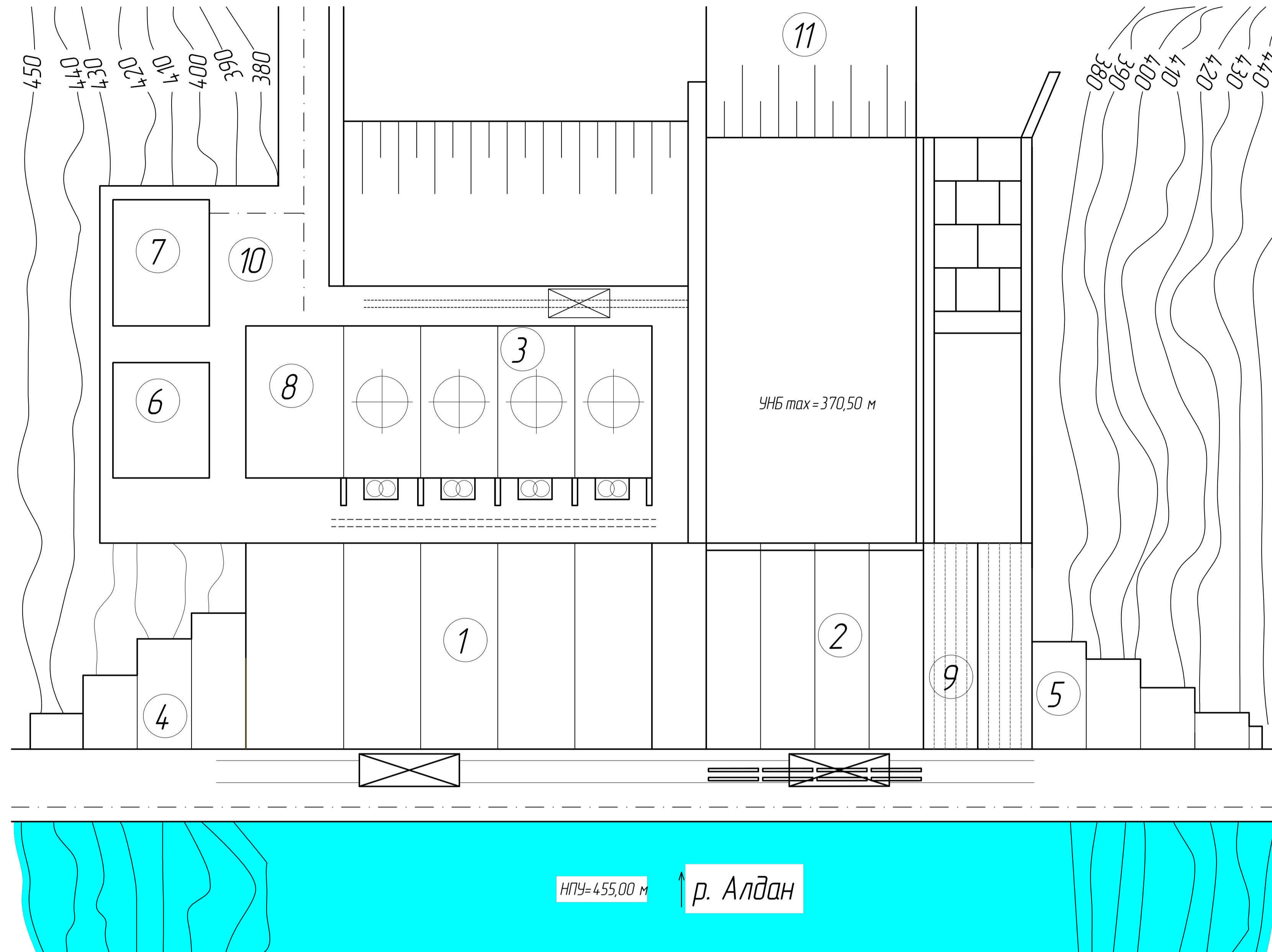
Проточная часть модели гидротурбины ПЛД 90/2556а-В-45°-46  
(к универсальной характеристике № 2561 ЛМЗ)



Черт. 11

Рисунок Б.1 – Проточная часть гидротурбины

Генеральный план Амедической гидроузла на реке Алдан  
Масштаб 1:800

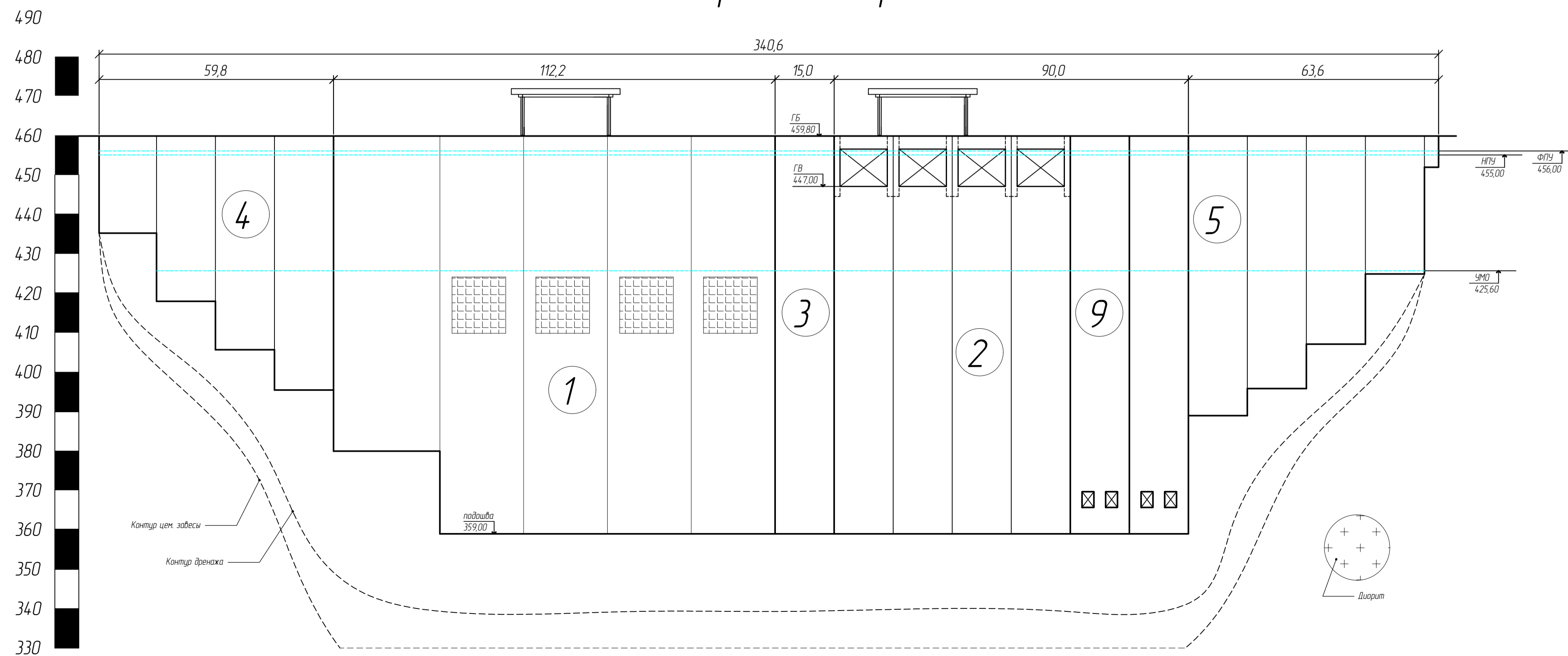


Вид с верхнего дьёфа

№ п/п	Наименование
1	Станционная часть плотины
2	Водосливная бетонная плотина
3	Здание ГЭС приплотинного типа
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Правобережная глухая бетонная плотина
6	КРУЭ 500 кВ
7	Служебно-технологический корпус
8	Монтажная площадка
9	Глубинный водосброс
10	Пристанционная площадка
11	Яма размыва

Ведомость состава проекта

№ п/п	обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-1516567-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего дьёфа. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта.
2	ВКР-13.03.02-1516567-ГР1	Поперечный разрез машинного зала Амедической ГЭС
3	ВКР-13.03.02-1516567-ГР2	Поперечный разрез водосливной плотины
4	ВКР-13.03.02-1516567-ГР3	Нагрузки, действующие на водосбросную плотину при основном сочетании нагрузок
5	ВКР-13.03.02-1516567-ЭС1	Главная схема электрических соединений
6	ВКР-13.03.02-1516567-ЭС2	Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН
7	ВКР-13.03.02-1516567-ПЗ	Пояснительная записка



Условные обозначения

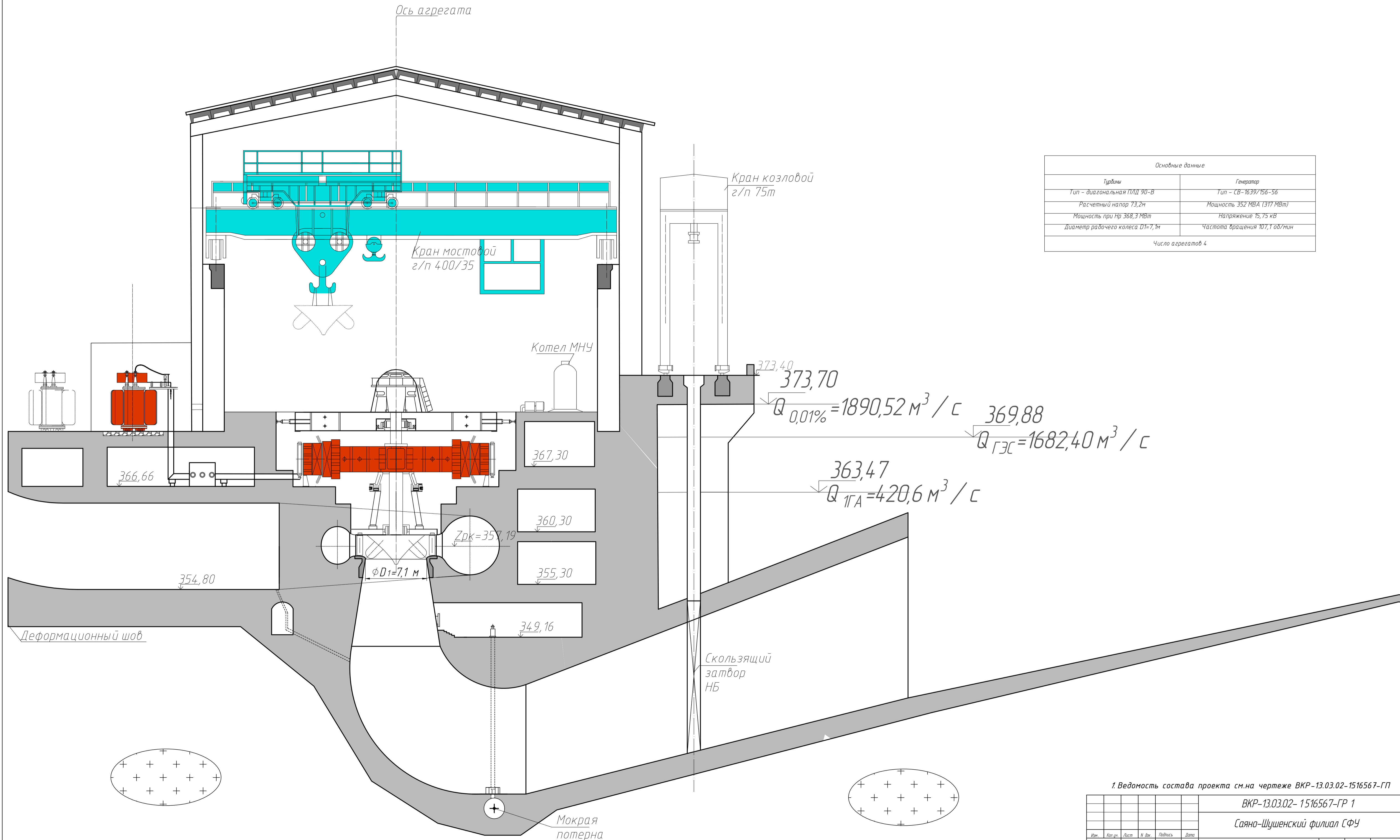
- трансформатор
- гидроагрегат
- поверхность воды
- автодорога
- козловой кран
- гранит

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 13.03.02 - 1516567 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. дт.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Исполн	Исполн	Исполн	Исполн	Исполн
Проверил	Проверил	Проверил	Проверил	Проверил	Проверил
Главпр.	Главпр.	Главпр.	Главпр.	Главпр.	Главпр.
Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер
Дата					
Проектирование Амедической ГЭС на реке Алдан				Страница	Лист
Генеральный план. Вид с ВБ				1	6
				ГЭС, 2020	

# Поперечный разрез машинного зала Амедиченской ГЭС Масштаб 1:250

Ось агрегата



Основные данные	
Турбины	Генератор
Тип - диагональная ПЛД 90-В	Тип - СВ-1639/156-56
Расчетный напор 73,2м	Мощность 352 МВА (317 МВт)
Мощность при Нр 368,3 МВт	Напряжение 15,75 кВ
Диаметр рабочего колеса D=7,1м	Частота вращения 107,1 об/мин
Число агрегатов 4	

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1516567-ГП

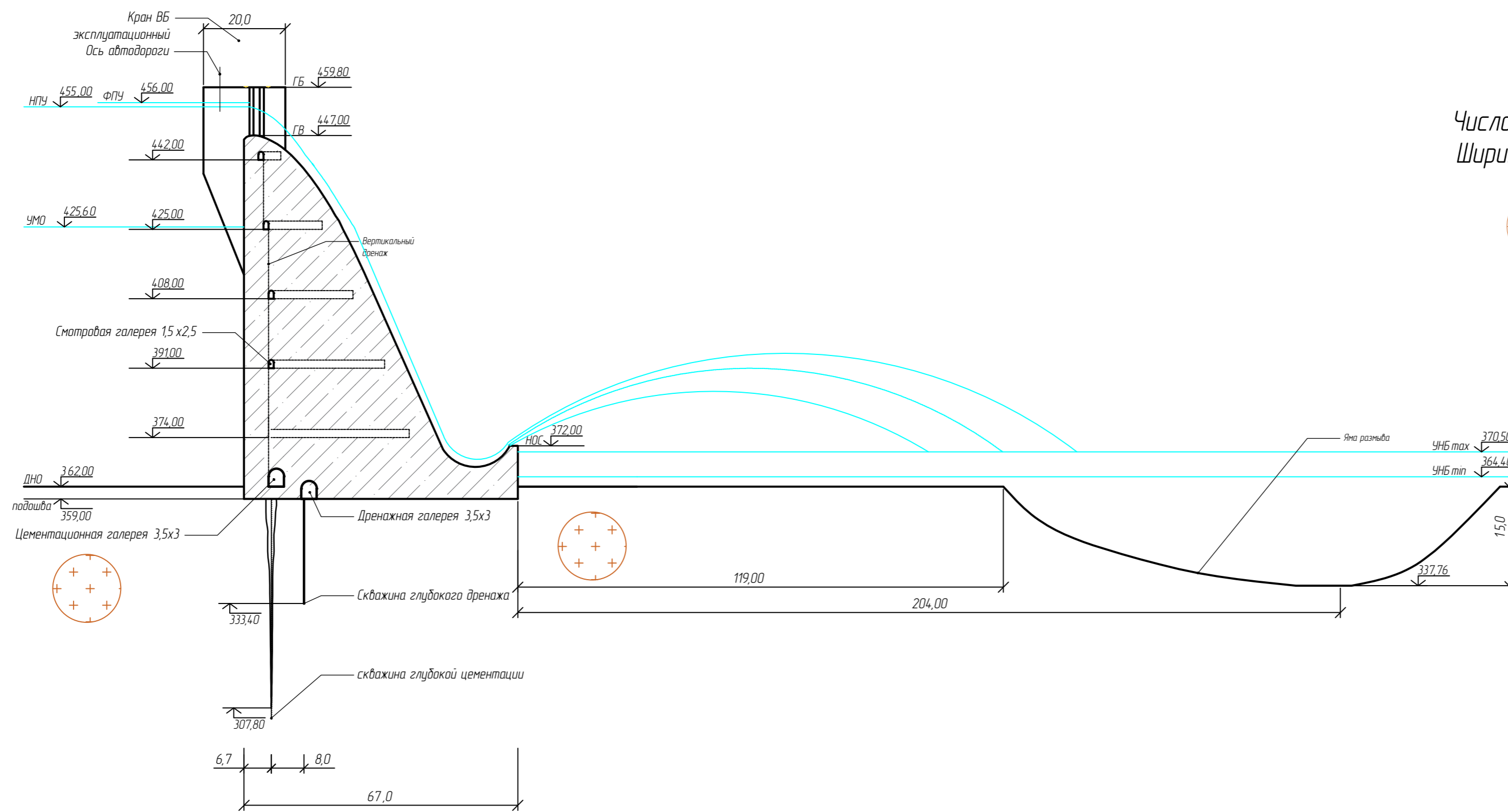
ВКР-13.03.02-1516567-ГП 1					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Имя	Кол. уч.	Лист	В. изм.	Подпись	Дата
Разработ		Исполн			
Проект		Исполн			
Техник					
Начальн					
Учб					
Проектирование Амедиченской ГЭС на реке Айдан				Сталь	Лист
Поперечный разрез машинного зала Амедиченской ГЭС				2	6
				ЭГЭС-01	
				20.20 г	

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

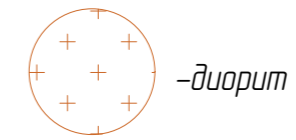
ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

# Поперечный разрез водосливной плотины Амедической гидроузла на реке Алдан

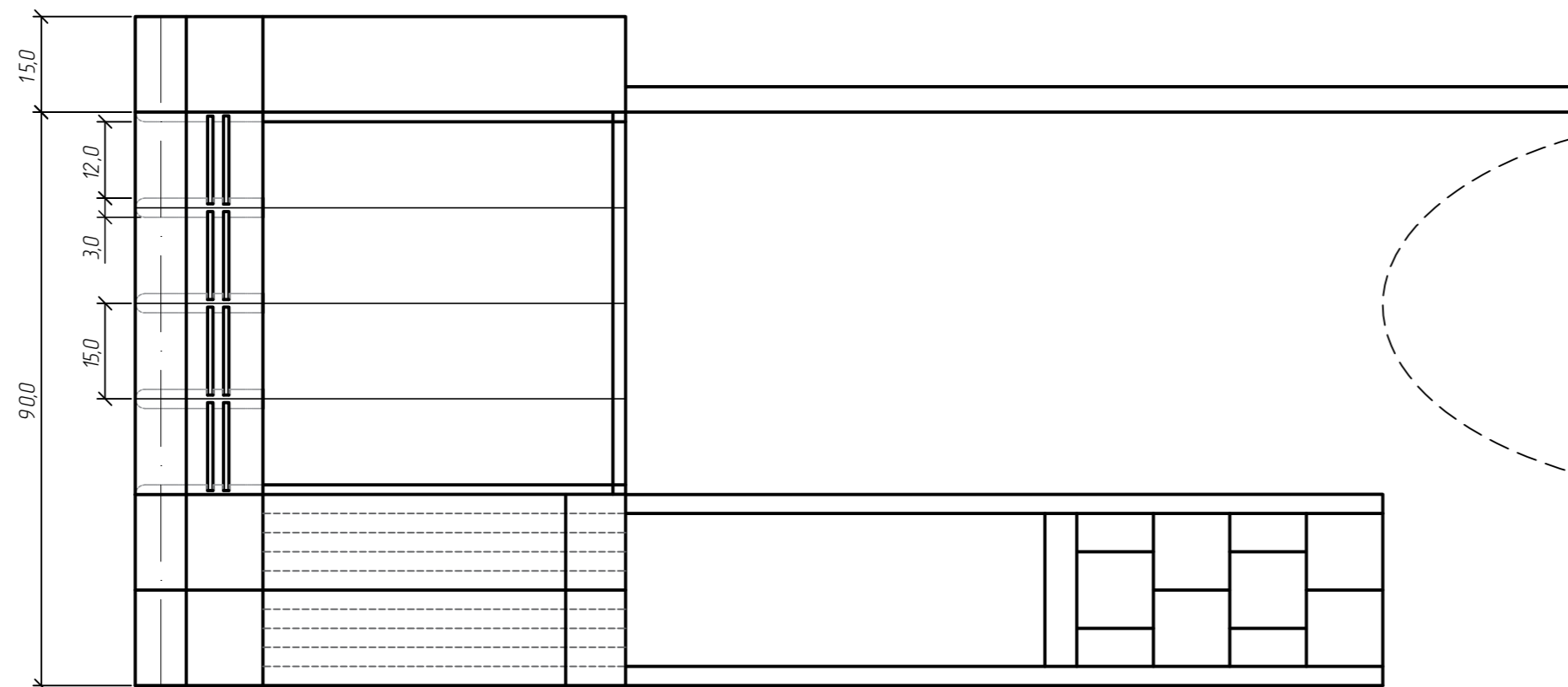
Масштаб 1:000



Число водосливных отверстий - 4;  
Ширина водосливных отверстий в свету - 12 м.



План водосливной плотины



1. Ведомость состава проекта см.на чертеже ВКР-13.03.02-1516567-ГП
2. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

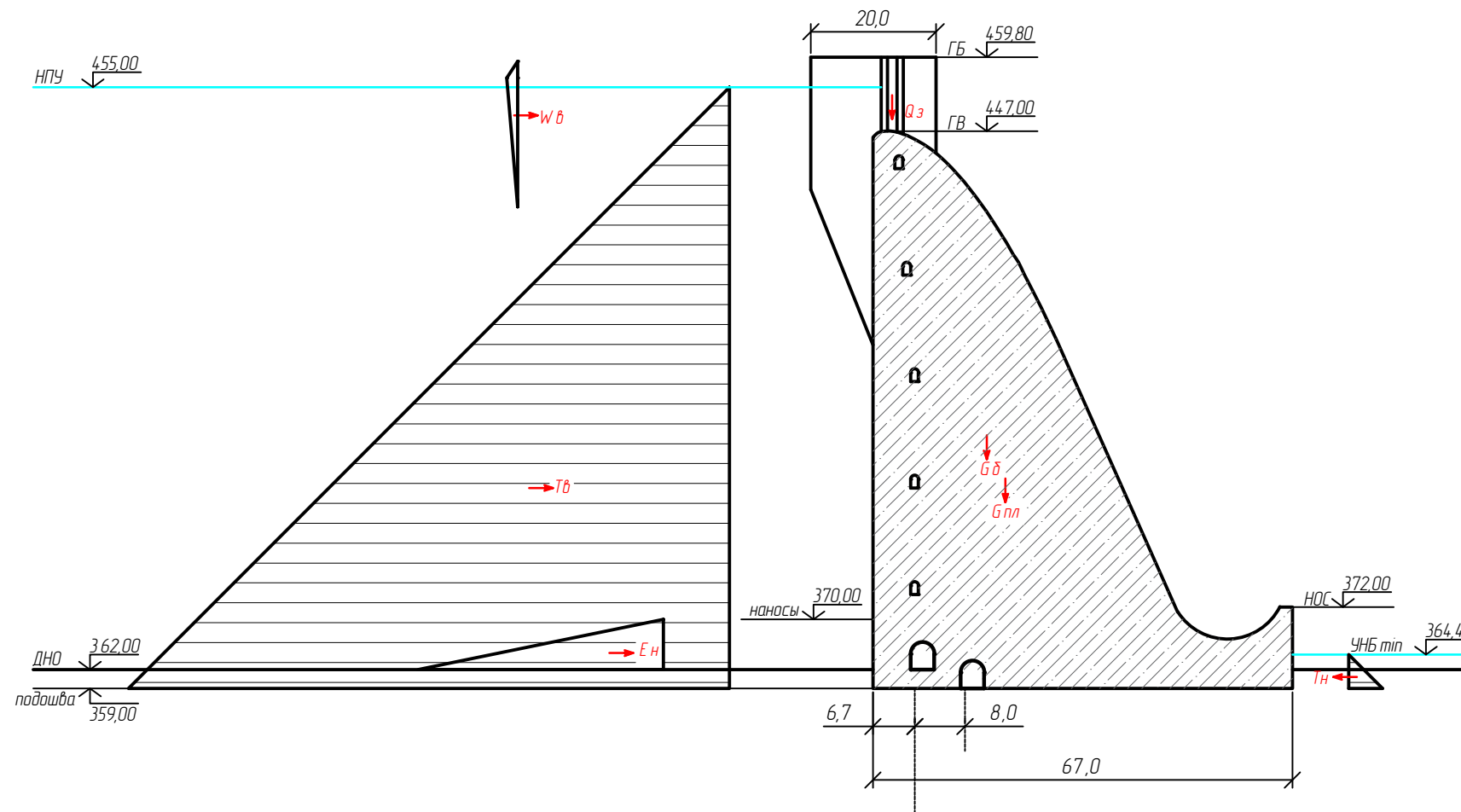
						<b>ВКР - 13.03.02 - 1516567 - ГР2</b>			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Амедической ГЭС на реке Алдан	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Иванов							3	6
Проверил	Ульянова								
Т.контр.									
Н.контр.						Поперечный разрез водосливной плотины	ГТЭС, 2020		
Умб.									

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

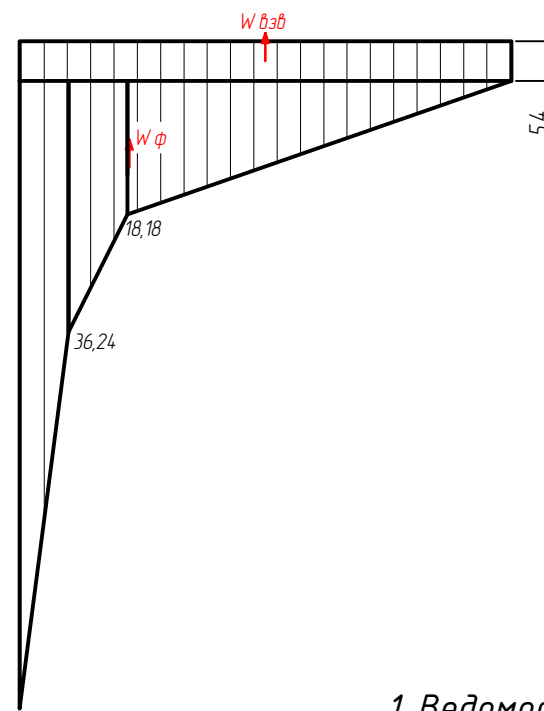


Нагрузки, действующие на водосливную плотину при основном сочетании нагрузок  
 Масштаб 1:1000

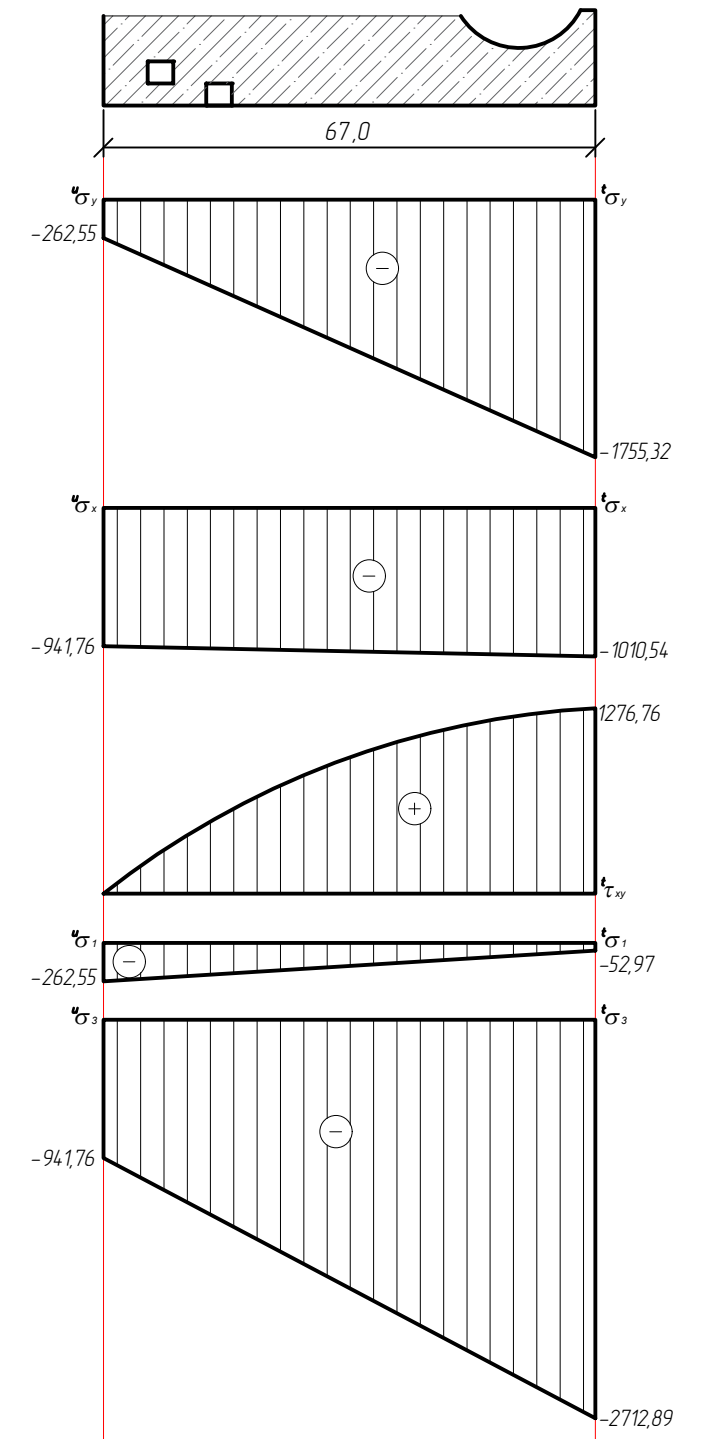


- $G_{пл}$  – вес водосливной плотины;
- $G_{\delta}$  – вес дычка;
- $T_{в}$  – гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;
- $T_{н}$  – гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;
- $W_{\phi}$  – фильтрационное давление воды;
- $W_{взв}$  – взвешивающее давление воды;
- $E_{н}$  – активное давление наносов;
- $Q_{з}$  – вес затворов.

- Нагрузки:
- $\sigma_y$  – нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;
  - $\sigma_x$  – нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;
  - $\tau_{xy}$  – касательные напряжения;
  - $\sigma_1, \sigma_3$  – главные напряжения.



ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
 Напряжения в активном сечении "основание-бетон", кПа  
 В 1 см – 50 кПа

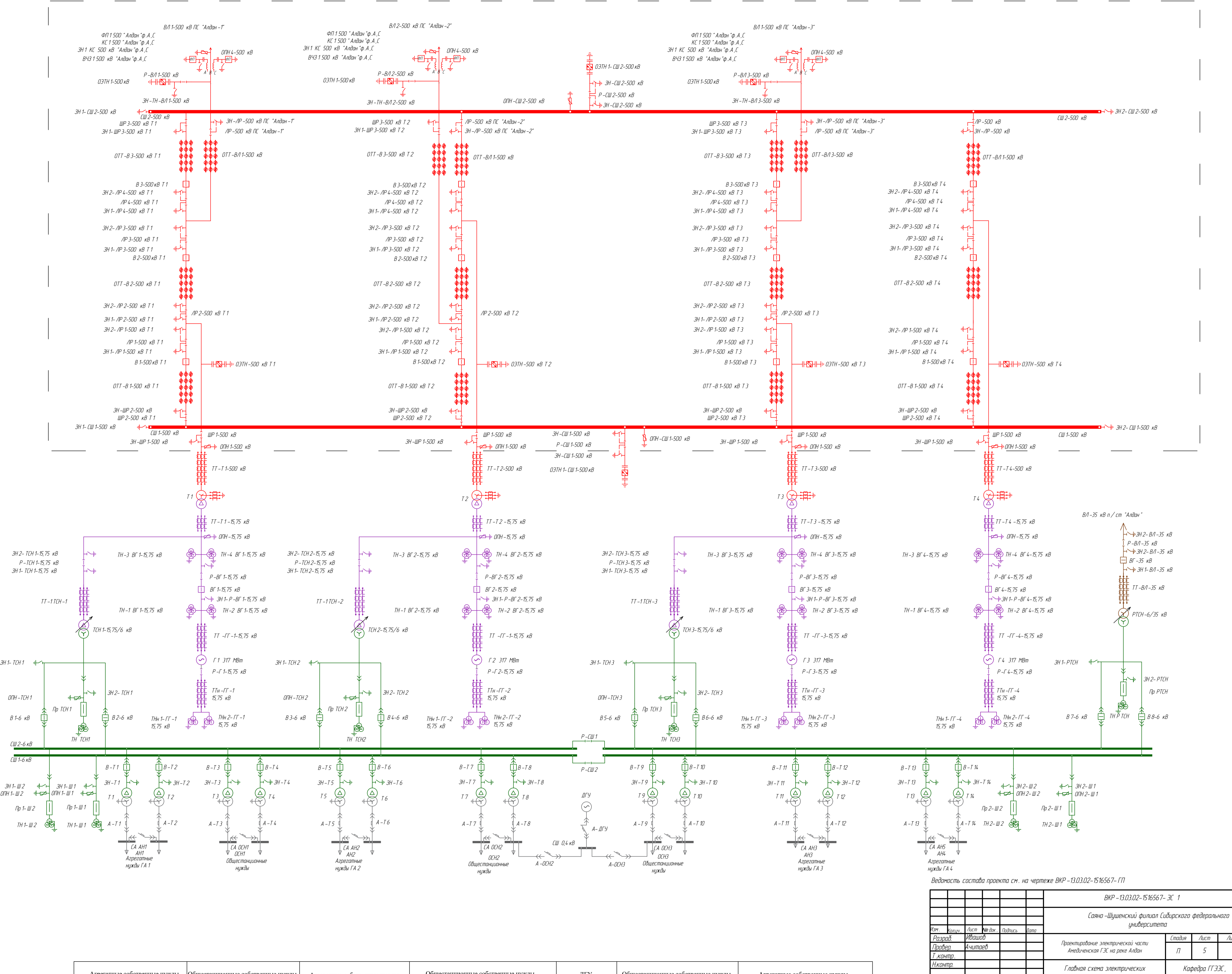


1. Ведомость состава проекта см.на чертеже ВКР-13.03.02-1516567-ГП
2. Размеры и отметки на чертеже даны в м.вод.ст.

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата	Лист
					4

№ учётной	1	2	3
Диспетчерское наименование	ВЛ1-500 кВ Амедьинская ГЭС – ПС "Алдан-1"	ВЛ2-500 кВ Амедьинская ГЭС – ПС "Алдан-2"	ВЛ3-500 кВ Амедьинская ГЭС – ПС "Алдан-3"
Конструкция фазы линии	АС-400/51	АС-400/51	АС-400/51

<p><b>ОПН 500 кВ</b></p> <p>Фильтр присоединения 1000 кГц</p> <p>ВЧ заградитель 500 кВ, 2000 А</p> <p>Разъединитель 500 кВ, 6300 А, 63 кА</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Сборная шина 2 – 500 кВ</p> <p>Ячейка КРУЭ Т 155-500 кВ</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Разъединитель 500 кВ, 6300 А, 63 кА</p> <p>ОПН 500 кВ</p> <p>Оптическое трансформатор напряжения 500 кВ</p> <p>Оптический трансформатор тока 500 кВ</p> <p>Выключатель элегазовый 500 кВ, 6300 А</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Разъединитель 500 кВ, 6300 А, 63 кА</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Разъединитель 500 кВ, 6300 А, 63 кА</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Выключатель элегазовый 500 кВ, 6300 А</p> <p>Оптический трансформатор тока 500 кВ, 800 А</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Разъединитель 500 кВ, 6300 А, 63 кА</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Разъединитель 500 кВ, 6300 А, 63 кА</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Выключатель элегазовый 500 кВ, 4000 А</p> <p>Оптический трансформатор напряжения 500 кВ</p> <p>Разъединитель 500 кВ, 6300 А, 63 кА</p> <p>ОПН 500 кВ</p> <p>Сборная шина 1 – 500 кВ</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p> <p>Разъединитель 500 кВ, 6300 А, 63 кА</p> <p>ОПН 500 кВ</p> <p>Заземлитель 500 кВ, 63 кА</p>	<p><b>ТТ</b></p> <p>Трансформатор ТДЦ-400000/500</p> <p>Трансформатор тока ТОЛ-20-1, 20 кВ</p> <p>ОПН-20 ЧКЛ1, 20 кВ</p> <p>Заземлитель 20 кВ, 8000 А</p> <p>Разъединитель РВРЗ-20/15000 ММЗ, 20 кВ, 8000 А</p> <p>Заземлитель 20 кВ, 8000 А</p> <p>Трансформатор напряжения ЭНДЛ-20, 20 кВ</p> <p>Заземлитель 20 кВ, 8000 А</p> <p>Разъединитель РВРЗ-20/15000 ММЗ, 20 кВ</p> <p>Выключатель элегазовый ВГТ-20, 20 кВ, 15000</p> <p>Заземлитель 20 кВ, 8000 А</p> <p>Трансформатор тока ТОЛ-20-1, 20 кВ</p> <p>Трансформатор напряжения ЭНДЛ-20, 20 кВ</p> <p>Трансформатор собственных нужд ТСЗ-15,75/6 ЧЗ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Разъединитель 6 кВ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Трансформатор тока ТОЛ-20-1, 20 кВ</p> <p>ОПН 6 кВ</p> <p>Плавкий предохранитель</p> <p>Выключатель элегазовый 6 кВ</p> <p>Трансформатор напряжения ЭНДЛ-20, 20 кВ</p> <p>Трансформатор напряжения 6 кВ</p> <p>Сборная шина 1 – 6 кВ</p> <p>Сборная шина 2 – 6 кВ</p> <p>Выключатель 6 кВ</p> <p>Разъединитель 6 кВ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Трансформатор 6/0,4 кВ</p> <p>ОПН 6 кВ</p> <p>Шильд-генераторная установка 750 кВт</p> <p>Плавкий предохранитель</p> <p>Трансформатор напряжения 6 кВ</p> <p>Автоматический выключатель 0,4 кВ</p> <p>Сборная шина 0,4 кВ</p> <p>ВЛ-35 кВ п/ст "Алдан"</p> <p>Заземлитель 35 кВ</p> <p>Разъединитель 35 кВ</p> <p>Заземлитель 35 кВ</p> <p>Выключатель элегазовый 35 кВ</p> <p>Заземлитель 35 кВ</p> <p>Трансформатор тока 35 кВ</p> <p>РТН-6/35 кВ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Плавкий предохранитель</p> <p>Трансформатор напряжения 6 кВ</p> <p>Выключатель элегазовый 6 кВ</p>
--	--



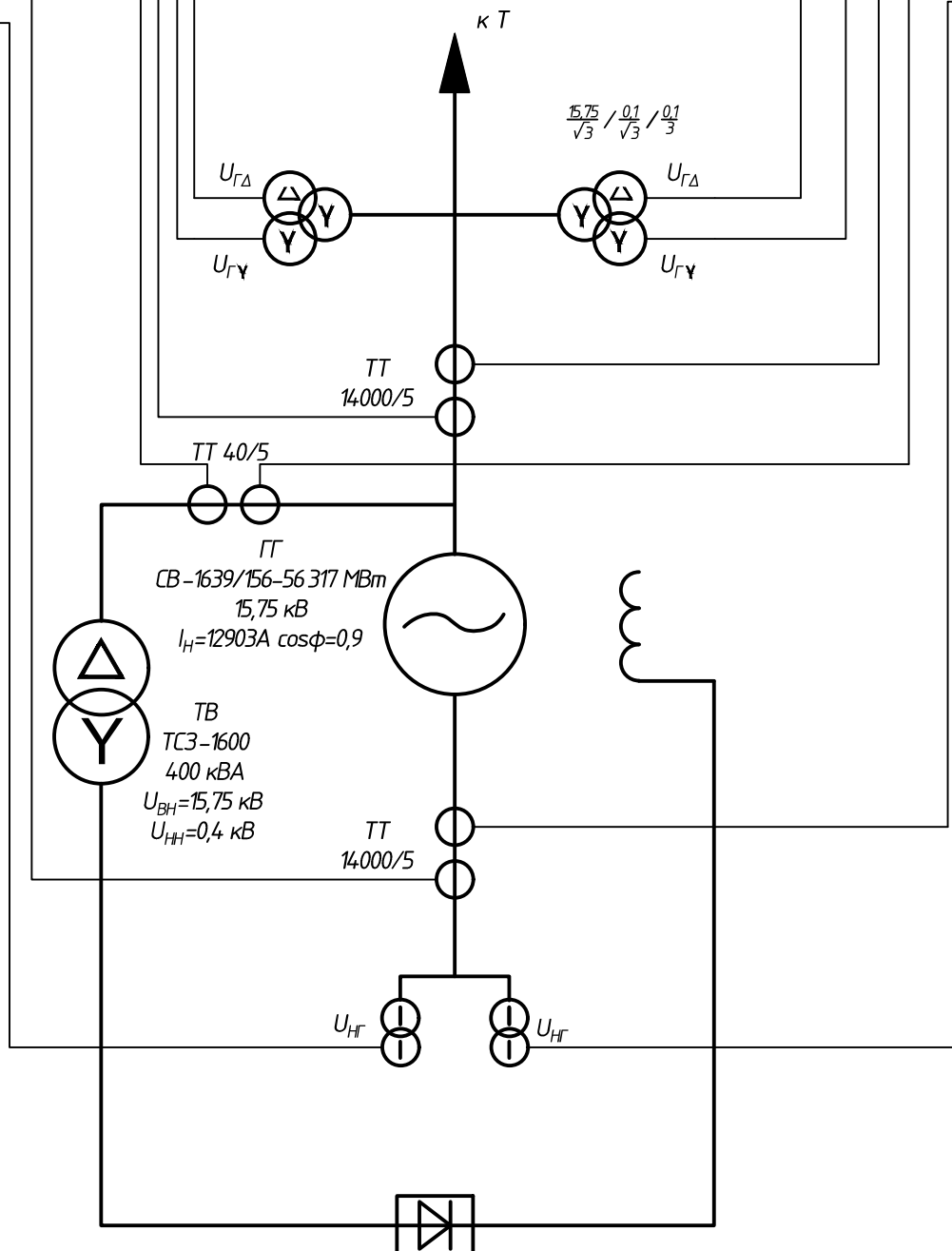
<p><b>Легенда</b></p> <p>Трансформатор ТДЦ-400000/500</p> <p>Трансформатор тока ТОЛ-20-1, 20 кВ</p> <p>ОПН-20 ЧКЛ1, 20 кВ</p> <p>Заземлитель 20 кВ, 8000 А</p> <p>Разъединитель РВРЗ-20/15000 ММЗ, 20 кВ, 8000 А</p> <p>Заземлитель 20 кВ, 8000 А</p> <p>Трансформатор напряжения ЭНДЛ-20, 20 кВ</p> <p>Заземлитель 20 кВ, 8000 А</p> <p>Разъединитель РВРЗ-20/15000 ММЗ, 20 кВ</p> <p>Выключатель элегазовый ВГТ-20, 20 кВ, 15000</p> <p>Заземлитель 20 кВ, 8000 А</p> <p>Трансформатор тока ТОЛ-20-1, 20 кВ</p> <p>Трансформатор напряжения ЭНДЛ-20, 20 кВ</p> <p>Трансформатор собственных нужд ТСЗ-15,75/6 ЧЗ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Разъединитель 6 кВ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Трансформатор тока ТОЛ-20-1, 20 кВ</p> <p>ОПН 6 кВ</p> <p>Плавкий предохранитель</p> <p>Выключатель элегазовый 6 кВ</p> <p>Трансформатор напряжения ЭНДЛ-20, 20 кВ</p> <p>Трансформатор напряжения 6 кВ</p> <p>Сборная шина 1 – 6 кВ</p> <p>Сборная шина 2 – 6 кВ</p> <p>Выключатель 6 кВ</p> <p>Разъединитель 6 кВ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Трансформатор 6/0,4 кВ</p> <p>ОПН 6 кВ</p> <p>Шильд-генераторная установка 750 кВт</p> <p>Плавкий предохранитель</p> <p>Трансформатор напряжения 6 кВ</p> <p>Автоматический выключатель 0,4 кВ</p> <p>Сборная шина 0,4 кВ</p> <p>ВЛ-35 кВ п/ст "Алдан"</p> <p>Заземлитель 35 кВ</p> <p>Разъединитель 35 кВ</p> <p>Заземлитель 35 кВ</p> <p>Выключатель элегазовый 35 кВ</p> <p>Заземлитель 35 кВ</p> <p>Трансформатор тока 35 кВ</p> <p>РТН-6/35 кВ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Плавкий предохранитель</p> <p>Трансформатор напряжения 6 кВ</p> <p>Выключатель элегазовый 6 кВ</p>	<p><b>Лист и дата</b></p> <p>Лист № 5</p> <p>Дата 2020 г</p>	<p><b>Важ. инв. №</b></p> <p>ВЛ-35 кВ п/ст "Алдан"</p> <p>Заземлитель 35 кВ</p> <p>Разъединитель 35 кВ</p> <p>Заземлитель 35 кВ</p> <p>Выключатель элегазовый 35 кВ</p> <p>Заземлитель 35 кВ</p> <p>Трансформатор тока 35 кВ</p> <p>РТН-6/35 кВ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Заземлитель 6 кВ</p> <p>Плавкий предохранитель</p> <p>Трансформатор напряжения 6 кВ</p> <p>Выключатель элегазовый 6 кВ</p>
---	--	---

ВКР-13.03.02-1516567-ЭС 1		
Совна - Шумский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Лист	Листов
Разработчик	Иванов	6
Проверен	Анчаев	5
Т.контр.		П
Исполн.		
Удт.		

ШЭ (Система А)		
$U_n(U_0)$	$U_{Г\Delta}$	$\Delta$
$Z_1 <, Z_2 <, U >$	$U_{Г\Upsilon}$	$\Upsilon$
$I_{\Delta G}$	$I_{Г}$	$\Upsilon$
$I_{P >}$	$I_{ТВ}$	$\Upsilon$
$I_{\Delta G}, I_2, I_1, Z_1 <, Z_2 <$	$I_{НГ}$	$\Upsilon$
$U_n(U_0)$	$U_{НГ}$	—

ШЭ (Система Б)		
$\Delta$	$U_{Г\Delta}$	$U_n(U_0)$
$\Upsilon$	$U_{Г\Upsilon}$	$Z_1 <, Z_2 <, U >$
$\Upsilon$	$I_{Г}$	$I_{\Delta G}$
$\Upsilon$	$I_{ТВ}$	$I_{P >}$
$\Upsilon$	$I_{НГ}$	$I_{\Delta G}, I_2, I_1, Z_1 <, Z_2 <$
—	$U_{НГ}$	$U_n(U_0)$

Таблица уставок					
Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,2I_N$	0,92 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,2	-	
		Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$1I_N$	4,61 А	
		Тормозной ток, В	$1,5I_N$	6,91 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора	$U_{0G}$	$t_1$	$U_{01G}$	5 В	
		$t_2$	$U_{02G}$	10 В	
		$t_3$	$U_{03G}$	15 В	
	$U_{03}$	$t$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2U_N$ 120 В	
		2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4U_N$ 140 В	
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	CO	$I_{2СИГН}$	$0,07I_N$ 0,32 А	
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15I_N$ 0,69 А	
		ОТС	$I_{2СЗ}$	$0,35I_N$ 0,60 А	
		Уставка	-	69 В	
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	CO	$I_{1СИГН}$	$1,07I_N$ 4,94 А	
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1I_N$ 5,08 А	
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22I_N$ 5,64 А	
		Уставка	-	69 В	
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$Z_1$	0,09 1,15 Ом	
		2 ступень	$Z_2$	0,33 4,09 Ом	
Защита ротора от перегрузки	$I_P$	CO	$I_{P СИГН}$	$1,07I_{НОМ P}$ 4,43 А	
		ПО	$I_{P ПУСК}$	$1,12I_{НОМ P}$ 4,64 А	
		ОТС	$I_{P ПУСК}$	$2,19I_{НОМ P}$ 9,06 А	



Матрица отключений							
Защиты	Обозначение	Откл. В/Г	Гашение полей	Останов аварии и сброс АРЗ	Пуск ПХТ ГГ	Отключение В-220 и ТСН	Разгрузка по Р
Продольная ДЗ	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+		
Защита от замыканий на землю обмотки статора	$U_{0G}$	$t_1$					+
		$t_2$					
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	+	+			
		2 ступень	+	+			
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	CO					+
		ОТС	$t_1$				+
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	CO					+
		ОТС	$t_1$				+
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+
		2 ступень	$t_1$				+
Защита от перегрузки ротора	$I_P$	CO					+
		ПО	+	+			
		ОТС	+	+			

1. Ведомость состава проекта см.на чертеже ВКР-13.03.02-1516567-ГП

ВКР-13.03.02-1516567-ЭС 2					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Ивашов				
Провер.	Щиряков				
Т.контр.					
Н.контр.					
Проектирование Амедиченской ГЭС на реке Алдан				Стадия	Лист
Схема подключения электрическии защит к ТТ и ТН				6	6
Кафедра ГГЭС				ЭГЭ 15-01Б	
				2020 г.	
				Формат А3	

# Водно – энергетические показатели Амдиченской ГЭС на реке Алдан

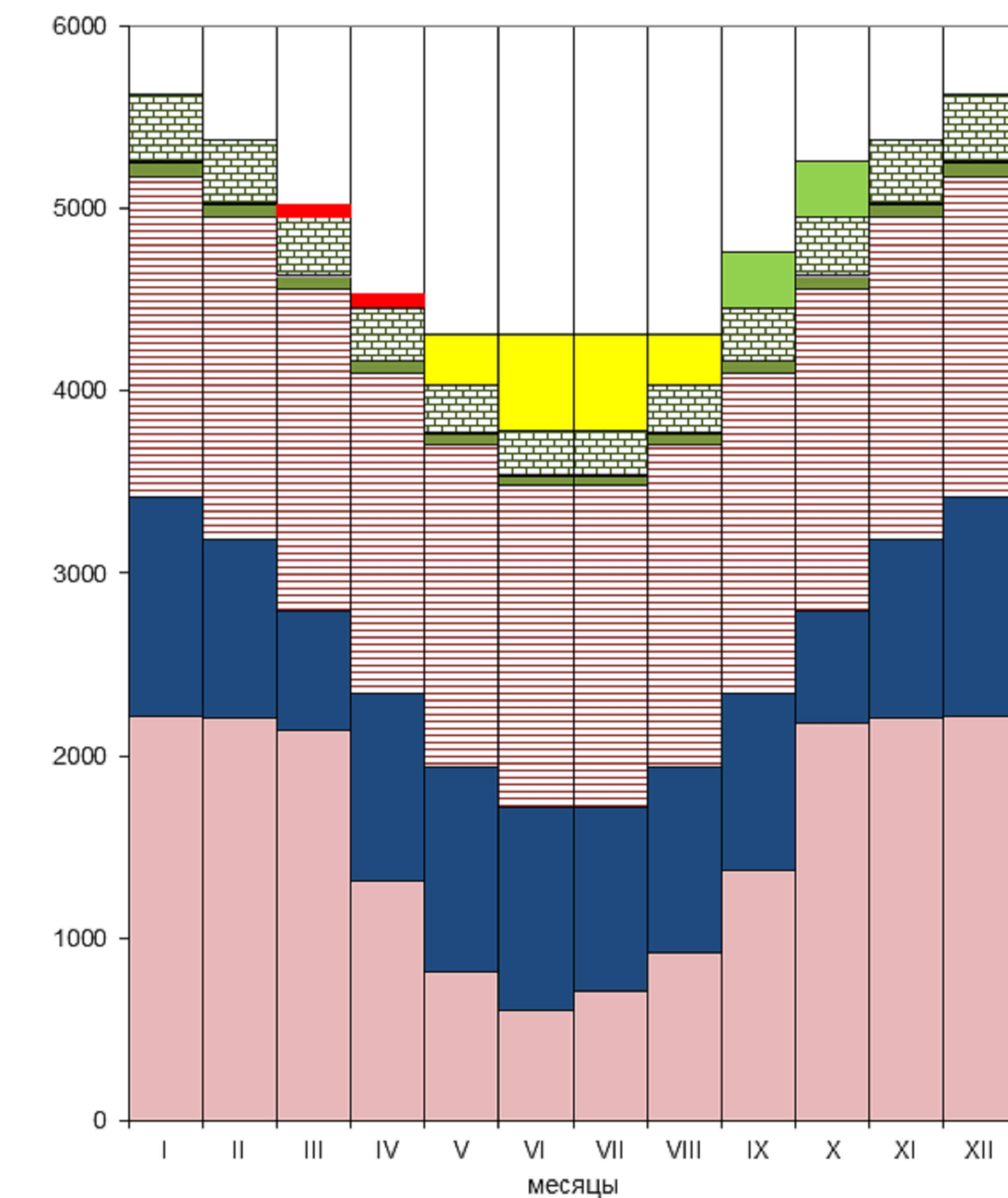
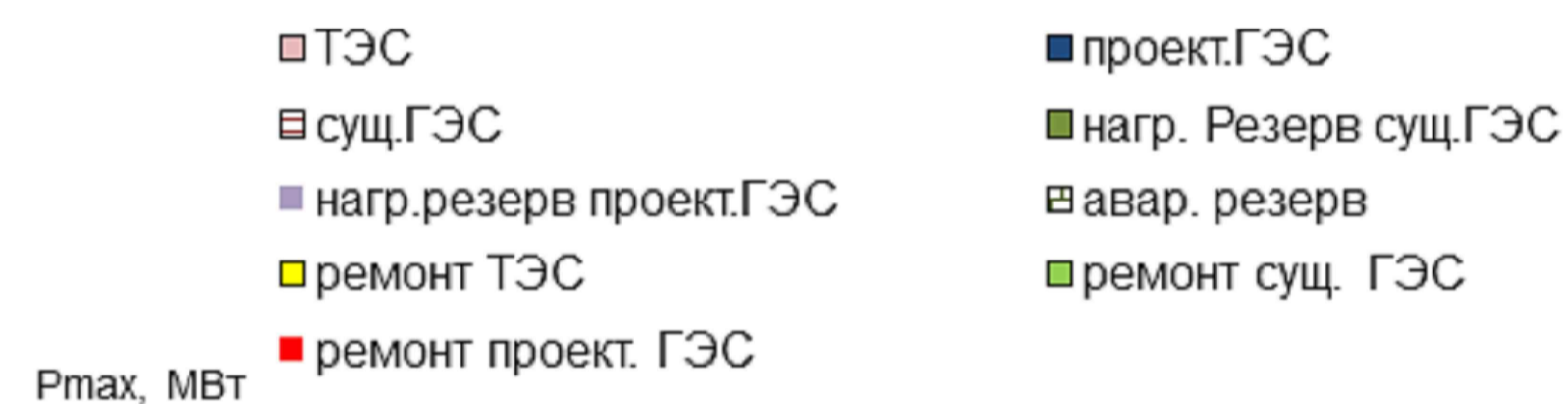
Среднегодовая выработка:

$E = 8,65$  млрд. кВт·ч

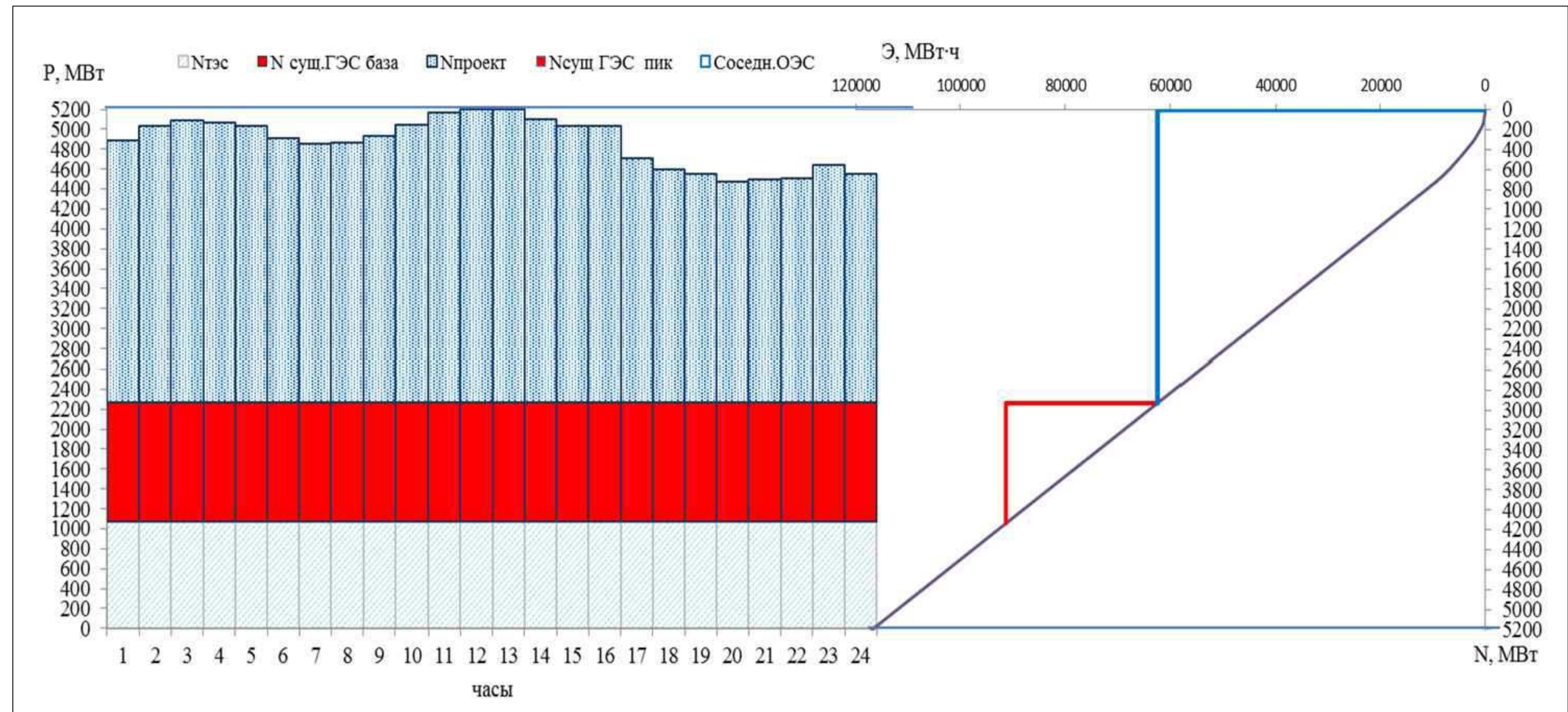
Установленная мощность

$N_{уст} = 1205$  МВт

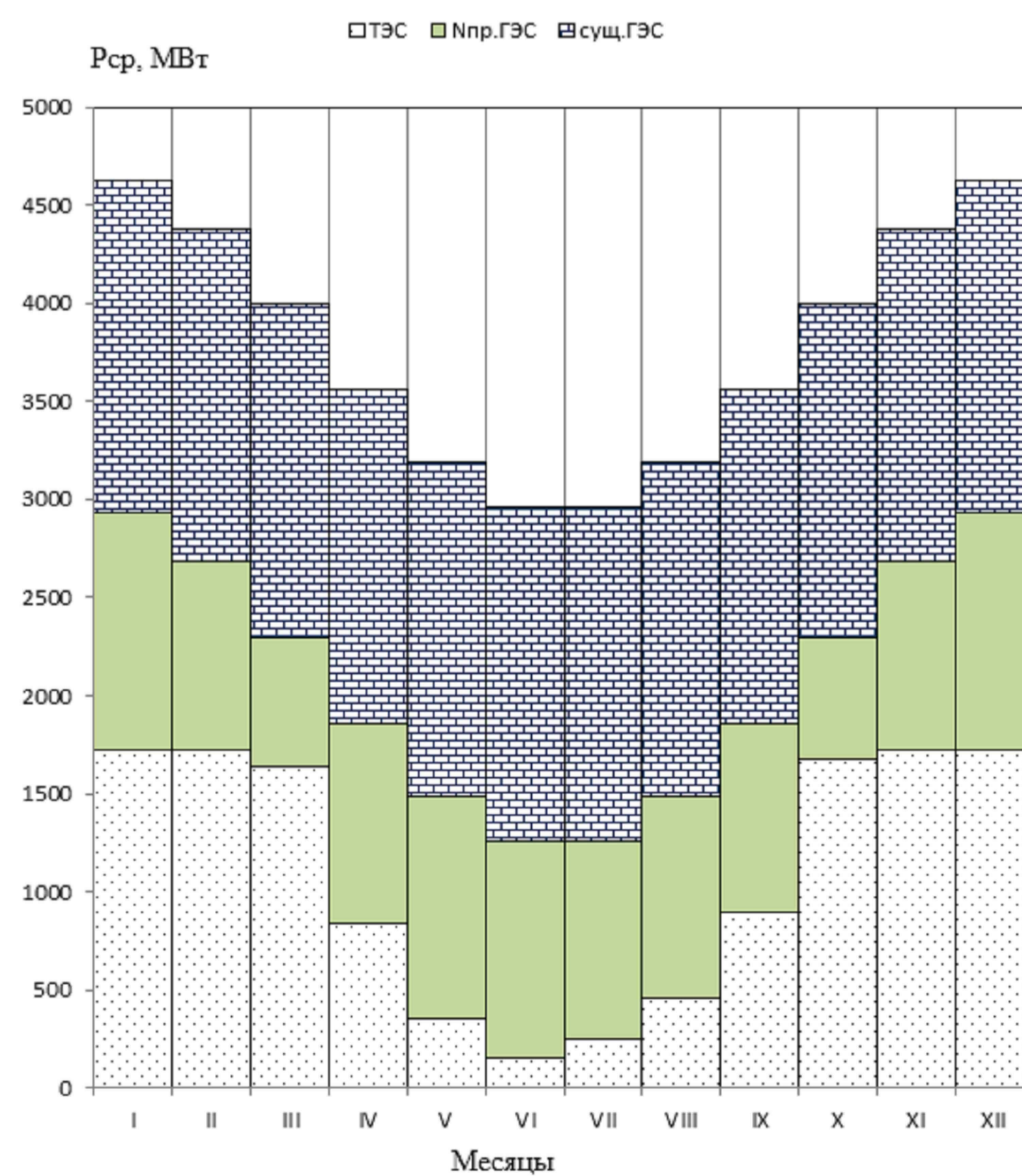
## Баланс мощности энергосистемы



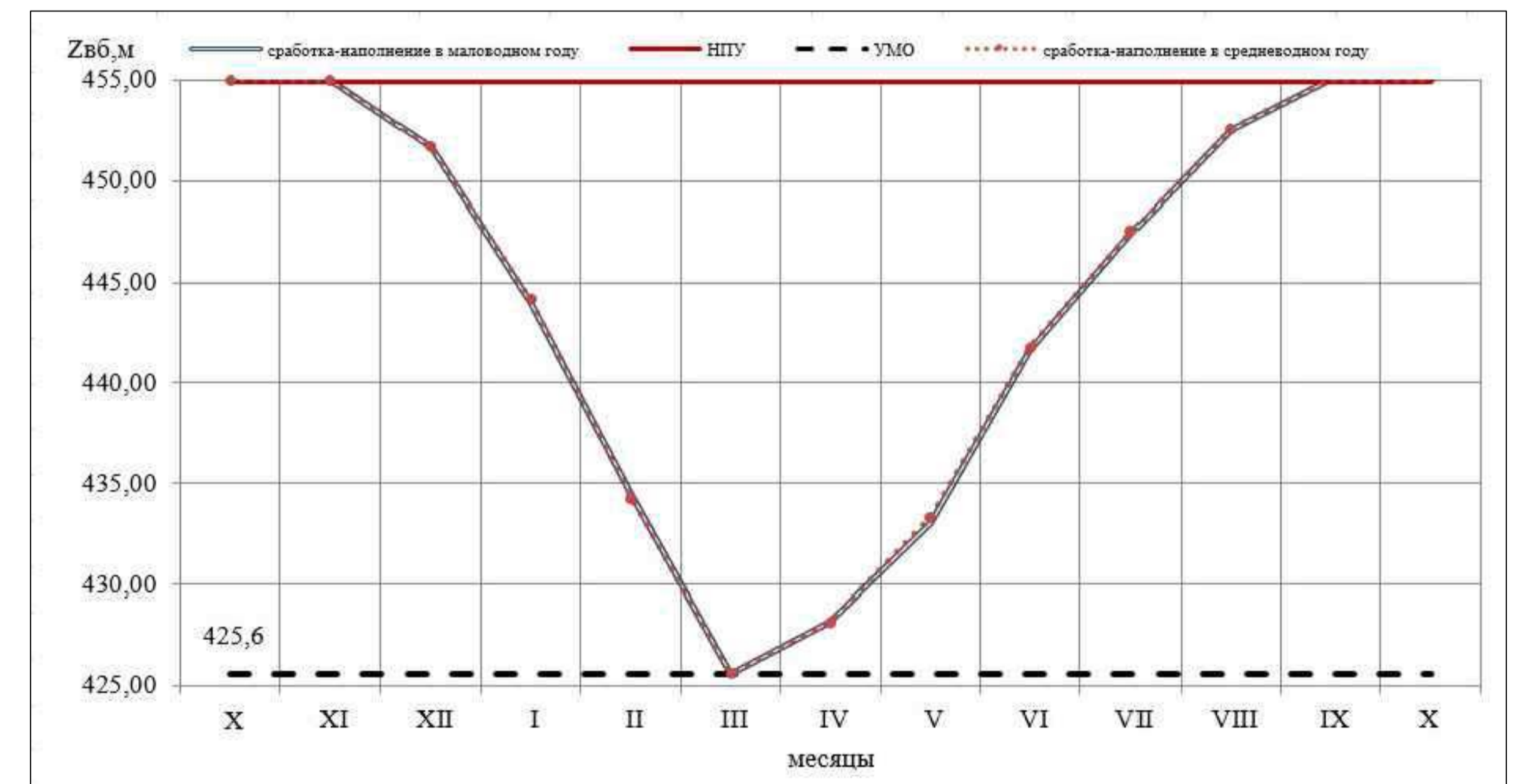
## Покрывание графика нагрузки и ИКН зимнего периода



## Баланс энергии энергосистемы



## График сработки – наполнения водохранилища



ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев

подпись

«2» 02 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АМЕДИЧЕНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АЛДАН.  
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗАТВОРОВ В ЗИМНЕМ РЕЖИМЕ**


Руководитель

  
подпись, дата

Инженер ЦПУ СШГЭС  
должность

Е.В. Бушуева  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

С.С. Ивашов  
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Амедиченской ГЭС на реке Алдан. Эксплуатация затворов в зимнем режиме».

Консультанты по разделам:


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

Нормоконтролёр

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия