

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись


инициалы, фамилия

«__» _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ БИЙ-ХЕМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИЙ-ХЕМ.
РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НАПОРА НА УЧАСТКАХ ВОДОПОДВОДЯЩЕГО
ТРАКТА ГИДРОАГРЕГАТА**

Руководитель  06.06.18
подпись, дата

Инженер по наладке
и испытаниям 2 категории
должность

А.В.Силютин
инициалы, фамилия

Выпускник  06.06.18
подпись, дата

В.И.Башкирцев
инициалы, фамилия

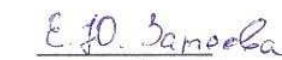
Саяногорск, Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бий-Хемской ГЭС на реке Бий-Хем. Расчет потерь напора на участках водоподводящего тракта гидроагрегата»

Консультанты по разделам :

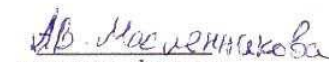
Водно-энергетические расчеты


подпись, дата


инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата


инициалы, фамилия


Электрическая часть


подпись, дата


инициалы, фамилия

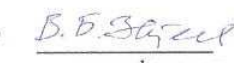
Релейная защита и автоматика


подпись, дата


инициалы, фамилия

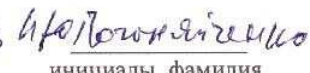
Компоновка и сооружение гидроузла


подпись, дата


инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.


подпись, дата


инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Технико - экономические показатели


подпись, дата


инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата


инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БИЙ-ХЕМСКОЙ ГЭС.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Анализ исходных данных.....	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат.....	9
1.1.2 Гидрологические данные.....	9
1.1.3 Инженерно – геологические условия.....	9
2 Водно-энергетические расчеты.....	10
2.1 Выбор расчетного маловодного и средневодного года.....	10
2.2 Определение максимального расчетного расхода.....	11
2.3 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы.....	12
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	13
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	15
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС.....	18
2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	18
2.8 Построение режимного поля.....	20
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	22
3.1 Выбор гидротурбины.....	22
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины.....	22
3.1.2 Определение номинального диаметра рабочего колеса.....	23
3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса.....	24
3.1 Расчет вала на прочность.....	26
3.2 Выбор гидрогенератора.....	26
3.3 Выбор МНУ.....	26
3.4 Выбор электрогидравлического регулятора.....	27
4 Электрическая часть.....	28
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС.....	28
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС.....	29
4.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	29
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов высшего напряжения (ВН) для схемы с простыми блоками.....	30
4.2.3 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с объединенными блоками.....	32
4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	33
4.2.5 Выбор количества отходящих воздушных линий (ВЛ).....	33
4.2.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта.....	34
4.2.7 Выбор схемы РУ ВН.....	35

4.3	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания.....	36
4.3.1	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»	38
4.3.2	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания (КЗ) на генераторном напряжении в программном комплексе «RASTR WIN 3»	39
4.3.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима ...	40
4.4	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН.....	41
4.5	Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения	42
4.6	Выбор мощности ДГУ	44
5	Релейная защита и автоматика ГЭС.....	45
5.1	Технические данные защищаемого оборудования	45
5.2	Расчет номинальных токов	45
5.3	Перечень защит основного оборудования.....	46
5.4	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)	47
5.5	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo)) .	50
5.6	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	52
5.7	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	53
5.9	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <	58
5.10	Защита от перегрузки обмотки ротора	61
5.11	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	62
5.12	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	64
6	Компоновка и сооружения гидроузла	66
6.1	Состав гидроузла.....	66
6.2	Определение класса плотины и отметки гребня плотины.....	66
6.2.1	Назначение класса ГТС	66
6.2.2	Определение отметки гребня плотины.....	66
6.3	Гидравлические расчеты	68
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	69
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	70
6.3.3	Построение профиля водосливной грани.....	71
6.3.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	73
6.3.5	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	74
6.4	Конструирование плотины.....	76
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	76
6.4.2	Быки.....	77
6.4.3	Устои	78
6.4.4	Галереи в теле плотины.....	78
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин	78
6.5	Основные элементы плотины	79
6.5.1	Противофильтрационная завеса	79
6.5.2	Дренажные устройства в основании в скальных грунтах	80

6.6	Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий	81
6.6.1	Вес сооружения и затворов	81
6.6.2	Сила гидростатического давления воды	82
6.6.3	Равнодействующая взвешивающего давления	83
6.6.4	Сила фильтрационного давления	83
6.6.5	Давление грунта	84
6.6.6	Волновое давление	87
6.6.7	Оценка прочности плотины	89
6.6.8	Критерии прочности плотины	92
6.6.9	Расчёт устойчивости плотины	93
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	94
7.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	94
7.2	Охрана труда	95
7.3	Пожарная безопасность	97
8	Оценка объемов реализации энергии и расходов проектируемой гидроэлектростанции	100
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ГЭС	100
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	100
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу	100
8.1.3	Налоговые расходы	103
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	104
8.3	Оценка инвестиционного проекта	105
8.3.1	Коммерческая эффективность	105
8.3.2	Бюджетная эффективность	106
8.4	Анализ чувствительности	106
9	Расчет потерь напора на участках водоподводящего тракта гидроагрегата .	110
9.1	Влияние потерь напора на участках водоподводящего тракта	110
9.1.1	Влияние потерь напора на сороудерживающей решетке	110
9.1.2	Влияние потерь напора на водоприемник	110
9.2	Расчет потерь водоподводящего тракта	110
9.2.1	Расчет потерь на сороудерживающей решетке	110
9.2.2	Расчет водоприемного отверстия	111
9.2.3	Расчет потерь в турбинном водоводе	113
9.2.4	Расчет потерь в спиральной камере	114
9.2.5	Расчет потерь в направляющем аппарате	116
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	117
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	119
	ПРИЛОЖЕНИЕ А- Анализ исходных данных	121
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б- Характеристика турбины	125

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БИЙ-ХЕМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки – Бий-Хем (Большой Енисей);

2. Местонахождение ГЭС – Республика Тыва;

3. Тип проектируемого сооружения – ГЭС;

4. Характерные расходы воды :

а) среднемноголетний

б) всех турбин = $601,6 \text{ м}^3/\text{с}$;

в) максимальный с обеспеченностью :

$1\% = 986 \text{ м}^3/\text{с}$;

$0,1\% = 1148 \text{ м}^3/\text{с}$;

$0,01\% = 1295 \text{ м}^3/\text{с}$;

г) минимальный =

5. Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока - многолетний

б) отметка :

НПУ = 697 м;

ФПУ = 698 м;

УМО = 692,00 м;

в) объемы:

полный = $10,4 \text{ км}^3$;

полезный = $4,89 \text{ км}^3$;

6. Напоры ГЭС:

а) максимальный = 47,2 м;

б) расчетный = 40,4 м;

в) минимальный = 38,6 м;

7. Энергетические характеристики:

а) мощность :

установленная = 540 МВт;

гарантированная = 300 МВт;

8. Размеры плотины (общая длина):

а) левобережная бетонная = 113 м;

б) правобережная бетонная = 474 м;

в) водосливная = 33,9 м;

г) станционная = 79,1 м;

9. Водосбросные сооружения:

а) тип – поверхностный водослив;

б) число и размер пролетов – 3 x 11,3 м;

в) общая длина = 33,9 м;

г) максимальная высота = 55,4 м;

10. Здание ГЭС

а) тип здания – приплотинное;

б) число агрегатов – 6;

в) грунты в основании – скала (гранит);

- г) тип спиральной камеры – бетонная;
- д) тип отсасывающей трубы – изогнутая;

11. Основное оборудование :

- а) тип турбины – ПЛ50-В-560;
- б) тип генератора – СВ-850/190-40ТС4;
- в) мощность генератора - 90 МВт;
- г) частота вращения – 136,4 об/мин;
- д) тип трансформаторов – ТДЦ 125000/220-У1;

12. Техничко-экономические показатели :

- а) себестоимость энергии – 12 коп/кВт·ч;
 - б) показатели эффективности: НПВ - 10054,32 млн.руб.;
- Срок окупаемости – 6 лет 11 месяцев.

ВВЕДЕНИЕ

Использование водных ресурсов имеет значительное превосходство перед использованием других видов энергоресурсов так как:

Гидроэнергия – возобновляемый источник энергии и практически не исчерпаем, также её использование не допускает вредоносного влияния на окружающую среду в процессе производства.

Себестоимость 1кВт·ч энергии производимой на ГЭС значительно меньше, в сравнении с тепловой станцией, из этого следует скорая окупаемость капитальных вложений затраченных на строительство ГЭС.

Так как технология процесса достаточно проста, то на выработку электроэнергии требуется меньше рабочей силы.

Коэффициент полезного действия гидроагрегата выше, в сравнении с турбоагрегатом.

ГЭС более надежна в эксплуатации, в виду значительно меньшего износа оборудования.

Так как гидроэнергия достаточно дешевая и легко добываемая, то это усиливает развитие электроемких производств.

1 Анализ исходных данных

Бий-Хем (Большой Енисей) – приток реки Енисей. Длина реки – 605 км, площадь бассейна – 56800 км². Берет начало из небольшого горного озера Кара-Балык. Расположена в республике Тыва.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат резко-континентальный. Зима морозная безветренная, в котловинах малоснежная. Лето умеренно теплое в горах и жаркое в котловинах. Средняя температура января от -28°С до -35°С , июля от 15°С до 20°С. Зима длится с ноября по апрель. Снежный покров устанавливается в конце октября и достигает 15-20 см, в горах до 1-2 метров, сходит в середине апреля, в горах – в мае. Весна (апрель – май) – короткая, ясная, ветренная и сухая. Ветра над Тывой обычно слабые, особенно зимой. Весной наблюдается усиление ветровой деятельности, максимальная скорость часто превышает 15м/с, достигая 20-25 м/с.

1.1.2 Гидрологические данные

Исток реки Бий-Хем находится в республике Тыва. Бий-Хем на всём своём протяжении является горной рекой. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Бий-Хем за период 1951-2000 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

1.1.3 Инженерно – геологические условия

По геологической карте выявлено, что в районе створа Бий-Хемской ГЭС нет зон контакта тектонических плит.

В основании реки Бий-Хем – гранит.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетного маловодного и средневодного года

Разделили год на два основных периода: половодье (многоводный) и межень (маловодный). К периоду половодья относятся месяцы, в которых расходы больше или соответствуют среднегодовому расходу. Остальные месяцы составили межень.

Обеспеченность определяется по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 (\%), \quad (2.1)$$

где $P(m)$ – обеспеченность в %;

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

n – общее количество членов ряда.

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

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

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

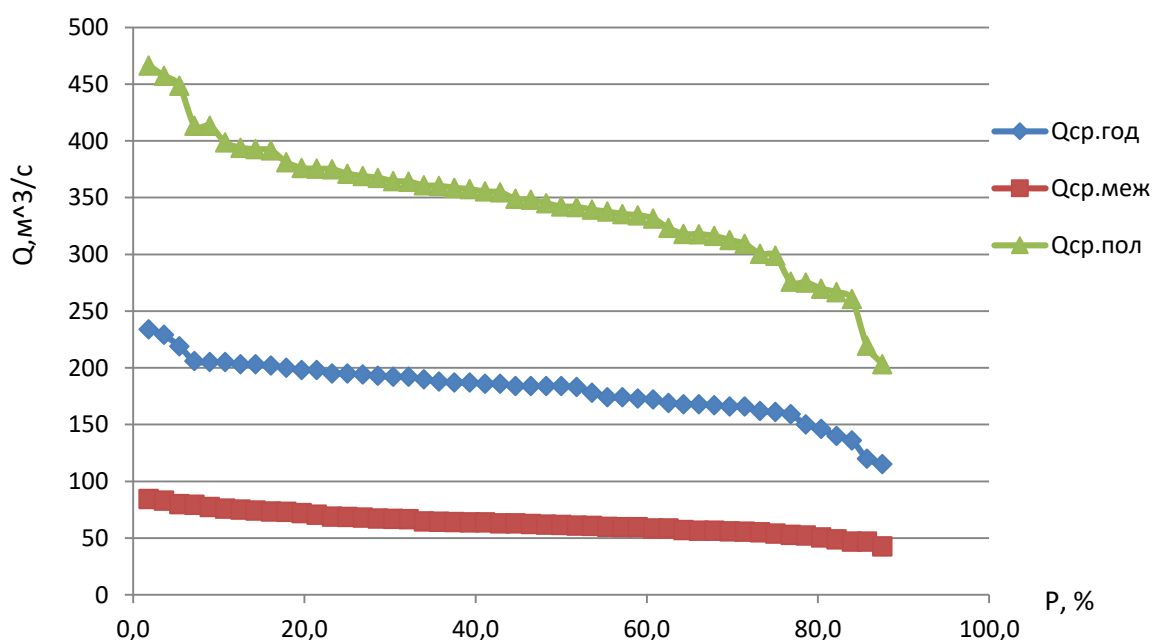


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

Так как 1957 (50%) и 1989 (90%) в приведении не нуждаются, то таблица 2.1 для средневодного и маловодного года :

Таблица 2.1 – Расчетные средневодный и маловодные года.

P, %	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
50	1957	38	35	57	90	266	480	400	300	250	120	60	55
90	1989	30	30	32	11	264	400	351	250	228	107	50	22

По таблице 2.1 построили гидрограф реки для средневодного и маловодного годов (рисунок 2.2)

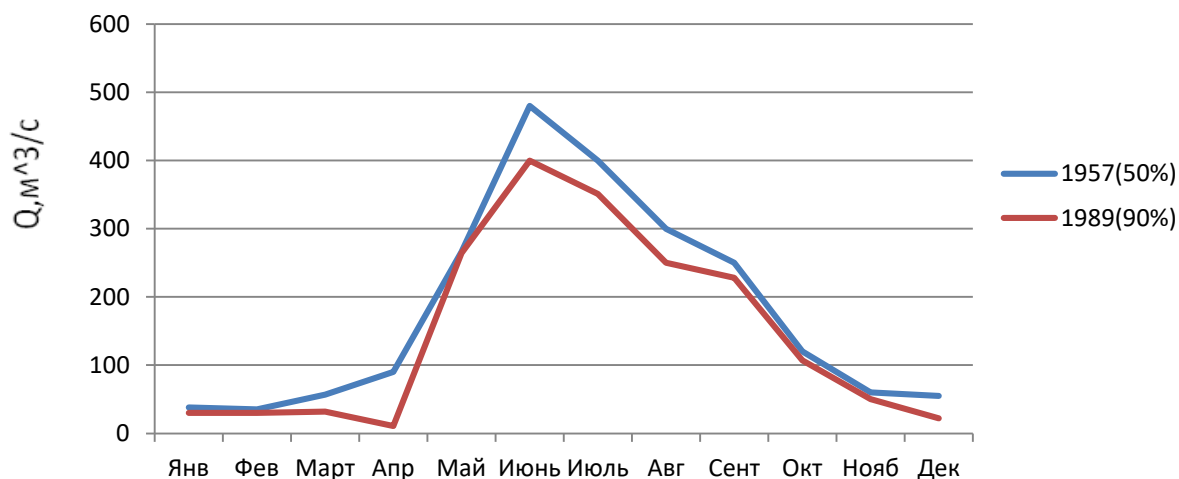


Рисунок 2.2 – Гидрограф реки Бий-Хем для средневодного и маловодного годов

2.2 Определение максимального расчетного расхода

Согласно СП 40.13330.2012, проектируемая бетонная водосливная плотина имеет 1 класс. Сооружение такого класса рассчитывается на пропуск половодья с расходом, превышение которого составляет 0,1% (основной расчетный случай). Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным поверочного расчетного случая (пропуск половодья с расходом, ежегодное превышение которого составляет 0,01%).

Коэффициент вариации находится по формуле :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} \quad (2.2)$$

где k – модульный коэффициент, который определяется :

$$k = \frac{Q_n}{Q_{cp}} \quad (2.3)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле :

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} \quad (2.4)$$

Результаты расчета представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Вычисление расходов, заданной обеспеченности средних годовых расходов воды

P, %	0,01	0,1	0,5	1
Φ	4,61	3,66	2,95	2,61
Ms	1,23	0,98	0,79	0,70
Ks	2,23	1,98	1,79	1,70
Qs	1295	1148	1038	986

2.3 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Используя план генерации и потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы, получили суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов.

Используя суточные мощности построили интегральную кривую нагрузки (ИКН) по данным таблиц 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Данные для построения ИКН зимних суток

$P_{ран}$, МВт	ΔP , МВт	Δt , ч	$\Delta \mathcal{E}$, млн кВт·ч	$\Delta P_{сум}$, МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн кВт·ч
8738	26	1	0,026	26	0,026
8712	60	2	0,120	86	0,146
8652	77	3	0,231	163	0,377
8575	41	4	0,164	204	0,541
8534	15	5	0,075	219	0,616
8519	1	6	0,006	220	0,622
8518	77	7	0,539	297	1,161
8441	11	8	0,088	308	1,249
8430	14	9	0,126	322	1,375
8416	25	10	0,250	347	1,625
8391	29	11	0,319	376	1,944
8362	1	12	0,012	377	1,956
8361	2	13	0,026	379	1,982
8359	131	14	1,834	510	3,816
8228	156	15	2,340	666	6,156
8072	65	16	1,040	731	7,196
8007	147	17	2,499	878	9,695
7860	145	18	2,610	1023	12,305
7715	106	19	2,014	1129	14,319
7609	76	20	1,520	1205	15,839
7533	55	21	1,155	1260	16,994
7478	17	22	0,374	1277	17,368
7461	52	23	1,196	1329	18,564
7409	7213	24	173,103	8542	191,667

Таблица 2.4 – Данные для построения ИКН летних суток

$P_{ран}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta t, \text{ч}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta P_{сум}, \text{МВт}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$
6143	2	1	0,002	2	0,002
6141	3	2	0,006	5	0,008
6138	16	3	0,048	21	0,056
6122	3	4	0,012	24	0,068
6119	7	5	0,035	31	0,103
6112	11	6	0,066	42	0,169
6101	8	7	0,056	50	0,225
6093	0	8	0,000	50	0,225
6093	21	9	0,189	71	0,414
6072	12	10	0,120	83	0,534
6060	23	11	0,253	106	0,787
6037	31	12	0,372	137	1,159
6006	17	13	0,221	154	1,380
5989	59	14	0,826	213	2,206
5930	166	15	2,490	379	4,696
5764	85	16	1,360	464	6,056
5679	186	17	3,162	650	9,218
5493	39	18	0,702	689	9,920
5454	110	19	2,090	799	12,010
5344	72	20	1,440	871	13,450
5272	15	21	0,315	886	13,765
5257	47	22	1,034	933	14,799
5210	37	23	0,851	970	15,650
5173	5033	24	120,797	6003	136,447

Интегральные кривые нагрузки для зимнего и летнего периода (Приложение А, рисунок А.1, А.2).

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ) \quad (2.5)$$

где t – номер месяца в году по порядку;

a, b – коэффициенты определяемые по формулам 2.6 и 2.7

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2} \quad (2.6)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2} \quad (2.7)$$

где $P_{зим}^{max}$ – максимальная нагрузка в зимний период;
 $P_{лет}^{max}$ – максимальная нагрузка в летний период;

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываем аналогичным способом.

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы представлены в таблицах 2.5 и 2.6

Таблица 2.5 – Расчетная таблица для построения графика максимальных годовых нагрузок

t	$\text{COS}(30*t-15)$	a	b	P_{max} , МВт
1	-0,7597	7607	1086	8693
2	0,5253			8358
3	0,9218			7777
4	-0,2410			7105
5	-0,9961			6524
6	-0,0663			6187
7	0,9756			6186
8	0,3673			6521
9	-0,8623			7101
10	-0,6333			7773
11	0,6669			8355
12	0,8391			8692

Таблица 2.6 – Расчетная таблица для построения графика среднегодовых нагрузок

t	$\text{COS}(30*t-15)$	a	b	P_{max} , МВт
1	-0,7597	7156	987	8142
2	0,5253			7837
3	0,9218			7309
4	-0,2410			6700
5	-0,9961			6171
6	-0,0663			5866
7	0,9756			5865
8	0,3673			6169
9	-0,8623			6696
10	-0,6333			7306
11	0,6669			7834
12	0,8391			8141

График средних и максимальных нагрузок представлен на рисунке 2.3

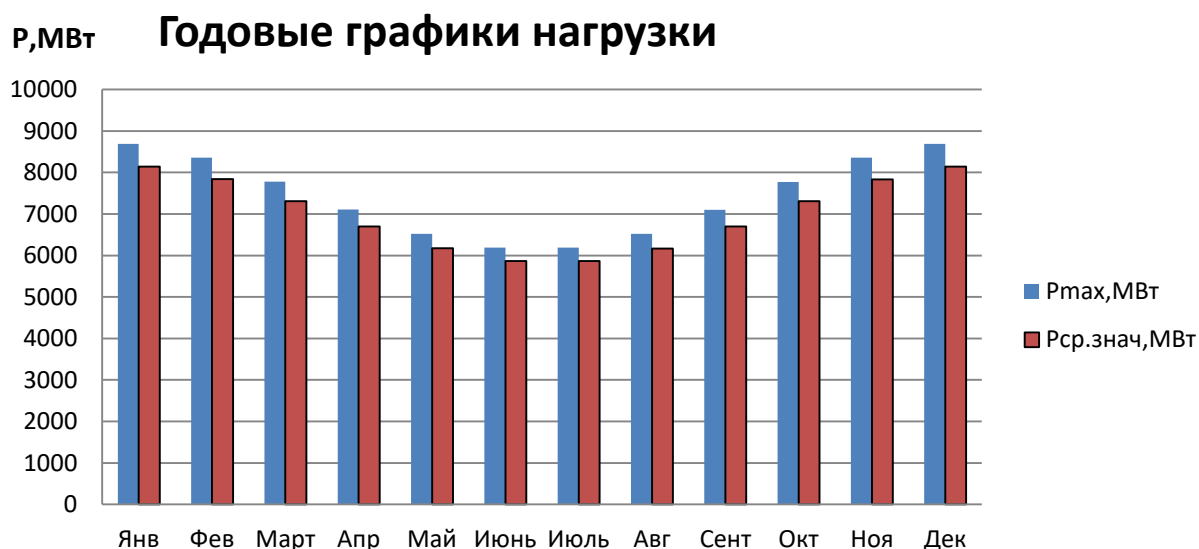


Рисунок 2.3 – Графики средних и максимальных нагрузок

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Для выбранного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом расходе для каждого месяца по формуле :

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.8)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,66$;

H – подведенный напор;

$Q_{\text{полез}}$ – полезный бытовой расход.

Напор вычисляется по формуле :

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.9)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, равная отметке НПУ, м;

$Z_{\text{НБ}}$ – отметка нижнего бьефа, равная среднемесячным бытовым расходам, определенным по кривой связи;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Все расчеты представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет режима работы ГЭС по бытовому расходу

Месяц	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Z _{вб} , м	Z _{нб} , м	H, м	N _{гэс} , МВт
январь	30	14	697	647	49	6
февраль	30	14	697	647	49	6
март	32	16	697	647	49	7
апрель	11	24	697	648	49	10
май	264	288	697	651	46	114
июнь	400	394	697	652	45	153
июль	351	341	697	651	45	134
август	250	240	697	651	46	96
сентябрь	228	222	697	650	46	89
октябрь	107	101	697	649	48	42
ноябрь	50	34	697	648	49	15
декабрь	22	6	697	647	49	3

Также необходимо рассчитать мощность станции с учетом ВХК :

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса (ВХК), м³/с

Расчеты представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Расчет режима работы ГЭС по ВХК

Месяц	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{вхк} , м ³ /с	Z _{вб} , м	Z _{нб} , м	H, м	N _{гэс} , МВт
январь	30	60	697	648	48	25
февраль	30	60	697	648	48	25
март	32	60	697	648	48	25
апрель	11	120	697	649	47	49
май	264	120	697	649	47	49
июнь	400	120	697	649	47	49
июль	351	120	697	649	47	49
август	250	120	697	649	47	49
сентябрь	228	120	697	649	47	49
октябрь	107	120	697	649	47	49
ноябрь	50	60	697	648	48	25
декабрь	22	60	697	648	48	25

Сравнение этих двух режимов сведено в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Сравнение режимов работы по бытовому расходу и ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Нразн	-19	-19	-18	-39	65	104	84	46	40	-7	-11	-22

Из таблицы делаем вывод, что сработка начинается с октября.

Следующим шагом отобразим работу проектируемой станции на графике баланса энергии энергосистемы. Для этого необходимы сведения о среднемесячной выработке существующих ГЭС, которые берутся с сайта РусГидро. Баланс энергии проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.4.

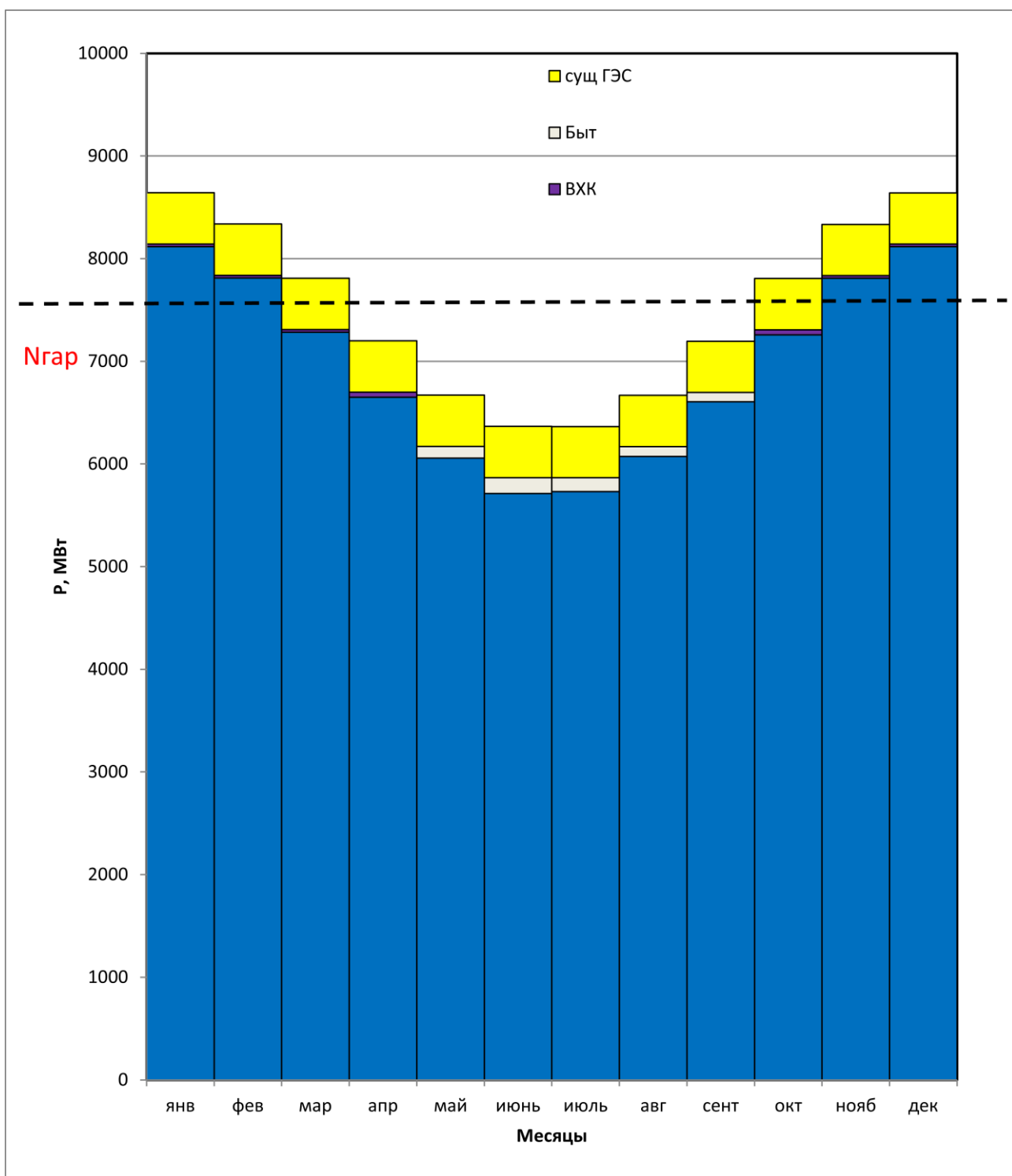


Рисунок 2.4 – Баланс энергии проектируемой ГЭС

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Основной задачей данного расчета является определение гарантированной мощности для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметка УМО), среднемноголетней выработки, определение установленной мощности станции.

Расчет начинался с момента заполненного водохранилища, то есть с отметки НПУ = 697 м.

Сработка средневодного года производится двумя способами:

Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За итоговый вариант принимается способ в котором среднемноголетняя выработка электроэнергии больше. Сработка за маловодный и средневодные года представлена в приложении. (приложение А, таблица А3,А4).

График сработки – наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – График сработки – наполнения водохранилища

2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для энергосистемы Сибири нагрузочный резерв составляет 1,2%, аварийный 7%. С учетом этого рассчитали установленную мощность проектируемой Бий-Хемской ГЭС:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 540 \text{ МВт} \quad (2.11)$$

Установленную мощность ТЭС определяется по формуле:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС} + N_{нагр.рез.}^{ТЭС}, \quad (2.12)$$

Планирование капитального ремонта оборудования производится на основе особенностей использования электроэнергии. Ремонт оборудования производится в те месяцы, когда на ГЭС имеется свободная мощность. В России это конец лета и осень. Согласно стандарту РусГидро частота проведения ремонта гидроагрегатов 1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1мес = \frac{540}{6} = 90 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.13)$$

Баланс мощности энергосистемы Сибири представлен на рисунке 2.6.

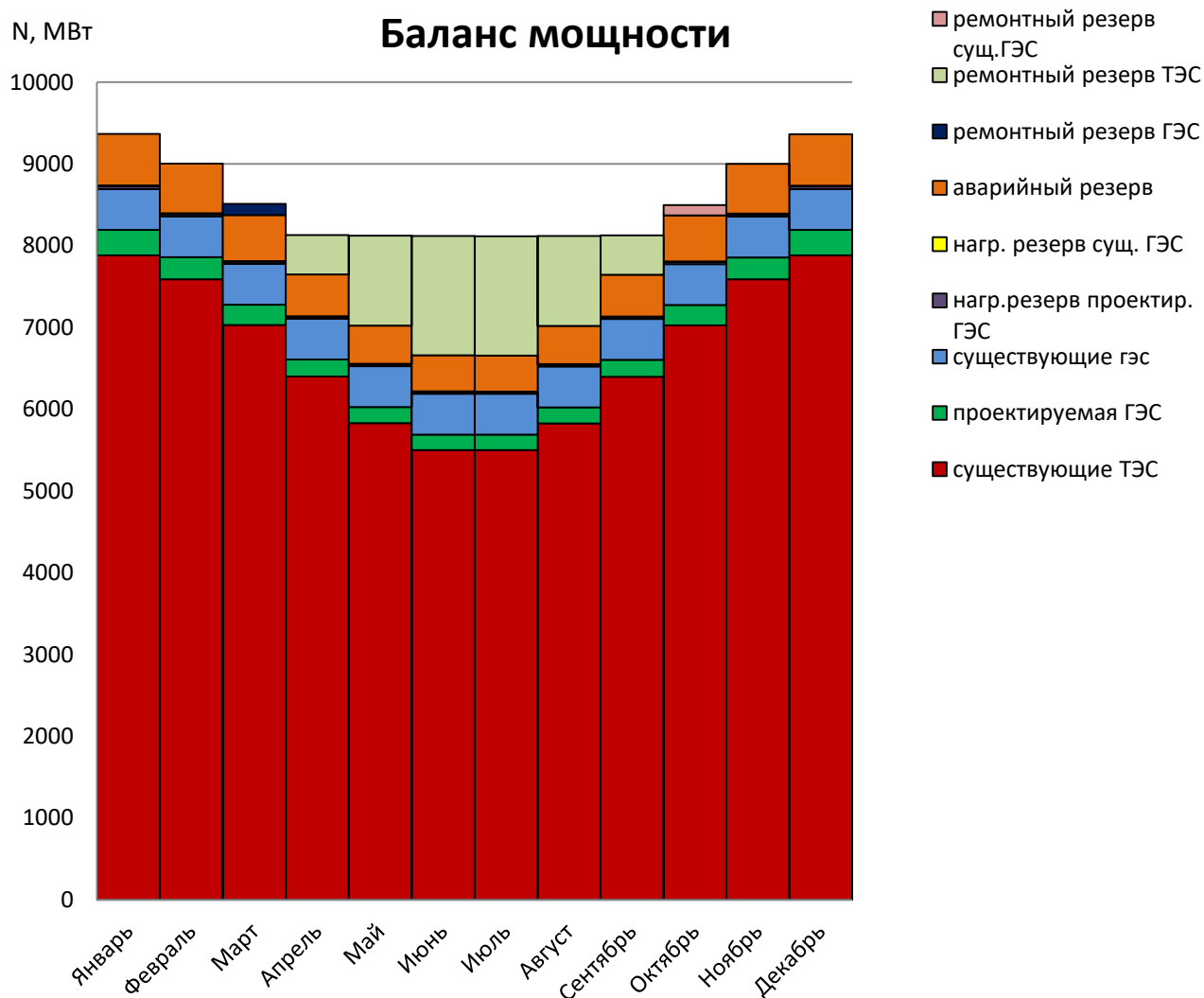


Рисунок 2.6 – Баланс мощностей энергосистемы

2.8 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей которого является напорная характеристика при работе станции с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ. Нижней границей – при сработавшем водохранилище до отметки УМО. Построение характеристик выполняется из расчета следующих формул :

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - Z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h , \quad (2.14)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе ;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{\min} = 45 \text{ м}^3/\text{с}$$

Формула для линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид :

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{\text{уст}}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (2.15)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность Бий – Хемской ГЭС;

k_N – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на станции.

Формула линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (2.16)$$

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ – максимальный расход через ГЭС, определяемый в точке пересечения линии ограничения по установленной мощности с линией расчетного напора

H_p – расчетный напор, определяемый в точке пересечения линии ограничения по установленной мощности с линией расчетного напора.

Результаты расчетного режимного поля сведены в таблице 2.10 и представлены на рисунке 2.7.

Таблица 2.10 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

кривые связи НБ для летних и зимних условий			напорные характеристики			линия огр. по расчетной Нуст		линии огр. по проп. способн.ГЭС		линия огр. по Qсан.попуск	
Q _{НБ}	Z _{НБ, лето}	Z _{НБ, зима}	H _{НПУ}	H _{УМО}	H _{ZВБ1(р)}	H	Q	H	Q	H	Q
0		647,0	49,3	44,4	46,4	45,0	1308,7	42,0	1574,1	100	45
20		647,5	48,8	43,9	45,9	44,0	1338,4	41,0	1555,2	0	45
45		648,0	48,3	43,4	45,4	43,0	1369,6	40,0	1536,2		
75		648,5	47,8	42,9	44,9	42,0	1402,2	39,0	1516,8		
105		649,0	47,3	42,4	44,4	41,0	1436,4	38,0	1497,3		
140		649,5	46,8	41,9	43,9	40,0	1472,3	37,0	1477,4		
180		650,0	46,3	41,4	43,4	39,0	1510,0	36,0	1457,3		
230		650,5	45,8	40,9	42,9	38,0	1549,8	35,0	1437,0		
290		651,0	45,3	40,4	42,4	37,0	1591,7	34,0	1416,3		
360		651,5	44,8	39,9	41,9	36,0	1635,9	33,0	1395,3		

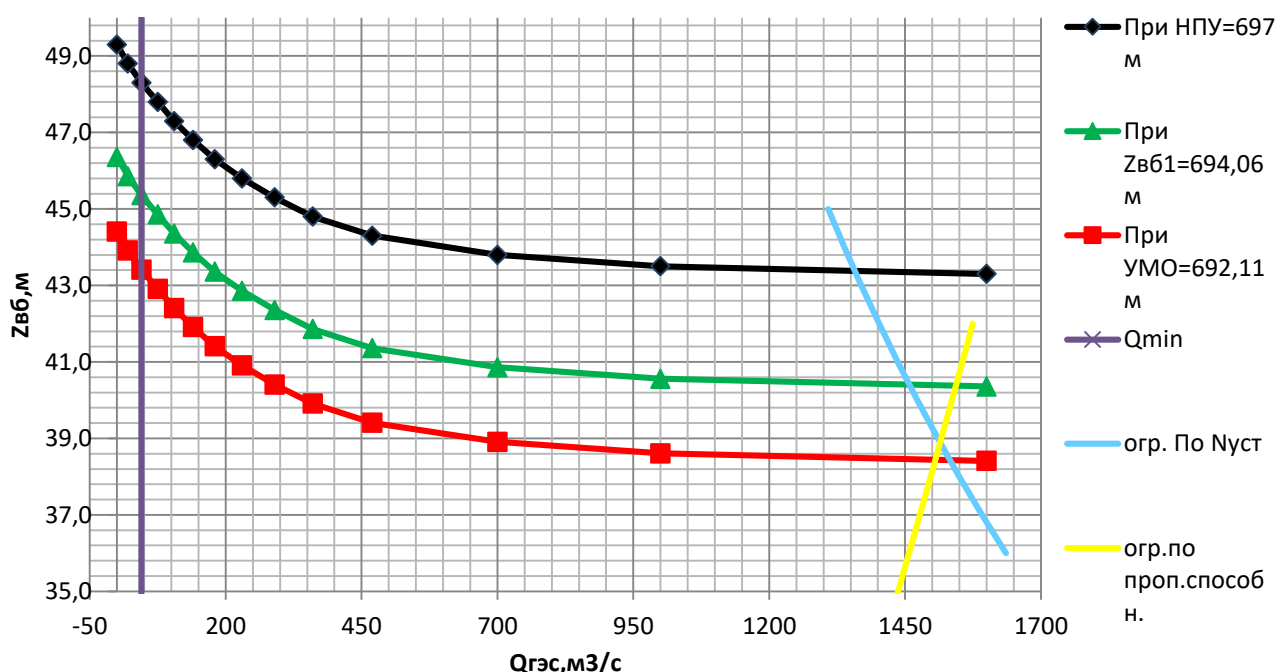


Рисунок 2.7 – Режимное поле Бий-Хемской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем :

- максимальный напор ($H_{max} = 47,2$ м)
- расчетный напор ($H_p = 40,4$ м)
- минимальный напор ($H_{min} = 38,6$ м)

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины

Необходимо выбрать систему и тип турбины, номинальный диаметр рабочего колеса D_1 и частоту вращения n таким образом, чтобы при наименьших размерах турбины и генератора, при наибольшей высоте отсасывания и при возможности больших значений КПД обеспечить получение заданной номинальной мощности.

Выбор турбины производился по универсальным характеристикам (УХ), которые получены по результатам испытаний моделей.

Исходными данными при выборе турбины являются:

- установленная мощность ГЭС $N_{уст}=540000$ кВт;
- расчетный по мощности напор $H_p=40,4$ м;
- максимальный напор $H_{max}=47,2$ м;
- минимальный напор $H_{min}=38,6$ м;

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор системы и типа гидротурбины производили по максимальному напору. При данном максимальном напоре $H_{max}=47,2$ м. подошли следующие типы:

- ПЛ50-В
- ПЛД50-В60°

Составили таблицу 3.1 параметров моделей данных гидротурбин:

Таблица 3.1 – Основные параметры моделей гидротурбин

Тип	ПЛ50-В	ПЛД50-В60°
$H_{пред}, \text{ м}$	50	50
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{opt}, \text{ об/мин}$	116	113
$Q'_{opt}, \text{ л/с}$	1000	1100
$\eta_{m opt}$	0,916	0,910
$Q_{I max}, \text{ л/с}$	1520	1700
$\sigma (Q'_{I max})$	0,6	0,65
$D_{I mod}, \text{ м}$	0,46	0,35
$H_{mod}, \text{ м}$	12	5
$t_{mod}, \text{ }^\circ\text{C}$	21	16

3.1.2 Определение номинального диаметра рабочего колеса

Задались рядом стандартных диаметров рабочего колеса (D_1 , м). Для каждого значения диаметра рассчитали следующие параметры:

Максимальное значение КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_{H \text{ opt}} = 1 - \left(1 - \eta_{M \text{ opt}}\right) \cdot \left(0,25 + 0,75 \left(\frac{Re_M}{Re_H}\right)^{0,2}\right), \quad (3.1)$$

$$\left(\frac{Re_M}{Re_H}\right)^{0,2} = (v_M v_H)^{0,2} \cdot (D_{1M} D_{1H})^{0,2} \cdot (H_M H_p)^{0,1}, \quad (3.2)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости воды, зависящий от её температуры.

Мощность агрегата:

$$N_{\text{агр}} = 9,81 Q_{\text{р.т.}} D_1^2 H_p H_p^{0,5} \eta_T \eta_G; \quad (3.3)$$

Количество агрегатов:

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

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}; \quad (3.5)$$

Частота вращения турбины:

$$n' = \frac{n'_{\text{opt}} (\Delta_1 H_p)^{0,5}}{D_1}, \quad (3.6)$$

С последующим округлением до ближайшей синхронной частоты вращения

Приведенные максимальные, минимальные и расчетные частоты вращения:

$$n'_{I \text{ max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0,5}} \quad (3.7)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0,5}} \quad (3.8)$$

$$n'_{I \text{ min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0,5}} \quad (3.9)$$

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{\nabla_{НБР}}{900} - \sigma H_p - 1,5 - \Delta Z_{x.пл} \quad (3.10)$$

3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса

Исходя из условий бескавитационной работы гидротурбины, определили допустимое заглубление рабочего колеса:

$$\nabla z_{р.к.} = z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s \quad (3.11)$$

где $z_{НБ}(Q_{НБ})$ - отметка уровня воды в НБ при $Q_{НБ}$, соответствующим расчетному значению значению высоты отсасывания H_s .

$$\nabla z_{р.к.} = 650,75 - 8 = 642,75 \text{ м}$$

Все расчеты свели в таблицу 3.2. Заранее отбросив варианты с $Z_{агр}$ более 6 шт. и высотами отсасывания менее -8 м.

Таблица 3.2 – Параметры ГА для ряда стандартных значений диаметра РК

	ПЛ50-В				ПЛД50-В60°			
D_1 , м	4,5	4,75	5,3	5,6	4,5	5	5,3	6
КПД _г	0,922	0,923	0,924	0,924	0,913	0,9146	0,915	0,916
$N'_{агр}$, кВт	69085	77019	95997,4	107233	76055,5	94006,91	105694	135639
Z'_a , шт	4,8	4,28	3,86	3,44	4,34	3,9	3,5	3,1
Z_a , шт	8	8	7	6	8	7	6	6
$N_{агр}$, кВт	67500	67500	90000	90000	67500	90000	90000	135000
Δ_1	1,041	1,041	1,042	1,043	1,0598	1,061	1,0617	1,0632
$n_{с'1}$	167,15	158,4	142,03	134,46	164,31	147,97	139,63	123,43
$n_{с1}$	167,7	166,7	142,8	136,4	166,7	150	142,8	125
$n'_{I \max}$	119	125	119	120	117	117	118	117
$n'_{I \text{ расч}}$	116	122	117	118	115	115	116	114
$n'_{I \min}$	108	113	108	109	106	106	107	106
$Q^*_{кпд \text{ расч}}$	1,378	1,237	1,325	1,187	1,378	1,488	1,32	1,5507
$Q^*_{кпд \max}$	1,092	0,980	1,049	0,940	1,094	1,178	1,05	1,228

Сопоставив различные турбины и выбрав оптимальный вариант. При этом учитывали диаметр рабочего колеса, высоту отсасывания, значение КПД, расположение рабочей зоны на УХ, наличие каталожного гидрогенератора при заданной синхронной частоте вращения гидротурбины, при этом активная мощность генератора не должна превышать мощность гидроагрегата более чем на 10%.

Полагаясь на каталог гидрогенераторов, имеются гидрогенераторы для турбин ПЛ50-В-560 и ПЛД50-В60°-530. Сравнение двух вариантов свели в таблицу 3.3:

Таблица 3.3 – Сопоставление двух вариантов диаметра РК

	ПЛ50-В		ПЛД50-В60°	
D_1 , м	5,6	-	5,3	+
КПД _т	0,924	+	0,915	-
Za, шт	6	+	6	+
N агр, кВт	90000	-	90000	+
nc ₁	136,4	+	142,8	-
Hs	-8,0	+	-9,67	-

Выбрали турбину ПЛ50-В-560, т.к. при меньшем диаметре рабочего колеса она имеет большее значение КПД, большую синхронную частоту вращения, допустимую высоту отсасывания, и более приемлемую зону работы на УХ рисунок 3.1. Доставка к месту строительства станции осуществляться в разобранном виде с помощью Ж/Д-путей.

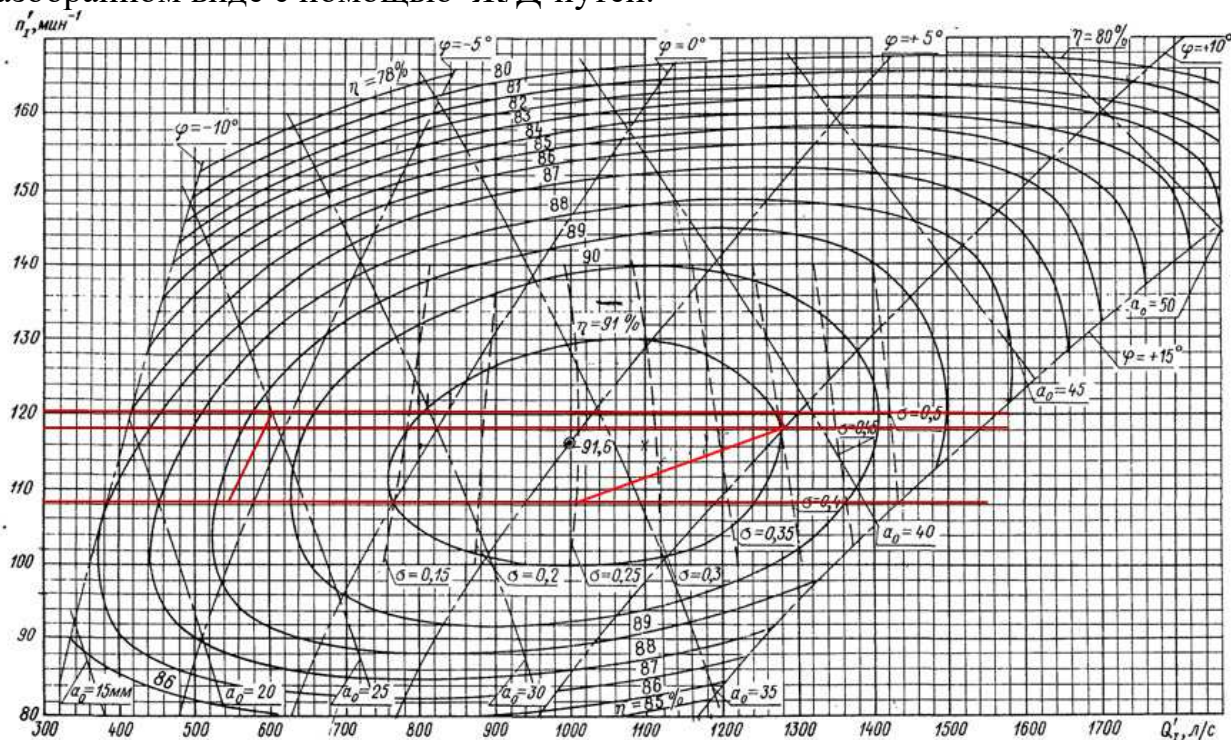


Рисунок 3.1 – Расположение рабочей зоны ПЛ50-В-560 на УХ

3.1 Расчет вала на прочность

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.12)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа;

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = 6,43 \text{ МПа}; \quad (3.13)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{6,43}{35} \right)^{0,33} = 978 \text{ мм}. \quad (3.14)$$

Из ряда стандартных значений принимаем $D_B = 1000$ мм

3.2 Выбор гидрогенератора

В пункте 3.1.2 уже было сказано, что одним из условий выбора диаметра рабочего колеса, является наличие каталожного гидрогенератора.

Основываясь на синхронной частоте вращения и мощности гидроагрегата был выбран гидрогенератор зонтичного типа:

СВ-850/190-40ТС4

Таблица 3.6 - Паспортные данные гидрогенератора СВ-850/190-40ТС4

$S_{ном},$ МВА	$P_{ном},$ МВт	$\cos\phi$	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$n_{ном},$ об/мин	$n_{уг}/n_{ном}$	Система возбуждения	КПД, %
100	90	0,85	10,5	4,92	136,4	2,42	Независимая тиристорная с ВГ	98

Габаритные размеры гидрогенератора:

Внешний диаметр магнитопровода статора: 850 см.

Высота ротора гидрогенератора: 190 см.

3.3 Выбор МНУ

Для диаметра рабочего колеса 5,6 м. и максимального напора 47,2 м. был выбран МНУ 12,5/1-40-12,5-2

- маслonaпорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 12,5 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 Мпа, с маслonaсосным агрегатом, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м³, с двумя насосами.

3.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как выбранная турбина относится к системе ПЛ-турбин, то ЭГР выбираем с двумя регулирующими органами (комбинатором).

ЭГРК-2И1-150-4

- Электрогидравлический регулятор с комбинатором. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах. Диаметр главного золотника 150 мм. Гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

- Надёжность и безотказность в работе;
- Маневренность схемы;
- Простота и наглядность;
- Экономичность.

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

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчета.

Для рассмотрения принимаются две схемы, представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно:

- Полуторная схема;
- Объединенный блок .

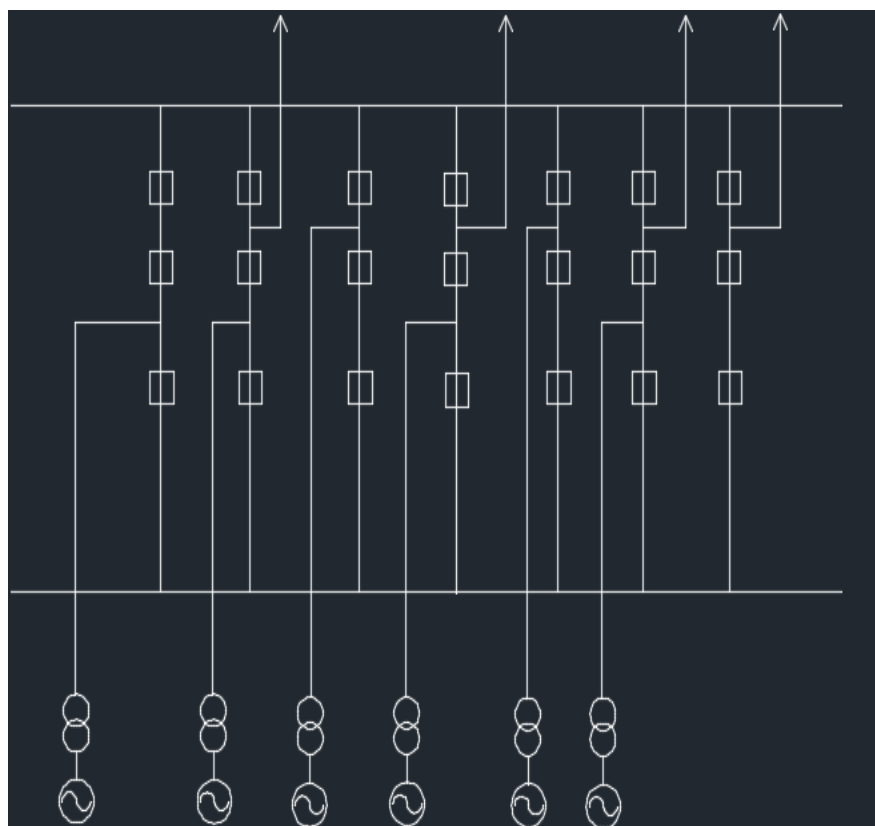


Рисунок 4.1 – Полуторная схема

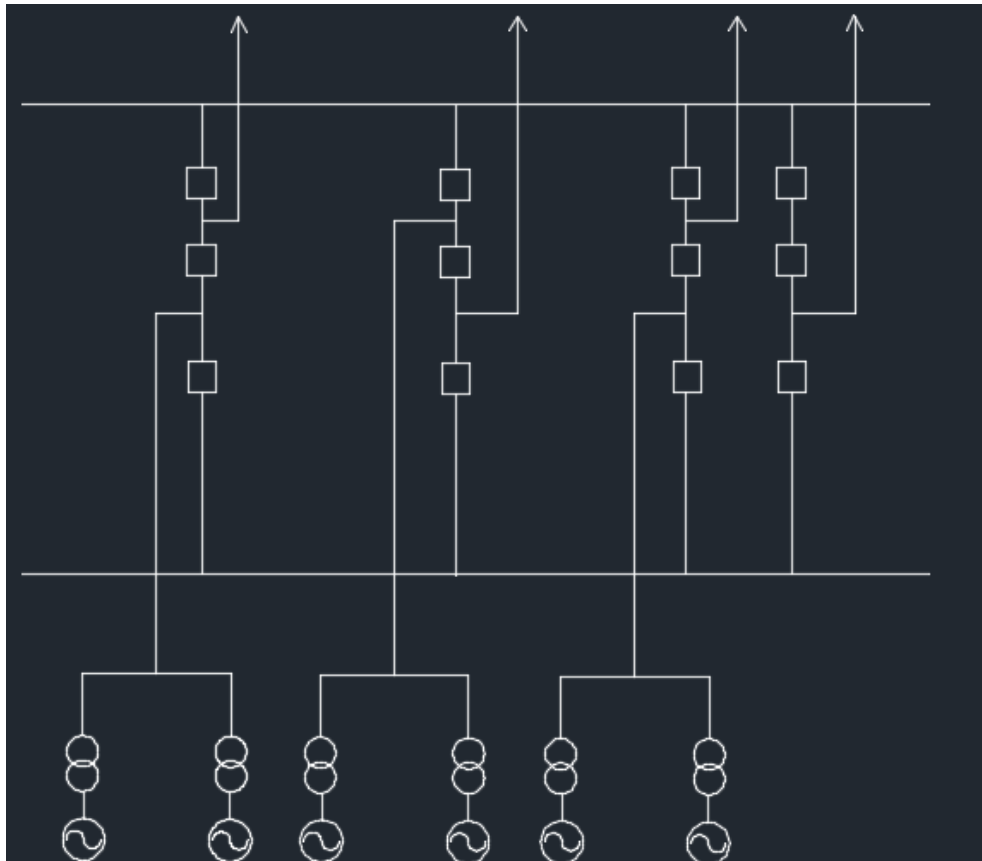


Рисунок 4.2 – Структурная схема с объединёнными блоками

Для выбора класса напряжения для проектируемых линий была рассмотрена карта расположения подстанций Тывы. Самой близкой подстанцией к зданию проектируемой Бий-Хемской ГЭС ($N_{уст} = 540$ МВт) является подстанция «Кызыл» 220 кВ. Протяженность линий до выбранной подстанции составляет 35 км.

Для того, чтобы подтвердить правильность выбора класса напряжения, используем одну из эмпирических формул, которая позволяет дать оценку целесообразности выбранного напряжения:

$$U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{l})} = 310,25 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

Ближайшие к данному значению из ряда стандартных напряжений являются 330 и 220 кВ, так как вблизи проектируемой ГЭС нет подстанций 330 кВ, принимаем $U_{ном} = 220$ кВ.

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для определения типа гидрогенератора рассчитываются некоторые параметры.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{90}{0,85} = 105,9 \text{ МВА}, \quad (4.2)$$

где $\cos\varphi$ принимаем 0,85 в соответствии с таблицей 4.1,

N_a – мощность 1 агрегата.

По каталогу ОАО «Силовые машины» выбираем гидрогенератор:

СВ-850/190-40ТС4

Паспорт данного гидрогенератора предоставлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспорт гидрогенератора

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значения
Тип гидрогенератора	СВ-850/190-40ТС4		
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	100
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	90
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.с.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов высшего напряжения (ВН) для схемы с простыми блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{90 - 0,9}{0,85} = 104,8 \text{ МВА}, \quad (4.3)$$

где $P_{\text{Г}}$ – активная мощность генератора,

$P_{\text{сн}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбираются трансформатор ТДЦ 125000/220-У1.

Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Данные трансформатора ТДЦ 125000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВт}$	$U_{\text{нп}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{x}}, \%$	$R_{\text{m}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{m}}, \text{ Ом}$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$						
125	242	10,5	11	380	90	0,55	1,42	51,5

Рассчитаем время максимальных потерь τ :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot t_{год} = \left(0,124 + \frac{4526}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2912,42 \frac{ч}{год}, \quad (4.4)$$

где T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки ;

$t_{год}$ – число часов в году.

Время работы блока в течении года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_{в}, \quad (4.5)$$

где $\mu = 0,9$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{пл} = 28$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,03$ – параметр потока отказов трансформаторного блока, 1/год;

$T_{в} = 61$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{раб} = 8760 - 0,9 \cdot 28 - 0,03 \cdot 61 = 8732,97 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 2 \cdot 0,09 \cdot 8723,97 = 1570,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{2} \cdot \left(\frac{104,8}{125}\right)^2 \cdot 2912,42 = 388,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.7)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H), \quad (4.8)$$

где β_1 – цена за электроэнергию, согласно Федеральной службе по тарифам.

$$\beta_1 = 3,04 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$I_{пот} = 3,04 \cdot (1570,3 + 388,96) = 5956,15 \text{ тыс. руб/год}$$

Для шести блоков:

$$I_{пот1}^{220} = 6 \cdot 5956,15 = 35736,9 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.3 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с объединенными блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \left(\frac{P_T - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi} \right) = \left(\frac{90 - 0,9}{0,85} \right) = 104,8 \text{ МВА}, \quad (4.9)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбирается трансформатор ТДЦ 125000/220-У1.

Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Данные трансформатора ТДЦ 125000/220-У1

$S_{\text{ном}}$, МВт	$U_{\text{н}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	I_{x} , %	$R_{\text{м}}$, Ом	$X_{\text{м}}$, Ом
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$						
125	242	10,5	11	380	90	0,55	1,42	51,5

Рассчитаем время максимальных потерь τ :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot t_{\text{год}} = \left(0,124 + \frac{4526}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2912,42 \frac{\text{ч}}{\text{год}}, \quad (4.10)$$

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,9 \cdot 28 - 0,03 \cdot 61 = 8732,97 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,09 \cdot 8723,97 = 1570,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

где $n_{\text{т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{2} \cdot \left(\frac{104,8}{125} \right)^2 \cdot 2912,42 = 388,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = 3,04 \cdot (1570,3 + 388,96) = 5956,15 \text{ тыс. руб/год},$$

Для трех блоков:

$$I_{\text{пот}2}^{220} = 3 \cdot 5956,15 = 17868,45 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность, потребляемая на собственные нужды станции, составляет 1,25% от $S_{ГЭС}$:

$$S_{с.н.} = 0,0125 \cdot \frac{S_{ГЭС}}{\cos\varphi} = 0,01 \cdot \frac{540}{0,85} = 6,353 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.13)$$

Условия, которые должны соблюдаться при выборе трансформатора:

$$S_{ТСН} \geq S_{сн} \quad (4.14)$$

По каталогу ОАО «Электростанция» выбирается трансформатор ТМ 6300/10/0,4.

Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТМ-6300/10/0,4

$S_{НОМ}$, МВ·А	U_H , кВ	
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$
6,3	10,5	0,4

4.2.5 Выбор количества отходящих воздушных линий (ВЛ)

Суммарная мощность, выдаваемая на КРУЭ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot \frac{(P_{Г} - P_{с.н.})}{\cos\varphi}; \quad (4.15)$$

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot \frac{(90 - 1,6)}{0,85} = 530,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$S_{перед} = \frac{K_{пр} \cdot P_{перед}}{\cos\varphi_c} = \frac{1,2 \cdot 135}{0,9} = 190,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.16)$$

где $K_{пр}$ – достаточная пропускная способность;

$$K_{пр} = 1,2.$$

Число линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{перед}} = \frac{530,4}{190,6} + 1 = 3,78. \quad (4.17)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{л} = 3,78 = 4$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{530,4}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,35 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

Расчетный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{рас}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 0,8 \cdot 1,05 \cdot 348 = 292,32 \text{ А,} \quad (4.19)$$

где $\alpha_T = 0,8$ – коэффициент учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии;

$\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии.

По величине расчетного тока выбран провод АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{530,4}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,46 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбираемый провод удовлетворяет условию нагрева. Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км
1	0,121	0,435

4.2.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Капитальные затраты рассчитываются по формуле (4.19):

$$K_1 = K_{\text{ру}} + K_T + K_{\text{ТСН}} \quad (4.21)$$

где $K_{\text{ру}}$ – расчетная стоимость выключателя;

$$K_{\text{ру}}^{220} = 70 \text{ млн руб.};$$

K_T – расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора одиночного (объединенного) блока.

$$K_T^{220} = 73,75 \text{ млн руб. (ТДЦ-1250000/220 У-1);}$$

$K_{\text{ТСН}}$ – расчетная стоимость трехфазного двухобмоточного трансформатора собственных нужд одиночного (объединенного) блока.

$$K_{\text{ТСН}}^{220} = 1,66 \text{ млн руб. (ТСН-1600/10/0,4).}$$

Таким образом, для одиночных блоков:

$$K_1^{220} = (4 \cdot 1,66 + 6 \cdot 73,75 + 12 \cdot 70) = 1,289,14 \text{ млрд руб.}$$

Для объединенного блока:

$$K_2^{220} = (4 \cdot 1,66 + 6 \cdot 73,75 + 8 \cdot 70) = 1,009,14 \text{ млрд руб.}$$

Суммарные годовые издержки по вариантам составят:

Одиночные блоки:

$$I_1 = 0,09 \cdot K_1 + I_{\text{пот}1}^{220}; \quad (4.22)$$

$$I_1 = 0,09 \cdot 1289140 + 35736,9 = 151759,5 \text{ тыс.руб/год}$$

Объединенные блоки:

$$I_2 = 0,09 \cdot K_2 + I_{\text{пот}2}^{220}; \quad (4.23)$$

$$I_2 = 0,09 \cdot 1009140 + 17868,45 = 108691,05 \text{ тыс.руб/год.}$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.24)$$

где E_n – нормальный коэффициент.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1289140 + 35736,9 = 229107,9 \text{ тыс.руб/год,}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1009140 + 17868,45 = 169239,45 \text{ тыс.руб/год.}$$

Главная схема выбирается на основании технико-экономического сопоставления вариантов с учетом режимов и надежности работы электростанции.

Ввиду значительной финансовой разницы между вариантами (56%) определяющими являются факторы надежности элементов блока.

В результате, в качестве главной схемы ГЭС принимается схема с объединенными блоками.

4.2.7 Выбор схемы РУ ВН

Выбор схемы электрических присоединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, экономичность, оперативная

гибкость (приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

Согласно СО ЕЭС «Системы принципиальные, электрические РУ 35-750 кВ. Типовые решения» основными требованиями, предъявляемые к схемам РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС:

- надежность
- экономичность
- наглядность и простота
- возможность и безопасность обслуживания
- выполнение ремонтов и расширения

Обобщенным критерием при выборе схемы КРУЭ при равном обеспечении качества функционирования ПС является минимум затрат на строительство и эксплуатацию РУ и подстанции в целом.

Число присоединений КРУЭ-220 кВ – 7:

- 4 ВЛ 220 кВ;
- 3 блока.

В соответствии со стандартом: «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», окончательно применяем схему РУ с двумя рабочими системами шин. В общем виде схема предоставлена на рисунке 4.3.

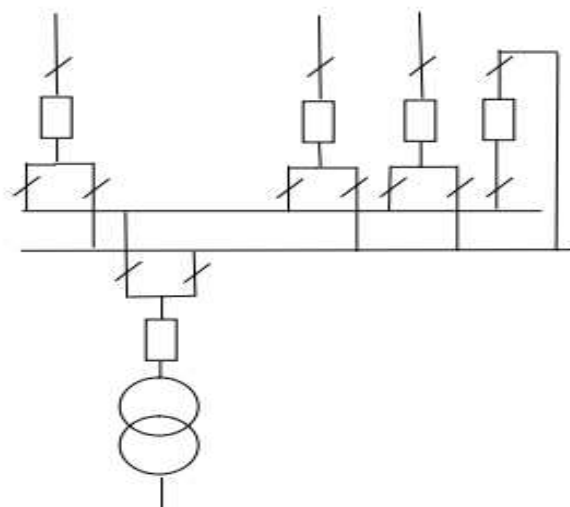


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ-220 кВ

4.3 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

Синхронный генератор:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,15 \cdot \frac{10,5^2}{100} = 0,165 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\sigma} = 1,13 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.26)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{K\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 25,8 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{220^2}{150} = 323 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

Линии связи с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 78 = 33,9 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{220}{10,5} = 0,046. \quad (4.30)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{50} = 0,0033 \text{ Ом;} \quad (4.31)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{50} = 6,46 \text{ Ом;} \quad (4.32)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 78 = 9,44 \text{ Ом;} \quad (4.33)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{3,8}{2} \cdot \frac{100}{125} = 0,00056 \text{ Ом;} \quad (4.34)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{2} \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{3,8}{2} \cdot \frac{230}{125} = 3,496 \text{ Ом;} \quad (4.35)$$

$$T_{\text{ар}} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot r_{\Gamma}} = \frac{0,165}{314 \cdot 0,0033} = 0,16 \text{ с.} \quad (4.36)$$

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

На рисунках 4.4, 4.5, 4.6 представлены сходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета. На рисунке 4.7 представлена схема для расчета.

	0	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Система		220				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	СШ		220				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	3		10				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	4		10				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	5		10				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	6		10				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	7		10				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	8		10				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	0	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Kт/л	Kт/г	r0	x0	g0	b0	№ мс гр	№ мс
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	ЛЭП	1	2			Система - СШ	9,44	33,90					9,440	33,900				
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	2	3			СШ - 3		51,54				0,043		51,540				
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	2	4			СШ - 4		51,54				0,043		51,540				
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	2	5			СШ - 5		51,54				0,043		51,540				
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	2	6			СШ - 6		51,54				0,043		51,540				
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	2	7			СШ - 7		51,54				0,043		51,540				
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	2	8			СШ - 8		51,54				0,043		51,540				

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>		1	Система	1		323,000		323,000		323,000	230,000
2			2	ГА1	3		0,165		0,165		0,165	11,900
3			3	ГА2	4		0,165		0,165		0,165	11,900
4			4	ГА3	5		0,165		0,165		0,165	11,900
5			5	ГА4	6		0,165		0,165		0,165	11,900
6			6	ГА5	7		0,165		0,165		0,165	11,900
7			7	ГА6	8		0,165		0,165		0,165	11,900

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

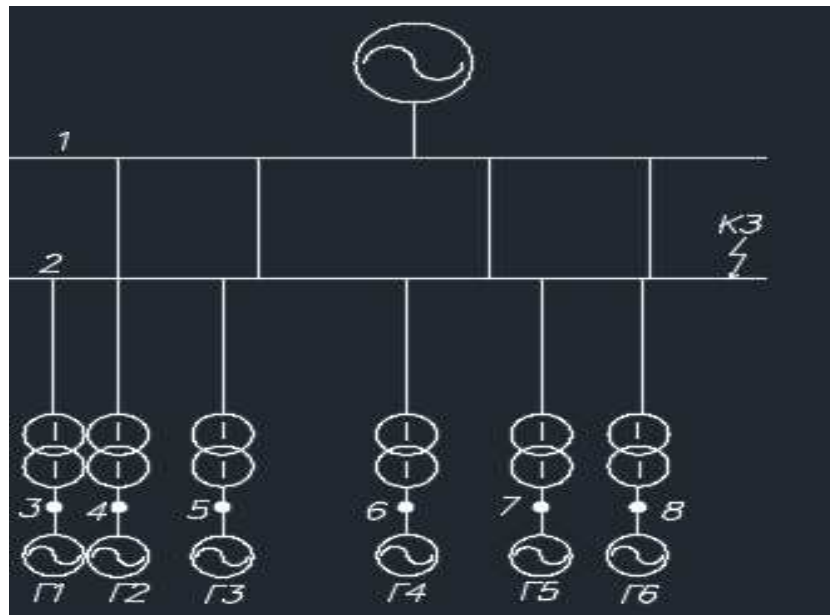


Рисунок 4.7 – Расчётная схема с точкой КЗ

4.3.2 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания (КЗ) на генераторном напряжении в программном комплексе «RASTR WIN 3»

Точки расчёта КЗ представлены на рисунке 4.8. Результаты расчета представлены на рисунках 4.9, 4.10, 4.11 и сведены в таблицу 4.6

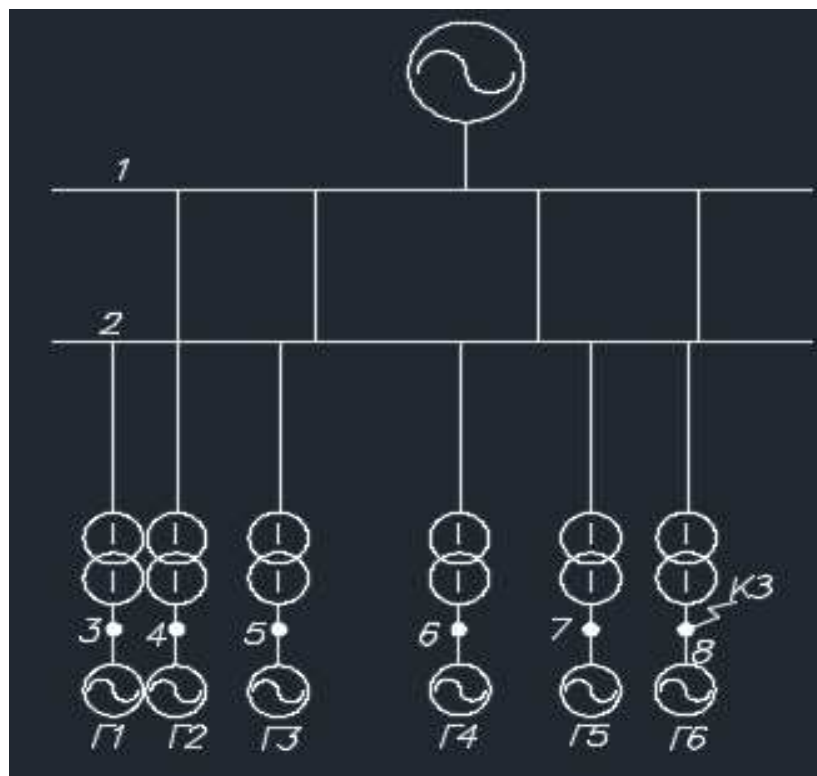


Рисунок 4.8 – Расчётная схема с точкой КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1	1	1	3ф	2			7,1816

Рисунок 4.9 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ на СШ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1ф	2			2,7179	-88,43

Рисунок 4.10 – Результаты расчета токов однофазного КЗ на СШ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1	1	1	3ф	8			88,9087

Рисунок 4.11 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.6 – Место КЗ и результаты расчёта в точках

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$
1ф	2	2,7
3ф	2	7,2
3ф	8	88,9

4.3.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{г.раб \max} = 1,05 \cdot I_{г.ном} \quad (4.37)$$

$$I_{г.раб \max} = 1,05 \cdot 4920 = 5166 \text{ А.}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max(ПУВН)} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 298 \text{ А;} \quad (4.38)$$

4.4 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость, динамическую стойкость и на процентное содержание апериодической составляющей в элегазовых выключателях. Расчетное значение сравнивается с параметром данным в каталоге. В таблице 4.6, 4.7 представлены приборы для установки в цепях высшего напряжения и их характеристики.

Ток рабочий в РУ:

$$I_{\text{раб}}^{\text{РУ}} = \frac{N_{\text{уст}}}{\sqrt{3}U_{\text{РУ}}\cos\varphi} = \frac{510}{\sqrt{3}\cdot 220\cdot 0,85} = 1,6 \text{ кА} \quad (4.39)$$

Полагаясь на рабочий ток РУ выбирается комплектное распределительное устройство элегазовое (КРУЭ) серии ЯГГ-220.

Таблица 4.6 – Параметры ЯГГ-220

Каталожные данные
Выключатель ЯГГ-220
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$
$I_{\text{терм}} = 50 \text{ кА}$

Ток ударный:

$$i_y = \sqrt{2}I_{\text{п0}} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = \sqrt{2} \cdot 7,2 \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = 18,34 \text{ кА} \quad (4.40)$$

Импульс термического тока:

$$V_{\text{т,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.41)$$

$$V_{\text{т,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 7,2^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 2,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.40)$$

Выбранное КРУЭ серии ЯГГ-220 соответствует всем необходимым параметрам, характеристики предствлены на рисунке 4.12. КРУЭ серии ЯГГ-220 комплектуется встроенными индуктивными трансформатором тока и трансформатором напряжения.

Технические характеристики КРУЭ серий ЯГТ-110, ЯГТ-220

Наименование параметра	Значение	
	ЯГТ-110	ЯГТ-220
Номинальное напряжение, кВ	110	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	252
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50	50
Параметры сквозного тока короткого замыкания:		
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) i_d , кА	125	125
- среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) I_t , кА	50	50
- время протекания тока термической стойкости, с	3	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	230	440
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	520	900
Параметры трансформаторов тока		
Класс точности вторичных обмоток:		
- для учета	0,2S;	
- для измерений	0,5S; 0,2; 0,5	
- для защиты	5P; 10P	
Параметры трансформаторов напряжения		
Класс точности вторичных обмоток:		
- для учета	0,2;	
- для измерений	0,2; 0,5	
- для защиты	3P	
Номинальный ток, А		
- линейной ячейки	3150	3150
- сборных шин	4000	4000

Рисунок 4.12 – Технические характеристики КРУЭ серии ЯГТ-110, ЯГТ-220

4.5 Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения

Выбран генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20 производства «Электроаппарат». Комплектуется выключателем ВГГ-20-90/8000.

Таблица 4.7 – Параметры выключателя генераторного напряжения

Каталожные данные
Выключатель КАГ-20
$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{ном.откл}} = 90 \text{ кА}$
$i_{\text{дин стойк}} = 230 \text{ кА}$
$I_{\text{терм}} = 90 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$\beta_{\text{н}}, \% = 90$

Ток ударный:

$$i_y = \sqrt{2} I_{\text{п0}} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = \sqrt{2} \cdot 89 \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = 226,65 \text{ кА} \quad (4.41)$$

Импульс термического тока:

$$W_{\text{т,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.42)$$

$$W_{\text{т,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 89^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 316,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.43)$$

$$\beta_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{2} I_{\text{п0}} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right)}{I_{\text{п0}}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{2} \cdot 89 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right)}{89} \cdot 100\% = 79\% \quad (4.44)$$

Выбранный генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20 соответствует всем необходимым параметрам.

КАГ-20 состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20 характеристики которого изображены на рисунке 4.13, разъединителей, заземлителей, ОПН, трансформаторов тока и напряжения.

Технические характеристики выключателя ВГГ-20

Наименование параметра	Значение		
	ВГГ-20-90/10000	ВГГ-20-90/8000	ВГГ-15-50/6300
Номинальное напряжение, кВ	20	20	15
Номинальный ток, $I_{ном}$, А	10000	8000	6300
Сквозной ток короткого замыкания:			
- ток электродинамической стойкости, I_d , кА;	230	230	130
- ток термической стойкости I_t , кА	90	90	50
- время протекания тока (время короткого замыкания), с	3	3	3
Номинальный ток отключения, $I_{о.ном}$:			
- действующее значение периодической составляющей, кА	90	90	50
- относительное содержание аperiodической составляющей β_n , %	40	40	40
Номинальный ток включения:			
- наибольший пик, $I_{в.н}$, кА	230	230	130
- начальное действующее значение периодической составляющей, $I_{в.н}$, кА	90	90	50
Ток короткого замыкания генератора:			
- действующее значение периодической составляющей, кА	50	50	50
- относительное содержание аperiodической составляющей β_n , %	90	90	90
Ток в условиях рассогласования фаз			
Ток включения:			
- наибольший пик, кА	130	130	75
- действующее значение периодической составляющей, кА	50	50	30
Ток отключения			
- действующее значение периодической составляющей, кА	50	50	30
- относительное содержание аperiodической составляющей β_n , %	75	75	75
Аварийный ток при включении в противофазу:			
- наибольший пик, кА	180	180	90
- начальное действующее значение периодической составляющей, кА	70	70	35
Собственное время включения, $t_{в.с}$, с, не более		0,1	
Собственное время отключения, $t_{о.с}$, с		(0,030±0,005)	

Рисунок 4.13 – Технические характеристики выключателя ВГГ-20

4.6 Выбор мощности ДГУ

Для резервного питания общестанционных нужд и собственных нужд одного агрегата устанавливается ДГУ, т.к ДГУ должен полностью покрывать собственные нужды 1 агрегата, то принимаем $P_{дгу} = 0,5$ МВт.

5 Релейная защита и автоматика ГЭС

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

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Паспортные данные гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а данные силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Паспорт гидрогенератора

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значения
Тип гидрогенератора	СВ-850/190-40ТС4		
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	100
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	90
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.с.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5

Таблица 5.2 – Данные трансформатора ТДЦ 125000/220-У1

$S_{ном}, \text{ МВт}$	$U_{н}, \text{ кВ}$		$U_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{ кВт}$	$I_{х}, \%$	$R_{т}, \text{ Ом}$	$X_{т}, \text{ Ом}$
	$U_{вн}$	$U_{нн}$						
125	242	10,5	11	380	90	0,55	1,42	51,5

5.2 Расчет номинальных токов

Для последующих расчетов необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}/\cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{90 \cdot 10^3 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5822 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ}}^2 = \frac{I_{\text{НОМ}}^1 \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{5822 \cdot 1}{6000/5} = 4,85 \text{ А} \quad (5.2)$$

Номинальный ток на высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 298,57 \text{ А} \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^2 = \frac{298,57}{300/5} = 4,98 \text{ А}$$

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТВ}}^1 = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 44 \text{ А}$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

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

На основном генераторе СВ-850/190-40ТС4 :

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Защита на силовом трансформаторе блока ТДЦ 125000/220-У1:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от перегрева трансформатора;
- Защита от потери охлаждения;

Защита ТСН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.4 Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 5822 \text{ А}$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 6000/5 \text{ А}$

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, \quad (5.4)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

$$I_{НБ(Н)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5822 = 291,1 \text{ А}$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.5)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H = 873,3 \text{ А} \quad (5.6)$$

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:

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

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

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

$K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ);

$I_{МАКС}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

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

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.9):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,02}{0,19} \cdot 5822 = 3125,5 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

$$K_T > \frac{3125,5 \cdot 2}{31254,9},$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

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

Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие:

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

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

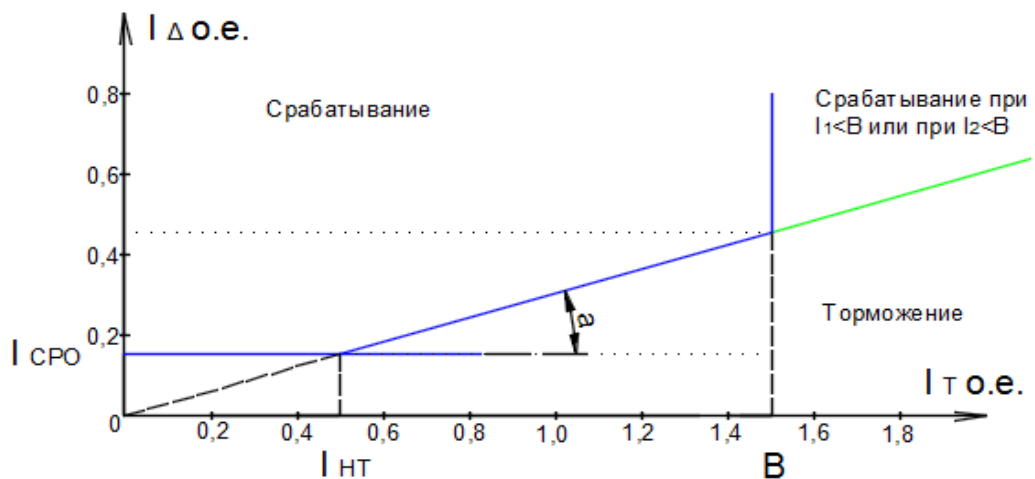


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной

защиты генератора

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

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

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».

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

Расчет $U_{0\text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

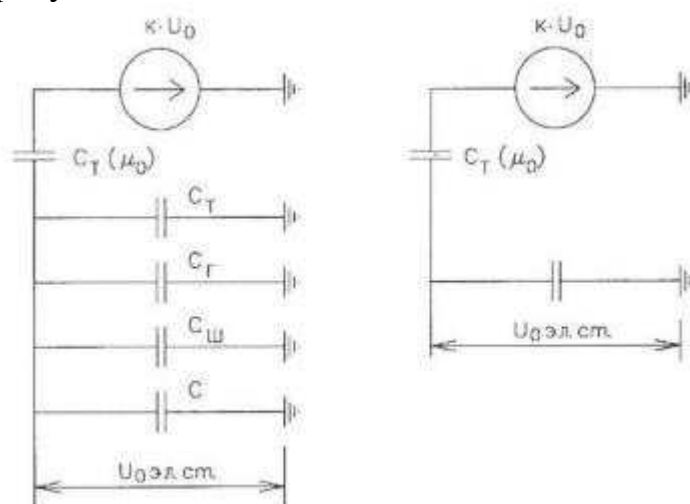


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

где C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 C_{III} – емкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{ВГ}$ – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned}
 C_{\Sigma} &= C_T + C_{Г} + C_{III} + C_{ВГ} = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,26 = \\
 &= 1,425 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}},
 \end{aligned}
 \tag{5.12}$$

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}},
 \tag{5.13}$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ},
 \tag{5.14}$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 12,2 \text{ А}.
 \tag{5.15}$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 46573 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,425} = 146,2 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}},
 \tag{5.16}$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 146,2}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 0,1}}$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,9 \text{ В}.$$

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

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 6 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,1+2} = 0,3 \text{ о. е.} \quad (5.17)$$

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

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

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

Уставка защиты $U2>$ выбирается:

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

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

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

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

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

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

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

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

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

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

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

где $A = 30$ – 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:

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

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 600$ с.

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22. \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,18, \quad (5.24)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_H \quad (5.25)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,18$:

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.27)$$

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

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

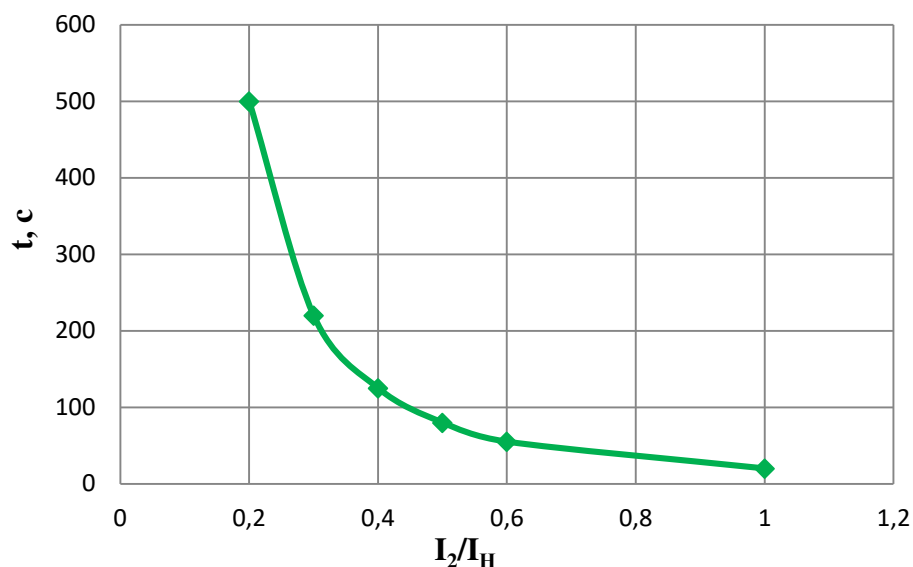


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20$ с, $t_{\text{макс.}} = 600$ с.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

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

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

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

По второму условию:

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

$$x_{d_{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 100,92, \quad (5.28)$$

$$x_{2_{ВН}} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,25 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 132,8, \quad (5.29)$$

$$I_{2C.3.*} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{d_{ВН}}'' + x_{2_{ВН}} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (100,92 + 132,8 + 2 \cdot 0,11)} = 0,0033 \text{ о. е.}, \quad (5.30)$$

Ток срабатывания защиты на НН:

$$I_{2C.3.*} = 2I_{2C.3.} \cdot k_{T1.} = 2 \cdot 0,0033 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right) = 0,152 \quad (5.31)$$

где x_d'' — сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 x_2 — сопротивление обратной последовательности генератора;
 x_T — сопротивление трансформатора в относительных единицах;
 $x_{d_{ВН}}''$ — сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, переведенное на ВН;

$x_{2_{ВН}}$ — сопротивление обратной последовательности генератора, переведенное на ВН.

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

$$I_{2C.3.*} = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{(x_d'' + x_T + x_{Л}) + (x_2 + x_T + x_{Л})} = \frac{1}{(100,92 + 0,11 + 0,072) + (132,8 + 0,11 + 0,072)} = \frac{0,0043}{K_{\text{ч}}} = 0,0035 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

Ток срабатывания защиты на НН:

$$I_{T*} = 2I_{2C.3.*} \cdot k_{T1.} = 2 \cdot 0,0035 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right) = 0,2 \quad (5.33)$$

По третьему условию:

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

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

5.8 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

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

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

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

- Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.4 - 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)	3800	1200	450	340	280	160	80	3

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

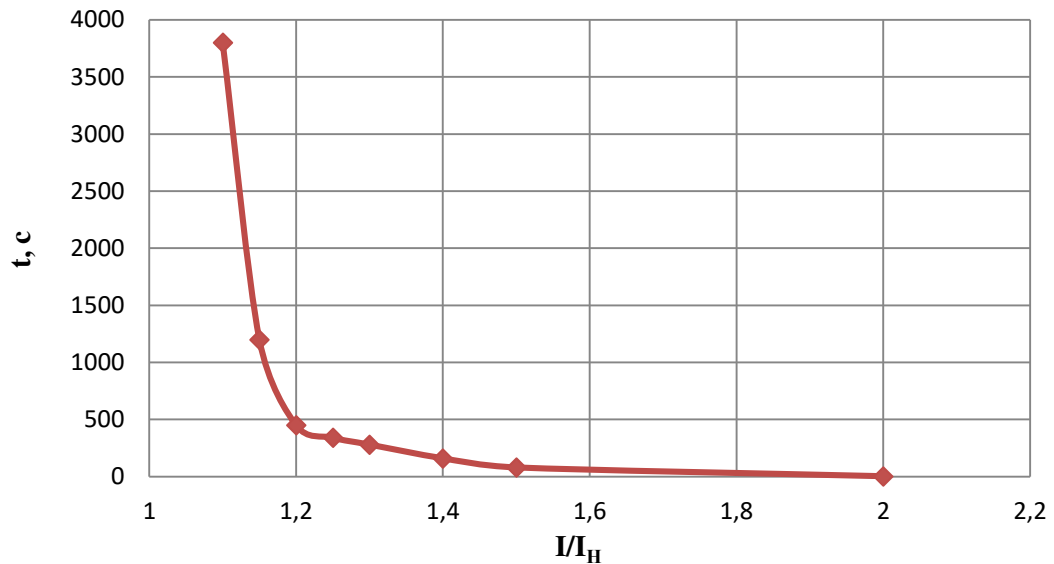


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.36)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В}. \quad (5.37)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,5 + \frac{0,8}{3} \cdot 33,9 = 50,24 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ.

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{125} = 51,5 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{90}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{90}{242^2} \cdot 33,9 = 0,077,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,077 \cdot 1,225 = 0,094 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{90} = 1,225. \quad (5.40)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,094 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,07 \text{ Ом}. \quad (5.41)$$

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5822} = 1,04 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

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 ($2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1185 - 0,95}{623,7}}{0,75} = 3,8, \quad (5.43)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.44)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (5.45)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,29}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.46)$$

$$Z_{\text{СЗП}} = Z_{\text{П о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{100} = 0,38 \text{ Ом}. \quad (5.47)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{СЗП}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,38 \cdot 6000/5}{10500/100} = 4,34 \text{ Ом}, \quad (5.48)$$

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

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%.

Уставки по сопротивлению смещения:

$$Z_{CM1} = 0,132 \text{ Ом}, Z_{CM2} = 0,53 \text{ Ом}. \quad (5.49)$$

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

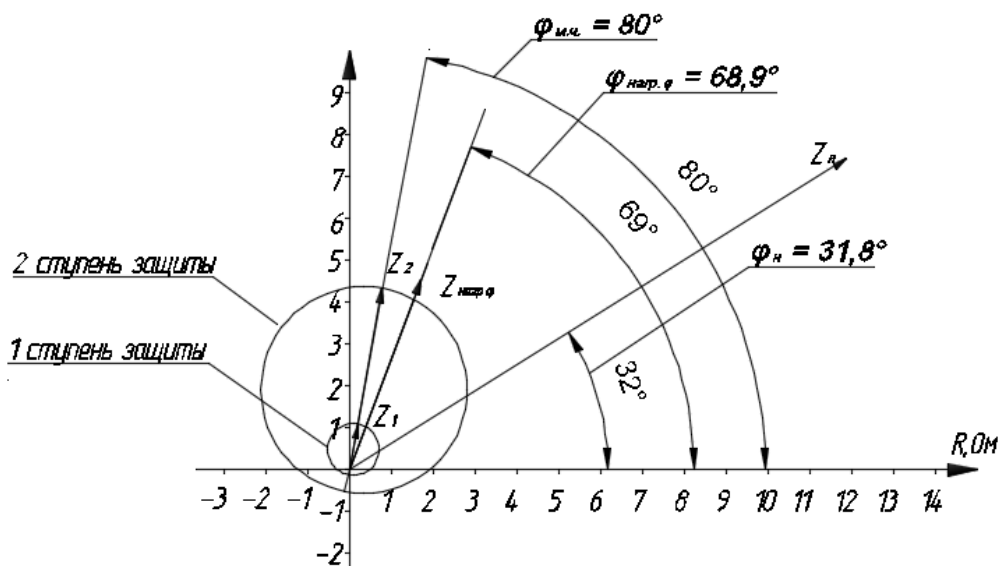


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.10 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.50)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.51)$$

- Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45

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

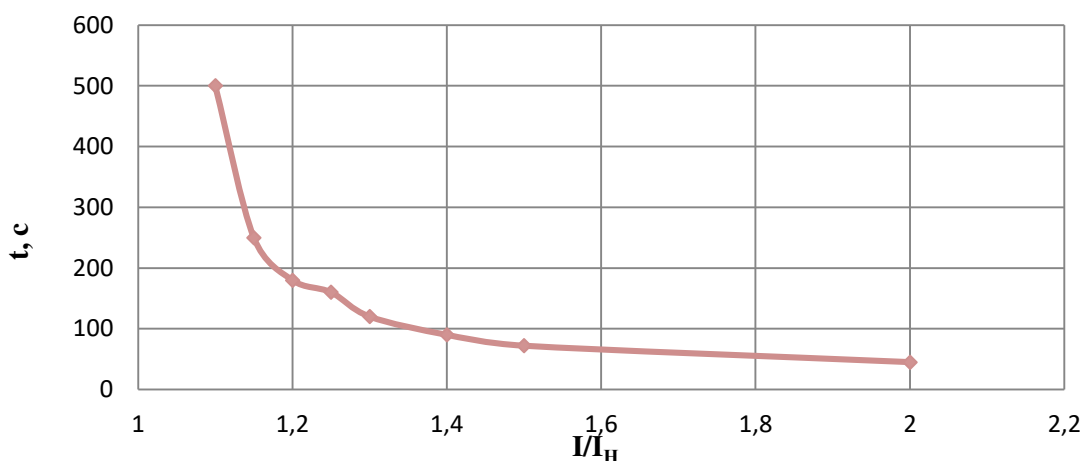


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.52)$$

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

5.11 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА»

Шкаф ШЭ1110-900G имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

Шкаф ШЭ1110-900G применяется для защиты гидрогенератора малой мощности. Выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Для каждого комплекта защит должны предусматриваться индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы.

Комплект содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы генератора, работающего на сборные шины.

5.12 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.7

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	IDG	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,73 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,43 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,23 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,73 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,11 \cdot I_H$	5,38 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,19 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,34 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,94 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,077	0,094 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,38 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,19 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,34 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	10,63 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Защиты	Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
	Наименование	Обозначение							
Диф. Защита продольная	IΔG		+						
ЗЗГ	U ₀	t ₁							
		t ₂							
		t ₃	+						
	U ₀	t	+						
ЗПН	U >	1 ступень t ₁	+						
		2 ступень t ₂	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО							
		ИО		+					
		ОТС I	t ₁						
			t ₂	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО							
		ИО		+					
		ОТС	t ₁						
			t ₂	+					
ДЗ	Z <	1 ступень	t ₁						
			t ₂	+					
		2 ступень	t ₁						
			t ₂	+					
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО							
		ИО		+					
		Отсечка		+					

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Состав гидроузла

Состав гидроузла :

- 1) Правобережная глухая бетонная плотина
- 2) Водосливная бетонная плотина
- 3) Станционная бетонная плотина с водоводом диаметром 8м
- 4) Приплотинное здание ГЭС
- 5) Левобережная глухая бетонная плотина

Плотина должна обеспечивать оптимальные условия для функционирования сооружений, входящих в состав гидроузла и соответствовать требованиям прочности.

6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины

6.2.1 Назначение класса ГТС

Критерии классификации:

1. Основание скальное (гранит). Высота бетонной плотины 50 м.
($\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}} = 697 - 647 = 50$ м) – III класс

2. Класс ГТС в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации: установленная мощность 540 МВт – II класс

3. Класс ГТС в зависимости от последствий и аварий: число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии более 3000 чел., а также число людей жизнедеятельность которых будет нарушена более 20000 чел. – I класс

Класс ГТС назначен согласно СП 58.13330.2012 – I.

6.2.2 Определение отметки гребня плотины

Грунтовая плотина:

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{\text{ГГП}}$ принимают наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 697 + 1,38 = 698,38 \text{ м} \quad (6.1)$$

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_s = 698 + 1,38 = 699,38 \text{ м} \quad (6.2)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 0,88 + 0,0000352 + 0,5 = 1,38 \text{ м} \quad (6.3)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 0,36 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{4^2 \cdot 1496}{9,81 \cdot 25} \cdot 1 = 0,0000352 \text{ м} \quad (6.4)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП 2.06.04-82;

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

L – длина разгона волны, м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\text{ВНПУ} - \text{ВДНА}}{2} = \frac{697 - 647}{2} = 25 \text{ м} \quad (6.5)$$

Определяют высоту волны 1 % обеспеченности для основного и поверочного случаев для этого:

1. Вычисляют безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

2. Из графика СНиПа 2.06.04-82 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 $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, определяют параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,1^2}{2 \cdot 3,14} = 6,88 \text{ м} \quad (6.6)$$

4. Проверяют условие $d > 0,5 \bar{\lambda}_d$. Если условие не выполнено, т. е. зона мелководная, то для определения \bar{T} и \bar{h} на графике [2, Приложение 1, рис. 1] используют огибающую, соответствующую безразмерному комплексу $\frac{gd}{V_w^2}$.

5. Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = h \cdot K_i = 0,2 \cdot 2,18 = 0,436 \text{ м} \quad (6.7)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику СНиПа 2.06.04-82 в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

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

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 2,25 \cdot 0,436 = 0,88 \text{ м} \quad (6.8)$$

где k_r – коэффициент шероховатости принимаемый по СНиП 2.06.04-82;

k_p – коэффициент проницаемости откоса, принимаемый по СНиП 2.06.04-82;

k_{sp} – коэффициент, принимаемый по СНиПа 2.06.04-82 ;

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам СНиПа 2.06.04-82 в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}}$ на глубокой воде.

7. Вычисляют отметки гребня грунтовой плотины для основного и особого сочетания нагрузок по формулам 6.1 и 6.2. Наибольшее значение может быть принято за отметку гребня грунтовой плотины.

Бетонные плотины:

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

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a = 697 + 0,436 + 0,8 = 698,236 \text{ м} \quad (6.9)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + a = 698 + 0,436 + 0,8 = 699,236 \text{ м} \quad (6.10)$$

где a – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,8 м.

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка $\nabla_{\text{ГБ}}$, устанавливают проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из: $\nabla_{\text{ГГП}}$, $\nabla_{\text{ГБП}}$ и $\nabla_{\text{ГБ}}$.

6.3 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов (максимальных расходов в каждом году из заданного ряда наблюдений).

Гидравлическими расчетами устанавливают:

Ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

$(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n < 6$;

$$Q_p = Q_{\max_{\text{расч}}} - Q_{ГЭС} = 1148 - ((6 - 1) * 151,4) = 391 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.11)$$

где $Q_{\max_{\text{расч}}}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{391}{16,5} = 23,7 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где q_b – удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 13,2 = 16,5 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.13)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [\vartheta_h] \cdot h_{НБ} = 6 \cdot (649,2 - 647) = 13,2 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где $h_{НБ}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{\max_{\text{расч}}} = 1148 \text{ м}^3/\text{с}$;

$[\vartheta_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки $\vartheta_h = 6 \text{ м}/\text{с}$ (для скального грунта).

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того,

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 3 = 24 \text{ м} \quad (6.15)$$

где n – число пролетов (не менее $2 \div 3$),

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 8 м.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{391}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,83 \text{ м} \quad (6.16)$$

где m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается для профиля А [18, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{391}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,97 \text{ м} \quad (6.17)$$

где σ_n – коэффициент подтопления [18, раздел 6-3] ($\sigma_n = 1$, т.к. водослив не подтоплен);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа.

ε определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{3,83}{8} = 0,95 \quad (6.18)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролётов;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, $\xi = 0,7$.

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a , и от формы верховой грани быка [18, таблица 6-8, 6-9].

При круглом очертании головки быка:

$$\xi_0 = 0,45.$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 3,97 - \frac{1,1 \cdot 0,26^2}{2 \cdot 9,81} = 3,966 \text{ м} \quad (6.19)$$

$$V_0 = \frac{Q}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА})(B + (n-1)\delta_6)} = \frac{391}{(697 - 647)(24 + (3-1) \cdot 3,3)} = 0,26 \text{ м} / \text{с} \quad (6.20)$$

где δ_6 – толщина разрезного быка [6.4.2].

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 697 - 4 = 693 \text{ м} \quad (6.21)$$

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

6.3.3 Построение профиля водосливной грани

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}} = 4$ м определяют координаты оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля A [18, таблица 6-12]. Табличные координаты x и y умножают на $H_{\text{ст}}$ и по данным таблицы 6.1 строят кривую $A-B$ на рисунке 6.2, профиль водосливной грани представлен на рисунке 6.1.

При наличии уступа на низовой грани сопряжение выполняется таким же образом.

Высота водосливной плотины :

$$p_{\text{в}} = \nabla \text{ГВ} - \nabla \text{дно} = 693 - 647 = 46 \text{ м} \quad (6.22)$$

Радиус сопряжения оголовка водосливной плотины с носком:

$$R = (0,2 \div 0,5)(p_{\text{в}} + H_{\text{пр}}) \quad (6.23)$$

$$R = 0,2 \cdot (46 + 4) = 10 \text{ м}$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 693 + 1,6 \cdot 4 = 699,4 \text{ м} \quad (6.24)$$

Так как $\nabla \text{ГБ} > \nabla \text{ГБП} = 699,236$, то за проектную отметку гребня сооружения принимаем $\nabla \text{ГБ} = 699,4$ м.

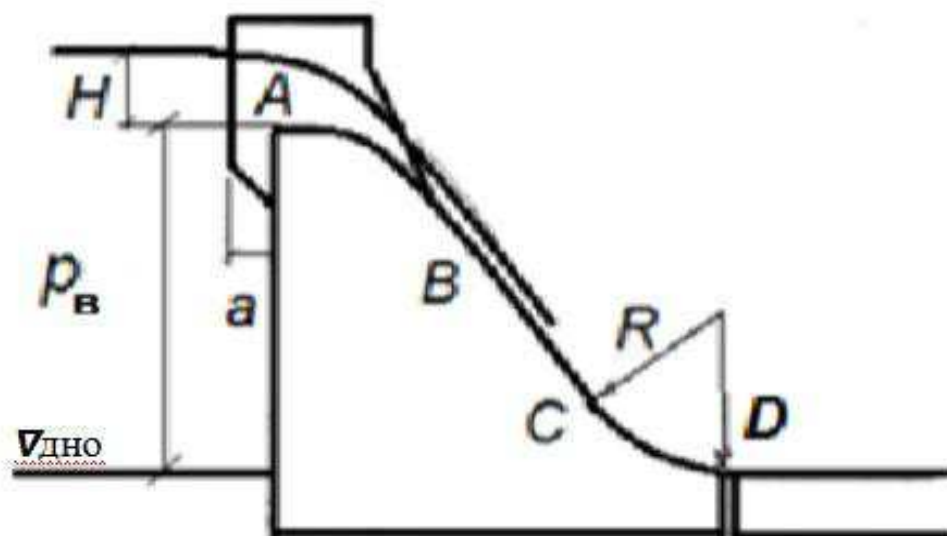


Рисунок 6.1 - Профиль водосливной плотины

Таблица 6.1 – Координаты профиля водосливной грани плотины с оголовком профиля А

x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м
0	0,504	4	1,024	8	4,94	12	11,296
0,4	0,144	4,4	1,284	8,4	5,476	12,4	12,052
0,8	0,028	4,8	1,576	8,8	6,032	12,8	12,828
1,2	0	5,2	1,9	9,2	6,612	13,2	13,62
1,6	0,024	5,6	2,256	9,6	7,216	13,6	14,436
2	0,108	6	2,644	10	7,84	14	15,272
2,4	0,24	6,4	3,056	10,4	8,488	14,4	16,124
2,8	0,4	6,8	3,492	10,8	9,156	14,8	16,996
3,2	0,464	7,2	3,948	11,2	9,848	15,2	17,884
3,6	0,792	7,6	4,432	11,6	10,44	15,6	18,792
						16	19,68

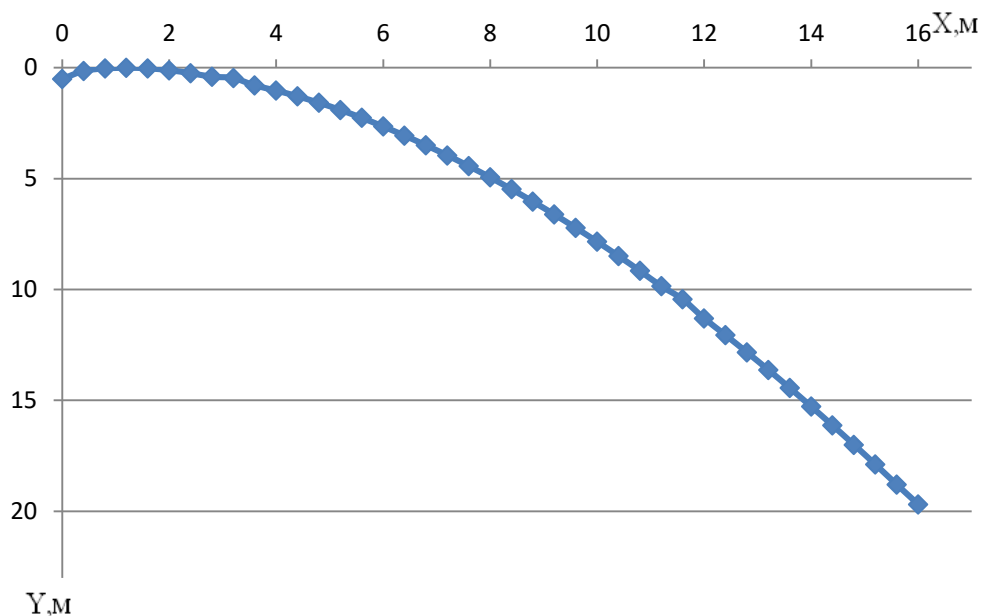


Рисунок 6.2 - Профиль оголовка водосливной грани плотины с профилем А

6.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_0)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 391^2}{(24+(4-1) \cdot 3,3)^2 \cdot 9,81}} = 2,46 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принять равным 1,1.

Вычисляют полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 697 - 647 = 50 \text{ м}, \quad (6.26)$$

Вычисляют отношение:

$$\xi_{T0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{50}{2,46} = 20,3$$

Определяют значение коэффициента скорости $\varphi = 0,90$ в зависимости от длины сливной грани [18, таблица 9-10]. Плотины высотой более 40 м имеют большую длину сливной грани.

По графику М.Д. Чертоусова [18, рис.9.55] в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,90$ и $\xi_{T0} = 20,3$ определяют ξ_c и ξ_c'' .

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,18 \cdot 2,46 = 0,44 \text{ м}; \quad (6.27)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{кр} = 3,3 \cdot 2,46 = 8,12 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Так как $h''_c = 8,12\text{м} > h_{\text{НБ}} = 2,2\text{м}$, бьефы сопрягаются по типу отогнанного прыжка.

6.3.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м, а также при значении отношения длины створа к высоте плотины:

$$\frac{700}{(\nabla_{\text{П}} - \nabla_{\text{дно}})} = \frac{700}{(699,4 - 647)} = 13,4 > 3 \quad (6.29)$$

Гашение энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи, схематичное изображение отображено на рисунке 6.3.

Основная задача проектирования - обеспечение отброса струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ(649,5м), соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного расчетного случая ($Q_{\text{пов.}} = 1295 \text{ М}^3/\text{с}$), но не менее чем на 1 ÷ 2 м.

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0,5} + 1 \right) =$$

$$0,8 \cdot 45,5 \cdot 0,97^2 \cdot 0,87 \left(\left(1 + \left(\frac{47,8}{45,5} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,97^2 \cdot 0,25} \right)^{0,5} + 1 \right) = 62,6 \text{ м.} \quad (6.30)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока;

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

φ – коэффициент скорости потока [18, таблица 9-10] (при свободном полете струи $\varphi = 0,97$).

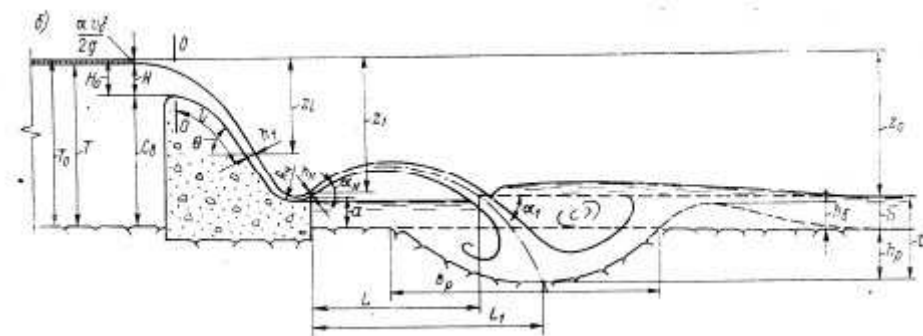


Рисунок 6.3- схематичное изображение способа свободно отброшенной струи

$$z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 697 - 649,2 = 47,8 \text{ м} \quad (6.31)$$

$$z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 697 - 651,5 = 45,5 \text{ м}, \quad (6.32)$$

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{НБ}} + 2 = 649,5 + 2 = 651,5 \text{ м}, \quad (6.33)$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда, значения коэффициента сведены в таблицу 6.2:

$$Fr = \frac{V_H^2}{gh_H} = \frac{26,9^2}{9,81 \cdot 0,44} = 163,9, \quad (6.34)$$

где V_H – скорость потока на носке;
 h_H – высота потока воды на носке.

$$V_H = \varphi \sqrt{2gz_1} = 0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 45,5} = 29 \text{ м/с} \quad (6.35)$$

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{12,8}{29} = 0,44 \text{ м} \quad (6.36)$$

где q – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{Q_p}{B+(n-1)\delta_6} = \frac{391}{24+(3-1) \cdot 3,3} = 12,8 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.37)$$

Таблица 6.2 – значения коэффициента Фруда

$Fr < 35$	$k_a = 1$
$Fr \geq 35$	$k_a = 0,8 - 0,9$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,4z$, где z – напор, создаваемый плотиной.

$$0,4 \cdot 47,8 = 19,12 \text{ м} < L = 62,6 \text{ м} - \text{условие выполняется.}$$

Глубину ямы размыва можно вычислить по следующей формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 11,47 - 2,2 = 9,27 \text{ м}, \quad (6.38)$$

t определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{163,9}) \cdot \sqrt{163,9} \cdot \sqrt[4]{\frac{2,2}{1}} \cdot 0,44 = 11,47 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg}\alpha_1} = 62,6 + \frac{11,47}{0,58} = 82,4 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30^\circ + \frac{2g(0,5h_n \cdot \cos\alpha + \alpha - h_{\text{НБ}})}{V_n^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \sqrt{0,336 + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 0,43 \cdot 0,87 + (651,5 - 647) - 2,2)}{26,9^2 \cdot 0,75}} = 0,58 \quad (6.41)$$

где α – высота уступа над дном.

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

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 2,46 + 3,7 \cdot 9,27 = 42 \text{ м} \quad (6.42)$$

А по дну ямы размыва:

$$2,5 \cdot h_{\text{кр}} = 2,5 \cdot 2,46 = 6,15 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где $h_{\text{кр}}$ – критическая глубина потока.

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2, уклон низового откоса 1:1,5.

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Практикой установлено, что на скальных основаниях экономичная по прочности ширина подошвы B является достаточной и по условию устойчивости сооружения против сдвига, если:

$$\frac{B}{h} = (0,7 \div 0,8) \quad (6.44)$$

$$B = (0,7 \div 0,8)h \quad (6.45)$$

Относительна ширина подошвы принимается равной $B = 0,75h$

Высота плотины с учетом выемки слабонесущих грунтов :

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 697 - 643 = 54 \text{ м}, \quad (6.46)$$

где $V_{\text{под}}$ – отметка подошвы.

Отметка подошвы определяется как:

$$V_{\text{подошвы}} = V_{\text{дна}} - h_{\text{гр}} - h_{\text{ск}} = 647 - 3 - 1 = 643\text{м}, \quad (6.47)$$

где $h_{\text{ск}}$ – толщина слабонесущего вынимаемого скального грунта, $h_{\text{ск}} = 1$ м;

$h_{\text{гр}}$ – толщина удаляемого слоя галечного грунта с песком; $h_{\text{гр}} = 3$ м;

Ширина подошвы :

$$B = 0,75 \cdot 54 = 40,5 \text{ м} \quad (6.48)$$

Разрезка бетонной плотины швами:

При проектировании бетонных плотин на скальных основаниях предусматривают их разрезку поперечными межсекционными швами и продольными межстолбчатыми швами.

Расстояние между секционными швами выбирается равным ширине секции на водосливной плотине:

$$l_c = b + \delta_6 = 8 + 3,3 = 11,3\text{м} \quad (6.49)$$

При возведении плотины для уменьшения количества образования трещин в блоках, необходимо разрезать секцию на 2 столба. Тогда плановый размер блока будет 11,3 x 20,25 м.

6.4.2 Быки

На водосливе устраиваются быки для деления водосливно-го фронта на пролеты и для установки затворов. Быки выполняются разрезными для предотвращения заклинивания затворов.

Ширина разрезного быка вычисляется по формуле :

$$\delta_6 = \delta'_6 + (1 \div 1,5)\text{м}, \quad (6.50)$$

где δ'_6 - толщина неразрезного быка, $\delta'_6 = 1,8$ [19,рис.7.30]

$$\delta_6 = 1,8 + 1,5 = 3,3\text{м}$$

Ширина паза рабочего и аварийно-ремонтного затвора принимается равной 1 м.

Длина паза принимается равной 1 м, толщина быка между пазами принимается равной 1,2 м, размеры разрезного быка изображены на рисунке 6.4.

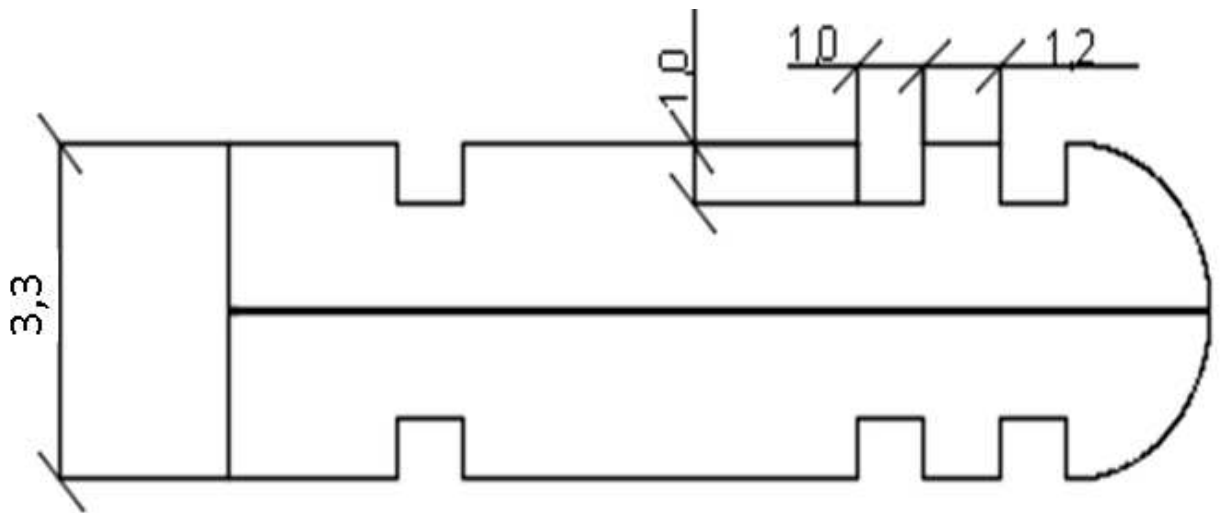


Рисунок 6.4 - Размеры разрезного быка

6.4.3 Устой

Устраивается один разделительный устой между водосбросной и станционной плотиной. Ширина устоя принимается равной ширине разрезного быка, т.е. $b_{уст} = 3,3$ м. Длина устоя принимается равной 109,6 м.

6.4.4 Галереи в теле плотины

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

Размеры продольных галерей :

- Смотровая галерея 2 х 3 м (отметки : $\nabla 665, \nabla 680$)

- Цементационная и дренажная галерея 3 х 4 м (отметка: $\nabla 650$)

Размеры поперечных галерей берём 2 х 3 м.

6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин следует принимать 15 см; расстояние между осями дренажа - 3 м. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа следует назначать не менее 2 м при условии :

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (6.51)$$

где H_d – напор над расчётным сечением;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равен 1,25;

$I_{cr,m}$ – критический средний градиент напора, для бетонной плотины равен 25.

Для галереи $\nabla 650$:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{Гал} = 697 - 650 = 47 \text{ м} \quad (6.52)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до дренажа:

$$a_{др} = \frac{47 \cdot 1,25}{25} = 2,35 \text{ м,}$$

Принимается 3 м и остальные галереи, которые находятся выше расчетного сечения, располагаются на том же расстоянии.

6.5 Основные элементы плотины

6.5.1 Противофильтрационная завеса

Толщина противофильтрационной завесы должна быть :

$$\delta_{зав} > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{I_{cr,m}} \quad (6.53)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равный 1,25;

$I_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 15.

В соответствии с [18], напор на цементационной завесе, отнесённый к максимальному напору, равен:

$$\frac{H_3}{H_{max}} = 0,4 \text{ м,} \quad (6.54)$$

Отсюда нашли:

$$H_3 = 0,4 \cdot H_{max} = 0,4 \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}}); \quad (6.55)$$

$$H_3 = 0,4 \cdot (697 - 648) = 19,6 \text{ м.}$$

Тогда потери напора на завесе :

$$\Delta H_3 = H_{max} - H_3 = 49 - 19,6 = 29,4 \text{ м} \quad (6.56)$$

Тогда толщина цементационной завесы :

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{29,4 \cdot 1,25}{15} = 2,45 \text{ м}$$

Так как обычно ряд цементационных скважин обеспечивает толщину завесы примерно 3м, отсюда, толщина цементационной завесы принимается 3 м. Завеса однорядная.

Глубина цементационной завесы:

$$h_3 = (0,5 \div 0,8)H_{\text{max}}; \quad (6.57)$$

$$h_3 = 0,5 \cdot 49 = 24,5 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси завесы вычисляется по формуле:

$$l = (0,1 \div 0,25)B; \quad (6.58)$$

$$l = 0,1 \cdot 40,5 = 4,1 \text{ м.}$$

Расстояние между скважинами в ряду составляет 3м.

6.5.2 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 150 мм с шагом 3м.

Напор на дренаже равен:

$$\frac{H_{\text{др}}}{H_{\text{max}}} = 0,2 \text{ м,}$$

$$H_{\text{др}} = 0,2H_{\text{max}} = 0,2 \cdot 49 = 9,8 \text{ м;} \quad (6.59)$$

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7)h_{\text{зав}}; \quad (6.60)$$

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 24,5 = 14,7 \text{ м.}$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимается равным 5 м.

6.6 Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

Сокращённый состав нагрузок определяется при $\nabla_{НПУ} = 697$ м в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при пропуске санитарного расхода. Нагрузки собираются на 1 п.м. длины плотины.

Площади плотины, быка, эпюры действующих нагрузок и плечи действующих сил строятся и вычисляются в программе AutoCad.

6.6.1 Вес сооружения и затворов

Вес плотины определяется с учетом объема продольных галерей и полости. (Рисунок 6.5).

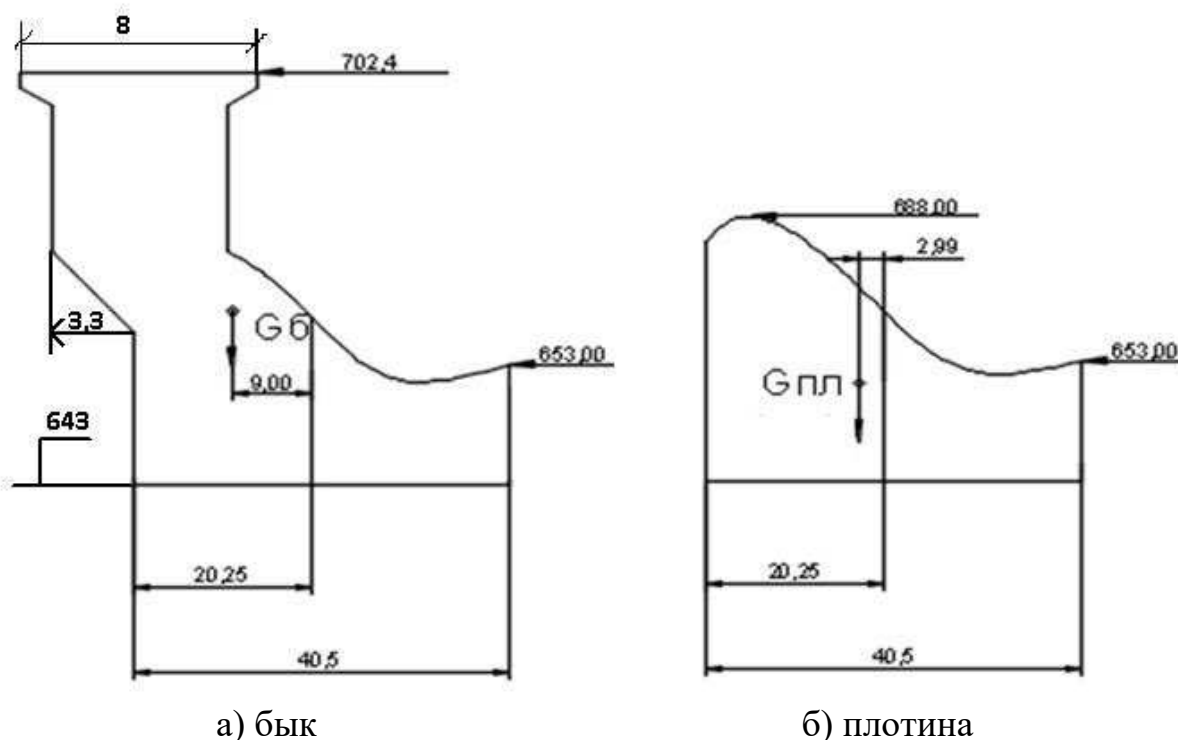


Рисунок 6.5 – Поперечный разрез для определения площади поперечного сечения

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} b g \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{988,9 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 3,3} = 16483,3 \text{ кН}, \quad (6.61)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины ($S_{пл} = 988,9 \text{ м}^2$);

b – ширина пролёта;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_6 = \frac{S_B \delta_B \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{1379,9 \cdot 3,3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 3,8} = 9487,8 \text{ кН}; \quad (6.62)$$

где S_B — это площадь поперечного сечения быка ($S_B = 1379,9 \text{ м}^2$).

Вес плоского затвора можно определить по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{fg} \approx 0,055 \cdot 84 \cdot \sqrt{84} \cdot 9,81 = 415,4 \text{ кН}; \quad (6.63)$$

где f — площадь затвора.

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) b = (698 - 688 + 0,5) \cdot 8 = 84 \text{ м}^2; \quad (6.64)$$

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{415,4}{8 + 3,3} = 36,76 \text{ кН}; \quad (6.65)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 54^2}{2} = 14302 \text{ кН}; \quad (6.66)$$

$$h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla_{\text{под}} = 697 - 643 = 54 \text{ м}; \quad (6.67)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 5^2}{2} = 122,6 \text{ кН}; \quad (6.68)$$

$$h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\text{мин}} - \nabla_{\text{под}} = 648 - 643 = 5 \text{ м}; \quad (6.69)$$

Плечо силы гидростатического давления относительно середины подошвы равно:

$$t_B = \frac{1}{3} h_1 = \frac{1}{3} \cdot 54 = 18 \text{ м}, \quad (6.70)$$

Для нижнего бьефа аналогично:

$$t_H = \frac{1}{3} h_2 = \frac{1}{3} \cdot 5 = 1,7 \text{ м}. \quad (6.71)$$

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \rho g = 202,5 \cdot 1 \cdot 9,81 = 1986,5 \text{ кН}; \quad (6.72)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления, которая изображена на рисунке 6.6.

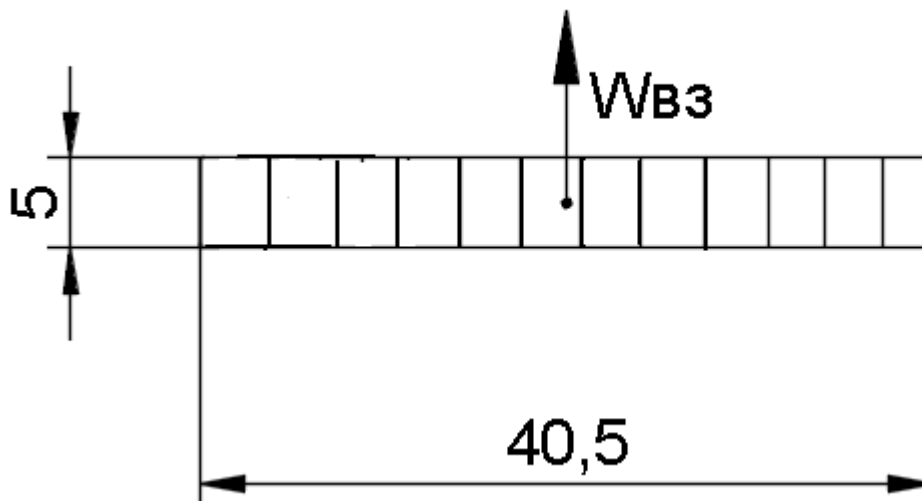


Рисунок 6.6 – Эпюра взвешивающего давления относительно середины подошвы

Плечо силы взвешивающего давления равно нулю, так как центр приложения силы взвешивающего давления проходит через середину подошвы плотины.

6.6.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с [6.5.1 и 6.5.2].

Напор на цементационной завесе:

$$H_3 = 19,6 \text{ м};$$

Напор на дренаже:

$$H_{\text{др}} = 9,8 \text{ м};$$

В соответствии с этими значениями строится эпюра фильтрационного давления рисунок 6.7, площадь которой равна $306,98 \text{ м}^2$.

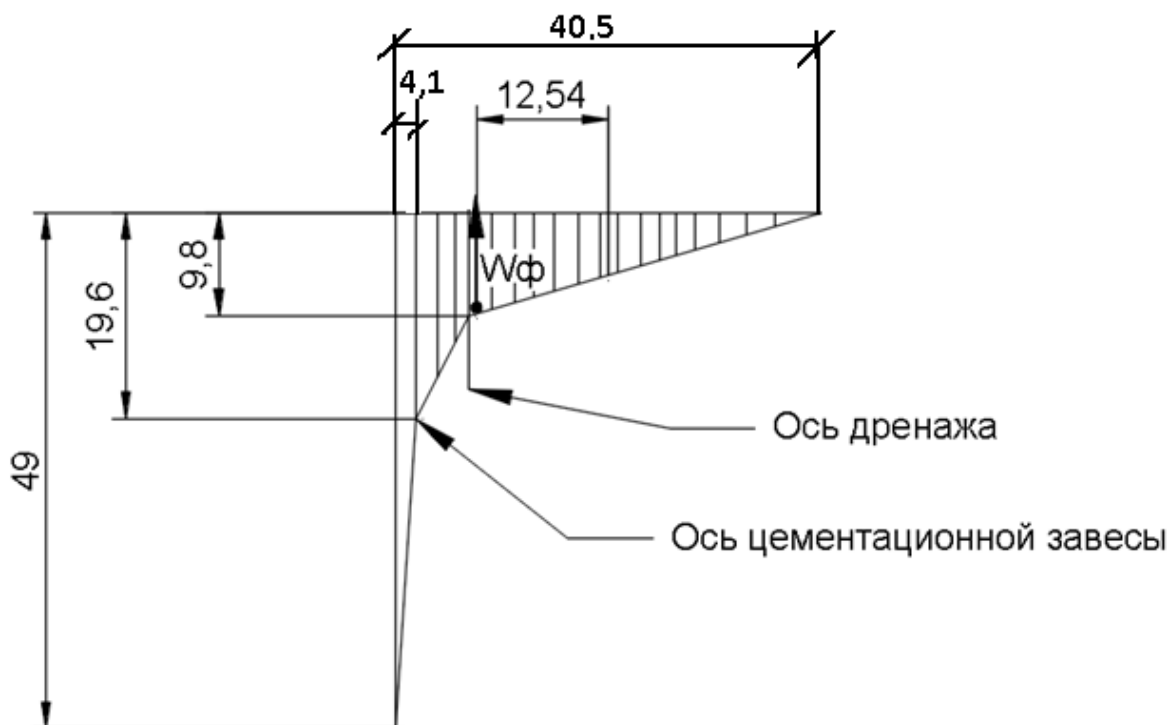


Рисунок 6.7 – Эпюра фильтрационного давления

Фильтрационное давление, действующее на подошву:

$$W_{\phi} = \rho_w g S_{\text{эл}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 368 = 3610 \text{ кН}; \quad (6.73)$$

Плечо силы фильтрационного давления равно 12,54 м.

6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$P_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2(45 - \varphi_H/2); \quad (6.74)$$

$$P_H = 11,1 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2(45 - 27/2) = 12,7 \text{ кПа}$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_H – толщина слоя наносов (3м)

φ_H – угол внутреннего трения наносов во взвешенном состоянии

$$\varphi_H = 27^\circ [21].$$

γ_H рассчитывается по формуле:

$$\gamma_H = \gamma_c - (1 - n_0)\gamma_w = 18 - (1 - 0,3) \cdot 9,81 = 11,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \quad (6.75)$$

где γ_c – удельный вес среднего песка в сухом состоянии $18 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ [21];

n_0 – пористость среднего песка [21];

γ_w – удельный вес воды;

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = (p_H h_H) / 2 = (11,91 \cdot 3) / 2 = 17,87 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.76)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{гр} = \gamma_H h_H \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 11,1 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{33}{2} \right) = 9,81 \text{ кПа}; \quad (6.77)$$

где $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения водонасыщенного галечно – песчаного грунта во взвешенном состоянии, равный $\varphi_{гр} = 33^\circ$.

В точке на нижней границе слоя галечного грунта с песком толщиной 2 м, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (11,1 \cdot 3 + 12,4 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{33}{2} \right) = 17,3 \text{ кПа} \quad (6.78)$$

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 19 - (1 - 0,33) \cdot 9,81 = 12,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \quad (6.79)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес галечного грунта с песком;

n_0 – пористость сухого грунта;

γ_w – удельный вес воды.

Боковое давление скального грунта рассчитаем аналогичным образом:

$$\begin{aligned} p'_{ск} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) - 2ctg \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = \\ &= (11,1 \cdot 3 + 12,4 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2ctg \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = 15,9 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.80)$$

В точке на нижней границе слоя гранита толщиной 1 м, где действуют и вес наносов, и вес всех слоёв грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned} p''_{ск} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр} + \gamma_{ск} h_{ск}) \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) + 2ctg \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = \\ &= (11,1 \cdot 3 + 12,4 \cdot 2 + 28 \cdot 1) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) + 2ctg \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = \\ &23,5 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.81)$$

где $\varphi_{ск}$ – угол внутреннего трения скального грунта, равный $\varphi_{гр} = 35^\circ$;

$\gamma_{ск}$ – удельный вес скального грунта, равный $\gamma_{ск} = 28 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$.

Эпюра активного давления грунта изображена на рисунке 6.8.

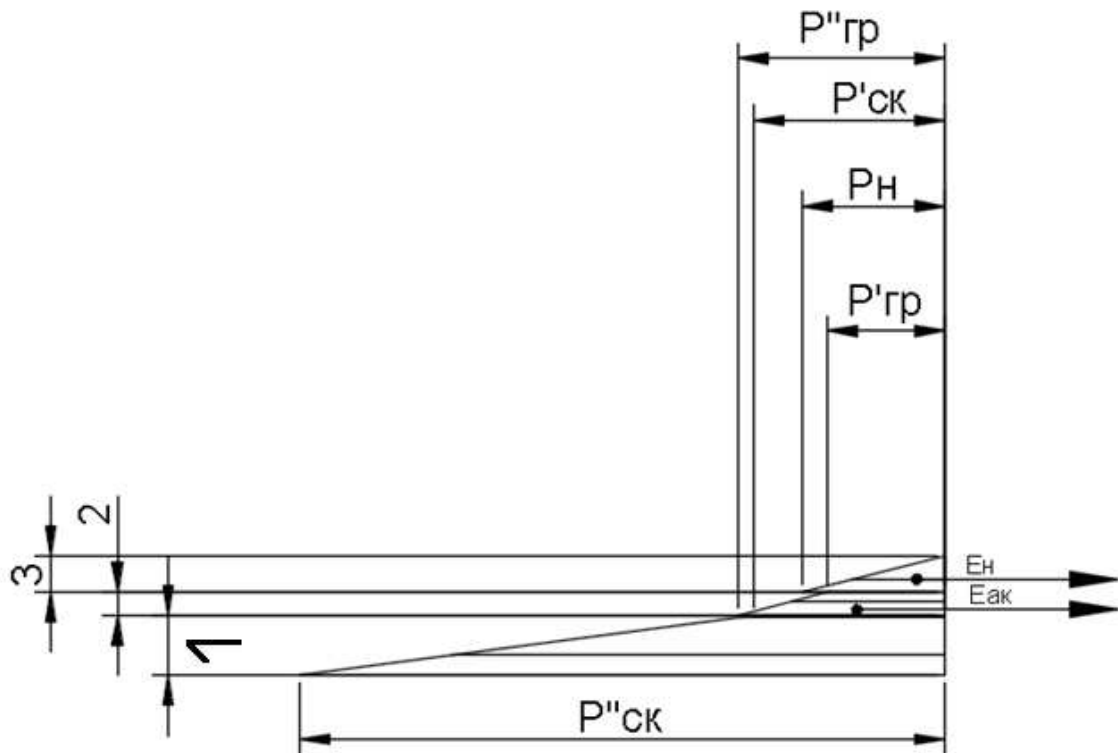


Рисунок 6.8 – Эпюра давления наносов и активного давления грунта

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п.м длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} + \frac{p'_{ск} + p''_{ск}}{2} \cdot h_{ск}; \quad (6.82)$$

$$E_{ав} = \frac{9,81 + 17,3}{2} \cdot 3 + \frac{15,9 + 23,5}{2} \cdot 1 = 60,37 \text{ кН.}$$

Плечо силы давления наносов 5 м. Плечо силы активного давления грунта 4 м.

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется аналогичным образом:

В точке на нижней границе слоя гравийно - галечного грунта с песком толщиной 3 м, давление равняется:

$$p'_{гр} = \gamma_{гр}^{взв} h_{гр} \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.83)$$

$$p'_{гр} = 12,4 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{33}{2} \right) = 126,2 \text{ кПа}$$

Боковое давление скального грунта рассчитаем аналогичным образом:

$$p'_{ск} = \gamma_{гр}^{взв} h_{гр} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{ск}}{2} \right); \quad (6.84)$$

$$p'_{ск} = (12,4 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 91,52 \text{ кПа}$$

В точке на нижней границе слоя гранита толщиной 1 м, давление:

$$p''_{ск} = (\gamma_{гр}^{взв} h_{гр} + \gamma_{ск} h_{ск}) \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{ск}}{2} \right); \quad (6.85)$$

$$p''_{ск} = (12,4 \cdot 2 + 28 \cdot 1) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 194,84 \text{ кПа} .$$

Эпюра пассивного давления грунта изображена на рисунке 6.9.

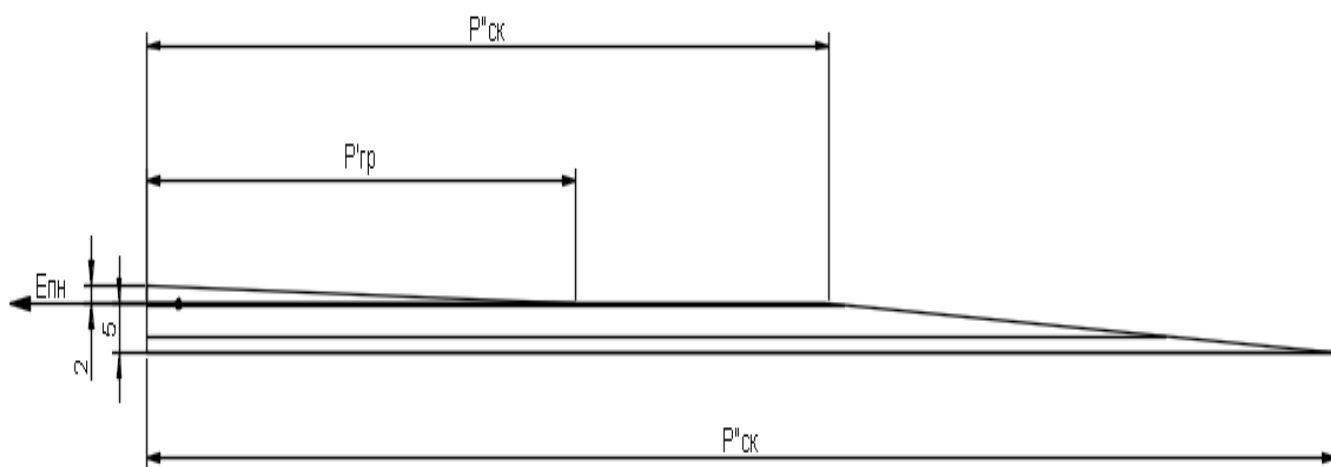


Рисунок 6.9 – Эпюра пассивного давления грунта

Равнодействующая пассивного давления грунта:

$$E_{пн} = \frac{1}{2} \cdot h_{гр} \cdot p'_{гр} + \frac{p'_{ск} + p''_{ск}}{2} \cdot h_{ск}; \quad (6.86)$$

$$E_{пн} = \frac{1}{2} \cdot 2 \cdot 84,1 + \frac{91,52 + 194,84}{2} \cdot 2 = 370,46 \text{ кН}.$$

Плечо силы пассивного давления грунта 4 м.

6.6.6 Волновое давление

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

$$W_{волн} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.87)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,436 \cdot \left(\frac{6,88}{3,14} + \frac{0,09}{2} \right) = 4,78 \text{ кН.}$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности;
 $\bar{\lambda} = 6,88 \text{ м}$ – средняя длина волны ;

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,436^2}{6,88} = 0,09 \text{ м,} \quad (6.88)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,88}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,436 = 0,93 \text{ м;} \quad (6.89)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена на $1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 0,436 = 0,48 \text{ м}$ над ∇ НПУ, а другая ниже ∇ НПУ на $8h_{1\%} = 8 \cdot 0,436 = 3,5 \text{ м}$.

Высота треугольника определяется геометрически:

$$W_{\text{волн}} = (S_1 + S_2) \gamma_B = \left(\frac{1}{2} \cdot 1,1h_{1\%} \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 8h_{1\%} \cdot x \right) \cdot \gamma_B = \left(\frac{1}{2} \cdot 0,48 \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 3,5 \cdot x \right) \cdot 9,81 = 19,5x, \quad (6.90)$$

где x – высота треугольника.

Отсюда:

$$x = \frac{W_{\text{волн}}}{19,5} = \frac{4,78}{19,5} = 0,25 \text{ м;} \quad (6.91)$$

Эпюра волнового давления изображена на рисунке 6.10.

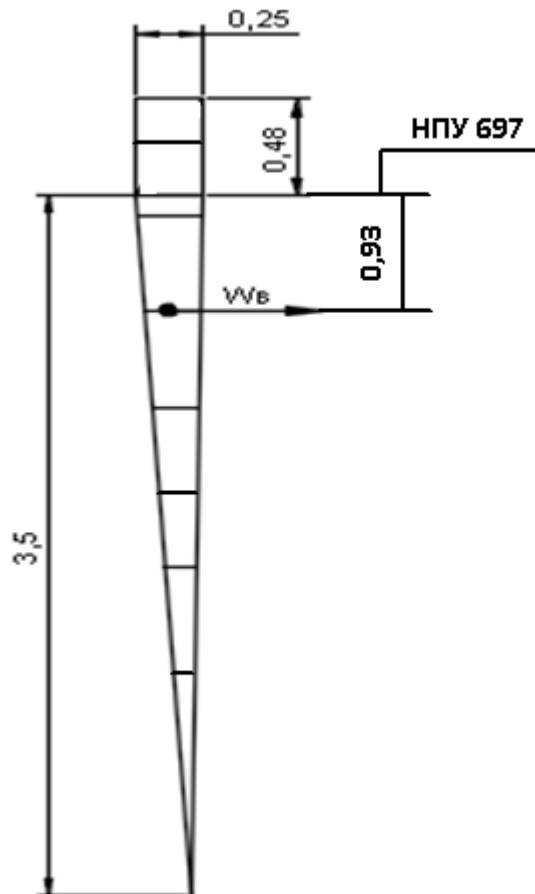


Рисунок 6.10 – Эпюра волнового давления

Плечо силы волнового давления относительно середины подошвы равно расстоянию от центра тяжести эпюры до подошвы:

$$\nabla_{\text{НПУ}} - y_c - \nabla_{\text{под}} = 697 - 0,93 - 643 = 53,07 \text{ м.} \quad (6.92)$$

6.6.7 Оценка прочности плотины

Оценку 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 силы, их моменты и плечи.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	14302	16	228832
Тн	1	←	122,6	1,9	-232,94
Gб	0,95	↓	9013,41	10	-90134,1
Gпл	0,95	↓	15659,14	5	-78295,7
Wвзв	1	↑	1986,5	0	0,0
Wф	1	↑.	3010	12,54	37745,4
Ен	1,2	→	17,87	8,03	143,5
Wволн	1	→	4,78	53,07	253,7
Qз	1	↓	415,4	14,8	-6147,92
Еав	1,2	→	60,37	5,5	332
Епн	0,8	←	370,46	5,1	-1889,4
			$\Sigma\downarrow\uparrow=44962,5$		$\Sigma M=90606,54$

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:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{44962,5}{24} + \frac{6 \cdot 90606,54}{24^2} = -929,62 \text{ кПа}, \quad (6.93)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

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

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -929,62 \cdot 0 - 10 \cdot 54 \cdot (1 - 0) = -540 \text{ кПа}, \quad (6.94)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 697 - 643 = 54 \text{ м.}$ –напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 54 - 929,62) \cdot 0 = 0, \quad (6.95)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -929,62 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 54 \cdot 0 = -929,62 \text{ кПа.} \quad (6.96)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 54 = -540 \text{ кН/м}^2. \quad (6.97)$$

Низовая грань:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{44962,5}{24} - \frac{6 \cdot 90606,54}{24^2} = -2817,3 \text{ кН/м}^2. \quad (6.98)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -2817,3 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 5 \cdot (1 - 0,75^2) = -50 \text{ кН/м}^2, \quad (6.99)$$

где $m_t = \tan \alpha_2 = 0,75$ – заложение низовой грани в расчётном сечении;
 H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 648 - 643 = 5 \text{ м.} \quad (6.100)$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 5 - 2817,3) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2 \quad (6.101)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -2817,3 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 5 \cdot 0^2 = -2817,3 \text{ кН/м}^2, \quad (6.102)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 5 = -50 \text{ кН/м}^2. \quad (6.103)$$

В таблицу 6.3 сведены краевые напряжения на гранях плотины.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-929,62
	σ_x^u	-540
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-929,62
	σ_3^u	-540
Низовая	σ_y^t	-2817,3
	σ_x^t	-50
	τ_{xy}^t	0
	σ_1^t	-50
	σ_3^t	-2817,3

6.6.8 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

- Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.104)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения [15];

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации, $\gamma_{lc} = 1$ [15];

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного сочетания нагрузок и воздействий. $\gamma_{cd} = 0,90$ [15];

В проекте назначается бетон класса В20. Выполняется проверка бетона по прочности на сжатие:

$$1,25 \cdot 1,00 \cdot |-2817,3| \leq 0,90 \cdot 20000,$$

$3521,6 < 18000$, условие прочности (101) выполняется.

- На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.105)$$

$-929,62 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 0$ - условие выполнено.

- В зоне верховой грани плотины:

$$\begin{aligned} |\sigma_y^u| &\geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \\ 929,62 &\geq 0,25 \cdot 10 \cdot (697 - 643); \end{aligned} \quad (6.106)$$

$$929,62 \text{ кН/м}^2 > 135 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6.9 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.107)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_{cd} + c \cdot \omega = (16483,3 + \\ &9487,8 - 1986,5 - 3010 + 415,4) \cdot 0,7 + 370,46 \cdot 0,7 + 100 \cdot 40,5 = \\ &19282,3 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.108)$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для скалы в основании;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление скалы;

$\omega = B_{пн} \cdot 1 = 40,5 \text{ м}^2$ – проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

γ'_{cd} – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимается $\gamma'_{cd} = 0,7$.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{вол} + E_H + E_{пн} = 14302 - 122,6 + 4,78 + 17,87 + \\ &370,46 = 14202,05 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.109)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{19282,3 \cdot 0,95}{14202,05 \cdot 1} = 1,26,$$

$1,26 > 1,25$ – условие выполняется.

Исходя из расчетов, выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок и воздействий.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для

окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной

реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для проектируемой ГЭС проводим анализ федеральных и

региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании проектируемой ГЭС являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7
- ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52
- ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74
- ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);
- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 No 200
- ФЗ (ред. от 01.05.2016);
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации проектируемой ГЭС относятся:

– создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

– подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;

– сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение населения из зоны затопления.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным 145 правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные

по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными 146 органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе в случаях, определенных в пункте 5.14 Правил [13];
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы;

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются: выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск в случаях, определенных в пункте 5.14 Правил [13]: ответственный руководитель работ, допускающий, производитель работ, наблюдающий, члены бригады.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического

оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.¹⁴⁷

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности изложены в федеральном законе от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

– обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

– обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

– организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и

на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности. Подготовка инженерно-технических работников, рабочих и служащих проектируемой гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;

- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;

- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;

- проведение противопожарных тренировок;

- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;

- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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

Все лица, поступающие работать на проектируемую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и

студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

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

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

8 Оценка объемов реализации энергии и расходов

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Объемы продажи электроэнергии представлены в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии при первых годах эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	540	540	540	540	540
Число часов использования установленной мощности	Часы	5500	5500	5500	5500	5500
Выработка электроэнергии	МВт*ч	2392500	2392500	2392500	2392500	2392500
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	23925	23925	23925	23925	23925
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	2368575	2368575	2368575	2368575	2368575
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1077	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	212,6	219,1	225,6	231,9	238,04
НДС к выручке	млн.руб	32,4	33,4	34,4	35,4	36,3

8.1.2 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 ОАО «РусГидро»,

дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

- Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

- Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	84,2
Прочие	274	90,4
Итого по ГЭС		174,64

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
от 1 до 5	0,06
от 6 до 15	0,09
от 16 до 25	0,14
свыше 26	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	44,68
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	3,13
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт*ч	0,91
Итого		48,72

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Бий-Хем 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				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	583,4	74,3	74,3	74,3	74,3
Расходы на страхование, млн.руб.	0,37	31,1	64,3	98,5	133,9
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	174,64	174,64	176,64	176,64	176,64
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,013	1,7	3,44	5,3	7,2
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7
Налог на воду, млн.руб.	12,5	13,7	13,7	13,7	13,7
Итого, млн.руб.	815,7	340,04	375	411,1	448,4

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

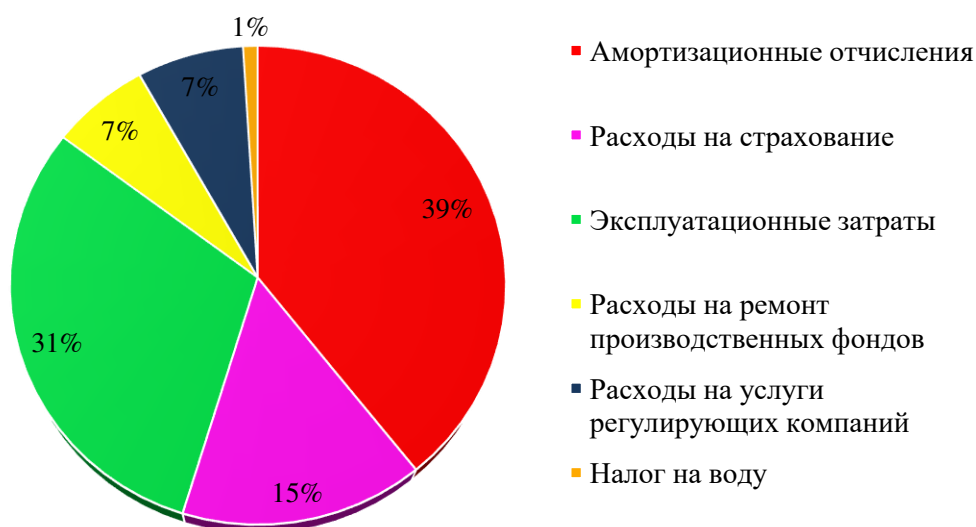


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Бий-Хемской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- 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 за период 2021-2025 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	146,2	313,3	325,0	339,5	353,2
НДС, млн.руб.	209,6	317,5	327,5	340,1	351,9
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Налог на имущество, млн.руб.	46,2	43,3	40,4	37,4	34,5
Итого, млн.руб.	405,3	677,3	696,2	720,3	742,9

8.2 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, а также показана чистая прибыль на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	669,82	1569,4	1768,6	1824,3	1895,0
Текущие расходы, млн.руб.	262,3	336,2	343,0	338,2	333,5
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	407,6	1233,2	1425,6	1486,1	1561,5
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	407,6	1233,2	1425,6	1486,1	1561,5
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	81,5	246,6	285,1	297,2	312,3
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	326,1	986,6	1140,5	1188,9	1249,2
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

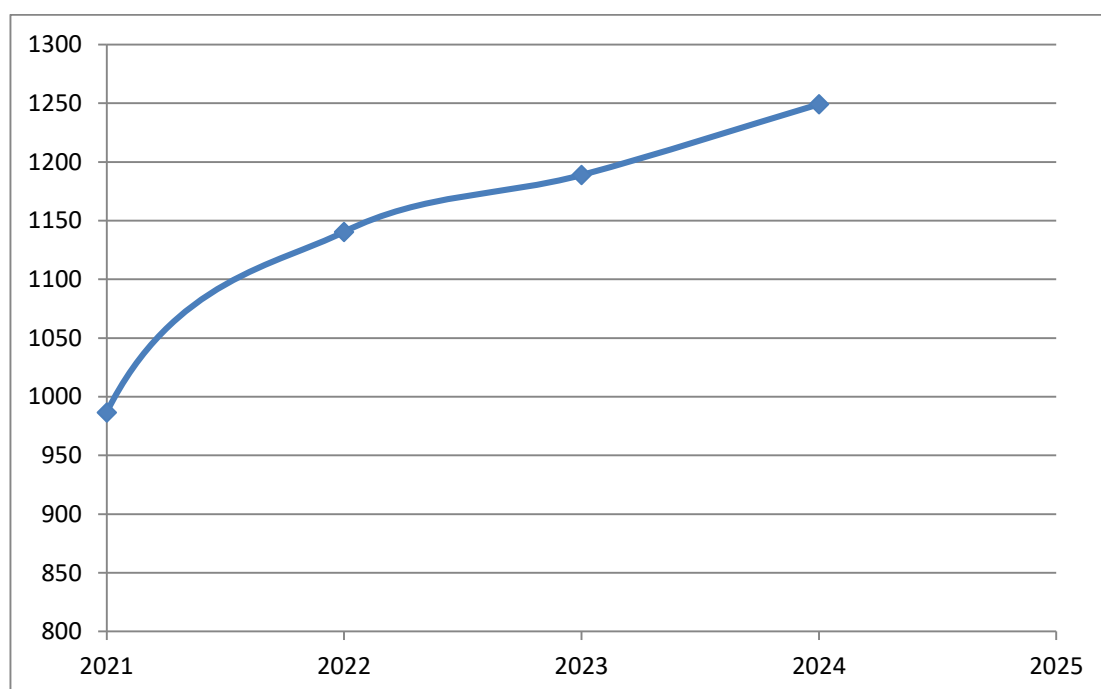


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- Чистый, дисконтированный доход
- Индекс прибыльности
- Срок окупаемости
- И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для Бий-Хемской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.

Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.1 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Бий-Хемская ГЭС на реке Бий-Хем»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	83
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	10054,32
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,79
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,12
Удельные капиталовложения, руб/Квт	24514,1

8.3.2 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.Рублей	540,9	994,4	1025,97	1055,7	1085,3
В региональный бюджет, млн.Рублей	68,5	57,3	56,9	55,3	53,7
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	609,4	1051,7	1082,8	1111,04	1138,98

8.4 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

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

Таблица 8.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Объём сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно и отображены на рисунках 8.3- 8.6.

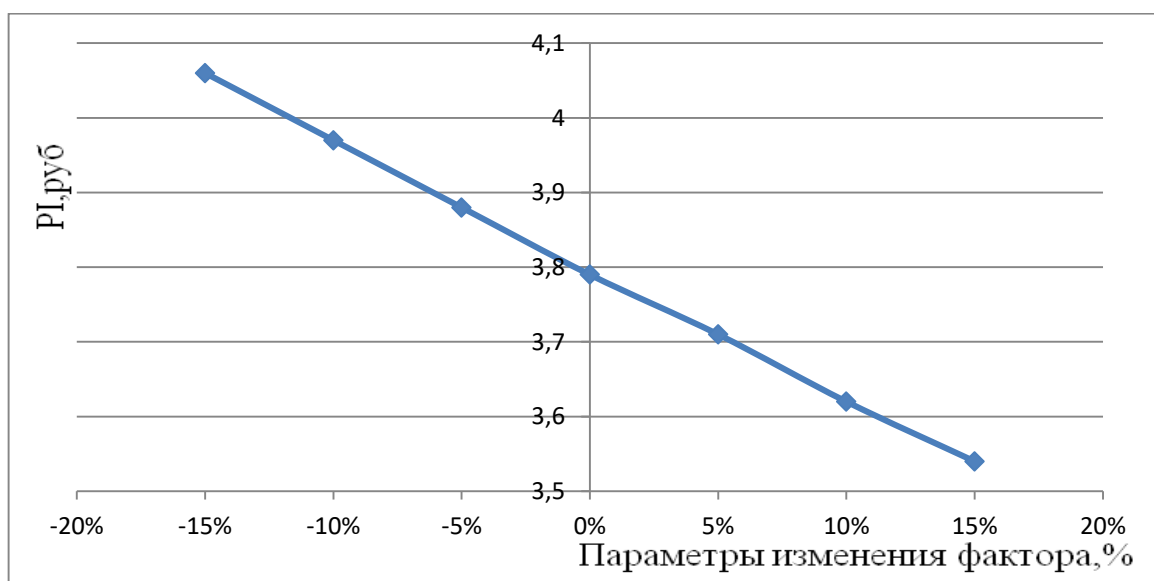


Рисунок 8.3- Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI.

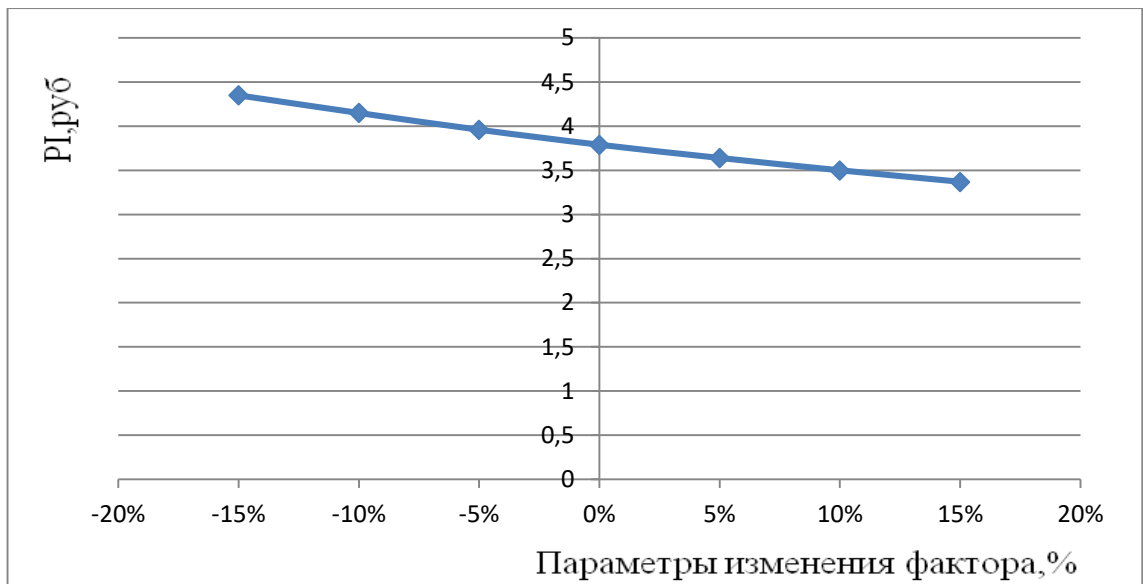


Рисунок 8.4- Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объёма инвестиций - уменьшение величины PI.

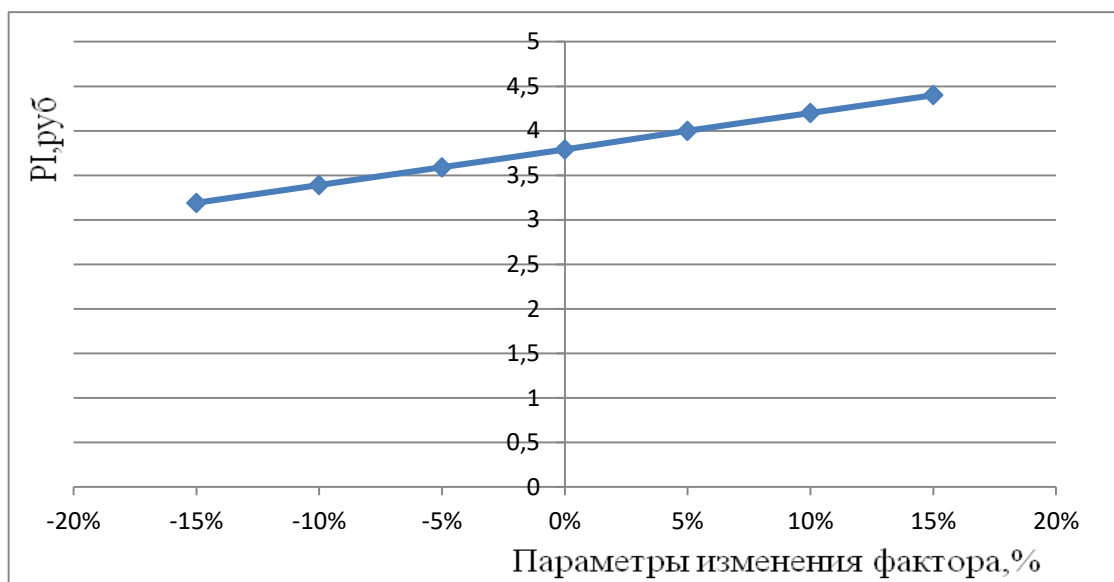


Рисунок 8.5- Сумма PI в зависимости от изменения объёма сбыта

Вывод: Увеличении цены сбыта –увеличение величины PI.

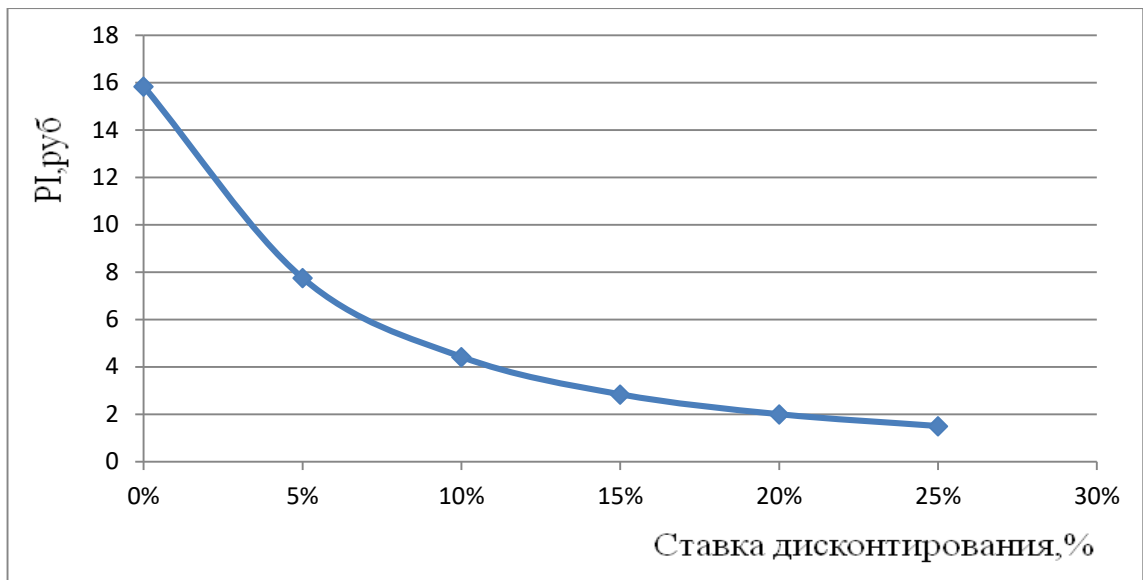


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

9 Расчет потерь напора на участках водоподводящего тракта гидроагрегата

9.1 Влияние потерь напора на участках водоподводящего тракта

9.1.1 Влияние потерь напора на сороудерживающей решетке

Увеличение потерь напора влечет за собой снижение выработки на решетке. В свое время было подсчитано (Ф.Ф. Губин), что увеличение потерь напора на 1 см на решетках всех ГЭС бывшего СССР уменьшает выработку электроэнергии примерно на 100 млн. кВт час в год. Поэтому снижение скоростей воды на решетках в определенных пределах с целью уменьшения потерь и облегчения их очистки, как правило, экономически оправдано. Существенное значение в этих условиях имеют также мероприятия, направленные на уменьшение засоренности водохранилищ, например, путем полной лесочистки их ложа, хотя это и крайне дорогостоящее мероприятие.

9.1.2 Влияние потерь напора на водоприемник

Водоприемники турбин составляют головную часть водоподводящего напорного тракта поэтому очертание водоприемника турбины обеспечивает плавный вход воды с минимальными потерями напора, что является основной целью при его расчете наряду с приданием ему необходимой прочности. Очертание водоприемника обеспечивает обтекание его внутренних поверхностей без отрыва потока от стенок и без образования вихревых зон.

9.2 Расчет потерь водоподводящего тракта

В состав водоподводящего тракта входят :

- сороудерживающая решетка
- водоприемное отверстие
- турбинный водовод
- спиральная камера
- направляющий аппарат

9.2.1 Расчет потерь на сороудерживающей решетке

Сороудерживающие решетки предназначены для защиты от попадания в водопроводящий тракт, сора и плавающих тел (льда, бревен, торфяников и т.д.), способных нарушить нормальную эксплуатацию гидроагрегата.

Требования, предъявляемые к сороудерживающей решетке, следующие:

- а) обтекаемость конструкции с целью уменьшения потерь напора;
- б) прочность;

в) удобство эксплуатации (очистка от сора, установка и обслуживание решетки).

Применяются сетчатые и стержневые решетки. Сетчатые решетки используются в водозаборах насосных станций и каналов. Наибольшее распространение получили стержневые решетки, которые используются в водоприемниках ГЭС и ГАЭС.

Решетки могут выполняться съемными, расположенными в пазах быков, и несъемными, стационарными. Наибольшее применение нашли съемные решетки, которые устанавливаются в поверхностных и незначительно заглубленных водоприемниках. Съемные решетки вынимаются для ревизии или ремонта.

Потери напора на решетках определяются по формуле:

$$h_p = \xi_p \frac{v^2}{2g}, \text{ м} \quad (9.1)$$

где v - средняя скорость потока перед решеткой ;

g – ускорение свободного падения

ξ_p - коэффициент потерь напора на решетке.

ξ_p приближенно определяется по формуле А.Р. Березинского :

$$\xi_p = \beta \left(\frac{\omega_p \omega_3}{F_p} \right) \left(2,3 \frac{l}{b} + 2,4 \frac{b}{l} + 8 \right) \sin \alpha \quad (9.2)$$

где β , l , b - коэффициент формы стержней, их длина (по потоку) и просвет между ними;

ω_p , ω_3 , F_p - площади элементов решетки в ее плоскости, засорения и отверстия, перекрываемого решеткой,

α - угол наклона решетки к горизонту.

Как пример для расчета, берём данные для проектируемой Бий-Хемской ГЭС в которой была выбрана съемная, стержневая сороудерживающая решетка с прямоугольным сечением стержней :

$$h_p = \xi_p \frac{0,26^2}{2 \cdot 9,81} = 0,15 \text{ м}$$

$$\xi_p = 0,504 \left(\frac{36 \cdot 0,8}{35} \right) \left(2,3 \frac{2}{0,05} + 2,4 \frac{0,05}{2} + 8 \right) \sin 90^\circ = 42$$

9.2.2 Расчет водоприемного отверстия

Размеры водоприемных отверстий определяют по средней скорости втеkania воды в отверстия сороудерживающих решеток, сеток или поры фильтров

с учетом требования рыбозащиты. Требуемую площадь водоприемного отверстия одной секции вычисляют по формуле:

$$F_p = \frac{R_1 \cdot R_2 \cdot Q_c}{V_{BT}}, \text{ м}^2 \quad (9.3)$$

где Q_c - расчетный расход одной секции водозабора, $\text{м}^3/\text{с}$.

Q_c определяется по формуле :

$$Q_c = \frac{Q_b}{n}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (9.4)$$

где Q_b - полный расход водозаборных сооружений, $\text{м}^3/\text{с}$;

n - число секций водозабора;

R_1 - коэффициент, учитывающий уменьшение живого сечения отверстий за счет загрязнений, равный 1,25;

R_2 - коэффициент, учитывающий стеснение отверстий решеток или сеток, определяется по формуле (9.5);

V_{BT} - скорость втекания воды в водоприемные отверстия, $\text{м}/\text{с}$,
при $V_{\text{теч}} = 0,26 \text{ м}/\text{с} \leq 0,3 \text{ м}/\text{с}$ $V_{BT} = 0,1 \text{ м}/\text{с}$

$$R_2 = \frac{a+c}{a} \quad (9.5)$$

где a - расстояние между стержнями решетки в свету 70 мм;

c - толщина стержней решетки 10 мм.

Как пример для расчета, берём данные для проектируемой Бий-Хемской ГЭС:

$$F_p = \frac{1,25 \cdot 1,14 \cdot 245,17}{0,1} = 35 \text{ м}^2;$$

$$Q_c = \frac{1471}{6} = 245,17 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$R_2 = \frac{70+10}{70} = 1,14.$$

Принимаем сороудерживающую решетку размером 6х6 м

9.2.3 Расчет потерь в турбинном водоводе

Турбинный водовод предназначен для подвода воды к зданиям ГЭС (с приплотинным их расположением, а также расположенным в конце деривации).

Наиболее широкое распространение получили стальные водоводы. При напорах до 200-300 м наряду со стальными применяют железобетонные водоводы. Из-за уникальности Саяно-Шушенской ГЭС была изобретена новая конструкция водоводов для её турбин - сталежелезобетонная, в которой совместно работает внутренняя стальная оболочка (труба) и арматура железобетонной облицовки водовода.

По расположению турбинные водоводы можно разделить на встроенные, выносные, открытые, закрытые и подземные.

Встроенные и выносные водоводы применяются для подвода воды к приплотинным зданиям ГЭС, расположенным за бетонными, контрфорсными, арочными и земляными плотинами.

Применяются открытые, засыпанные и подземные водоводы; открытые обычно выполняются в виде трубопроводов, уложенных на опоры (промежуточные и анкерные); засыпанные - заглубляются в траншеи - защищаются от обвалов и промерзания; подземные (туннельные) водоводы сооружаются в скальных породах.

Рассмотрим схематичное изображение проточного тракта (рисунок 9.1). Из верхнего бьефа вода через водоприёмник и напорный водовод встроенного типа подводится к турбине (сеч. I-I)

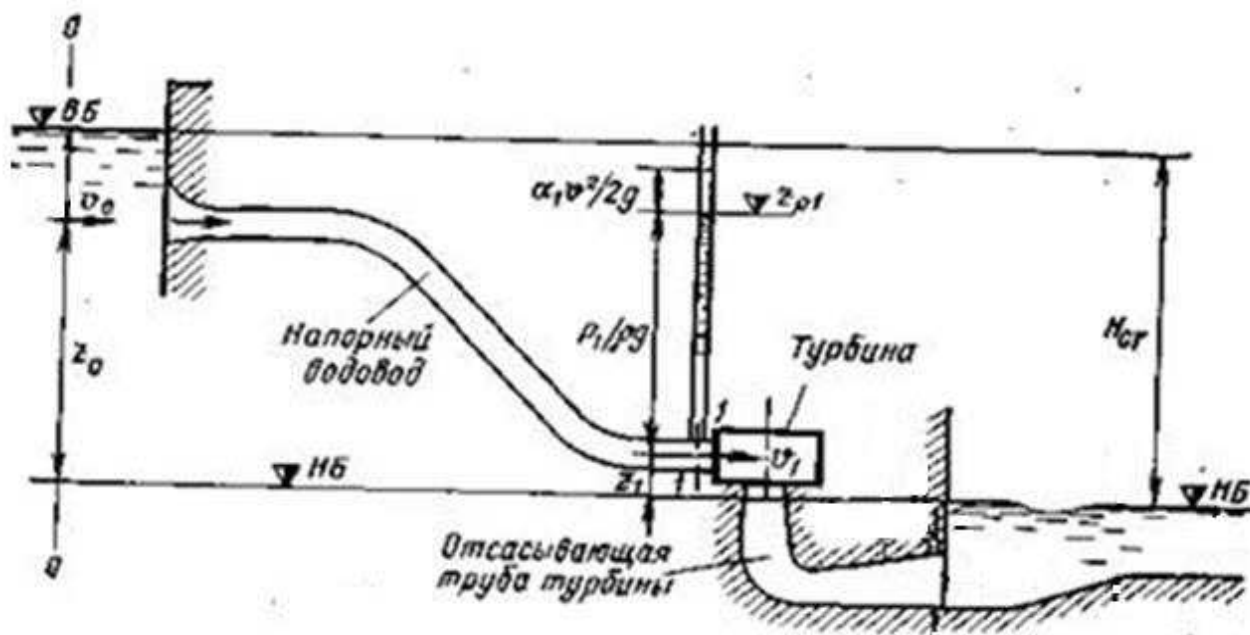


Рисунок 9.1 – Схематичное изображение проточного тракта

В соответствии с уравнением для определения удельной энергии потока можно записать:

$$e_1 = \frac{p_1}{\rho g} + z_1 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} ; \quad (9.6)$$

где v_I - средняя скорость в сечении I-I.

Для нахождения $\frac{p_1}{\rho g}$ составим уравнение Бернулли для сечений 0-0 в верхнем бьефе и I-I у входа в турбину относительно отметки уровня нижнего бьефа:

$$\frac{p_0}{\rho g} + Z_0 + \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g} = \frac{p_1}{\rho g} + Z_1 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} + h_{\text{пот}} ; \quad (9.7)$$

где $\frac{p_1}{\rho g} = h_{\text{пот}}$

$h_{\text{пот}}$ - гидравлические потери в подводящем водоводе по длине и местные (на вход в водоприёмник, на повороты и др);

ρ - плотность жидкости;

v - скорость потока;

p - давление в точке пространства, где расположен центр массы;

g - ускорение свободного падения;

Z – геометрический напор;

α – коэффициент Кориолиса принимаемый 1,1.

Как пример для расчета, берём данные для проектируемой Бий-Хемской ГЭС:

$$\frac{100}{1000 \cdot 9,81} + 40,5 + \frac{1,1 \cdot 0,26^2}{2 \cdot 9,81} = \frac{p_1}{\rho g} + 4 + \frac{1,1 \cdot 6,2^2}{2 \cdot 9,81} + h_{\text{пот}}$$

$$h_{\text{пот}} = 1,72 \text{ м}$$

9.2.4 Расчет потерь в спиральной камере

Спиральная камера (СК) предназначена для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. У входа в турбинный водовод, где наибольшие расходы воды, площадь сечения спиральной камеры наибольшая. Со стороны турбины в спиральной камере имеется вырез цилиндрической формы – выход из спиральной камеры в камеру рабочего колеса.

СК должна обеспечивать:

- равномерный подвод воды к направляющему аппарату при максимально возможной осевой симметрии потока;

- допустимые величины скоростей и углов, при которых потери энергии в спиральной камере и главным образом в направляющем аппарате минимальны;

- величину закрутки потока, соответствующую или близкую к расчетной.

Кроме того, спиральная камера должна иметь минимальные размеры и простую конструкцию.

По данным модельных испытаний различных гидротурбин, потери энергии в спиральной камере, статоре и направляющем аппарате зависят от

соотношения между принятой площадью входного сечения $F_{ВХ}$ и углом охвата φ .

При выбранных размерах входного сечения спиральной камеры Увеличение угла охвата φ - приводит к уменьшению неравномерности потока вдоль периметра направляющего аппарата, что улучшает характеристики гидротурбин, но приводит к увеличению скорости в спиральном канале и большей закрутке потока, в результате чего могут возрасти потери энергии в направляющем аппарате.

Отсюда следует, что при заданной ширине блока в плане необходимо подобрать такое соотношение между $F_{ВХ}$ и φ , при котором КПД турбины был бы наибольшим. Оптимальный вариант спиральной камеры выбирают на основании данных модельных испытаний принятого рабочего колеса с различными спиральными камерами.

Для средне- и высоконапорных гидротурбин, устанавливаемых на приплотинных и деривационных ГЭС, углы охвата спиральных камер принимают: $\varphi = 270 \div 360^\circ$.

Чем выше напор на гидротурбине, тем больший угол охвата должна иметь спиральная камера, поскольку с увеличением напора неравномерность распределения расхода и скоростей по периметру направляющего аппарата вызывает дополнительные потери энергии и нестационарность потока в проточной части турбины.

Рекомендуемые значения угла охвата спиральных камер гидротурбин различных типов, приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 Углы охвата спиральных камер гидротурбин различных типов.

Типы турбин	Диапазон напоров Н, м	Угол охвата спирали, φ
Осевые ПЛ	3-30	180-200
Осевые ПЛ и РО	30-50	200-225
Осевые ПЛ, РО и ПЛД	50-75	200-225
РО и ПЛД	95-310	315-330
РО	310-700	345-360

Для Бий-Хемской ГЭС на основе ГУХа для турбины ПЛ50-В-560 выбираем:

Угол охвата $\varphi = 225^\circ$

Площадь входного сечения $F_{ВХ} = 30,4 \text{ м}^2$, рассчитали по формуле:

$$F_{ВХ} = \frac{Q_{ВХ}}{v_{ср}}, \text{ м}^2 \quad (9.8)$$

где $Q_{ВХ}$ – расход через входное сечение спиральной камеры;

$v_{ср}$ – средняя скорость потока проходящего через входное сечение спиральной камеры.

$$F_{\text{вх}} = \frac{160,9}{5,3} = 30,4 \text{ м}^2$$

9.2.5 Расчет потерь в направляющем аппарате

Направляющий аппарат (НА) – состоит из одинаковых, равномерно расположенных лопаток, способных синхронно поворачиваться относительно своих осей. Предназначен для создания равномерного, асимметричного потока, закрученного относительно оси вращения рабочего колеса, регулирования расхода и мощности турбины путем изменения проходного сечения и циркуляции на входе в рабочее колесо, полного перекрытия потока через турбину, в том числе и аварийных случаях.

Основной вид потерь в направляющем аппарате – это профильные потери энергии в круговой решетке радиального аппарата.

Для качественной оценки потерь энергии в направляющем аппарате, воспользовались расчетными зависимостями, полученными путем замены круговой решетки прямой решеткой из пластин. На основании, расчетных исследований прямой решетки из пластин получена приближенная формула для определения относительных потерь энергии в направляющем аппарате:

$$\xi_{\text{НА}} = \frac{1}{2\pi^2 g} \cdot C_x \cdot \frac{L/t}{\left(\frac{D_0}{D_1}\right)^2 \cdot \left(\frac{b_0}{D_1}\right)^2 \cdot \sin^3 \beta_{\text{уст}}} \cdot (Q'_I), \quad (9.9)$$

где C_x — коэффициент трения лопатки;

$\beta_{\text{уст}}$ — угол установки лопатки, определяемый открытием направляющего аппарата;

$L / t = 1,1$ - густота решетки цилиндрического аппарата.

На примере проектируемой Бий-Хемской ГЭС, рассчитаем относительные потери направляющего аппарата в точке оптимума:

$$\xi_{\text{НА}} = \frac{1}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 9,81} \cdot 0,5 \cdot \frac{1,1}{\left(\frac{7}{5,6}\right)^2 \cdot \left(\frac{2,1}{5,6}\right)^2 \cdot \sin^3 35} \cdot 1 = 0,068 \text{ м}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные параметры и элементы средненапорной Бий-Хемской ГЭС с высотой 55,4 м на реке Бий-Хем (Большой Енисей), являющейся сооружением I класса.

На начальном этапе на основе гидрологического ряда реки были определены значения максимальных расчетных расходов для основного случая 0,1% и поверочного 0,01% ($Q_{0,1\%} = 1148 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 1295 \text{ м}^3/\text{с}$).

На следующем этапе на основе водно-энергетических расчетов и исходных данных по энергосистеме, гидрологии была выбрана установленная мощность Бий-Хемской ГЭС, а также выявлена её зона работы в суточных графиках нагрузки зимнего и летнего периодов. Установленная мощность ГЭС составила 540 МВт, отметка уровня мертвого объема равна 692 м. Определен полный $10,4 \text{ км}^3$ и полезный $4,89 \text{ км}^3$.

Третьим этапом было оптимальное количество и тип гидроагрегатов проектируемой станции. Для этого было построено режимное поле по напору и расходу (область допустимых режимов работы), по которому были определены напоры:

- максимальный = 47,2 м;
- расчетный = 40,4 м;
- минимальный = 38,6 м.

Максимальный расход через все агрегаты $1471 \text{ м}^3/\text{с}$.

На основе расчетов выбора турбин был определен оптимальный вариант с 6 гидроагрегатами, диаметром рабочего колеса равным 5,6 м (ПЛ50-В-560).

По справочным данным для выбранной поворотной-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин был выбран гидрогенератор СВ-850/190-40ТС4.

Следующим шагом была выбрана структурная схема ГЭС с объединенными блоками, а также принята схем распределительного устройства КРУЭ-220кВ – “две системы сборных шин”. По справочным данным и каталогам было подобрано такое высоковольтное оборудование как : силовые трансформаторы ТДЦ 125000/220-У1, а также трансформаторы собственных нужд ТСН 1600/10/0,4.

Был выбран генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20 производства «Электроаппарат». Комплектующийся выключателем ВГГ-20-90/8000.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружения входят:

- 1) Правобережная глухая бетонная плотина
- 2) Водосливная бетонная плотина
- 3) Станционная бетонная плотина с водоводом диаметром 8м
- 4) Приплотинное здание ГЭС
- 5) Левобережная глухая бетонная плотина

Расчетным путем были определены габариты и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 40,5 м;
- отметка подошвы – 643 м;
- отметка гребня – 700,4 м;
- ширина гребня – 23,7 м.

На водосливной части применяется способ отлета струи.

Также была произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате получили, что коэффициент надежности сооружения составляет 1,26 (нормативное значение для I класса - = 1,25). Таким образом плотина Бий-Хемской ГЭС отвечает требованиям надежности. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также названы мероприятия по охране окружающей среды в период строительства и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получили показатель:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,12 руб/кВт·ч.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гидромашины: методические указания по курсовому проектированию / сост. Б.М. Орахелашвили. – 2-е изд., испр. – Саяногорск: СФУ; Саяно-Шушенский филиал, 2011. – 28 с.
2. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щанелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М. :Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щанелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М. :Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
4. Проектно-изыскательское и научно-производственное акционерное общество «Институт гидропроект», Гидроэлектростанции России, Москва -1998 г.
5. Гидроэлектростанции: Учеб. Пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
6. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 608.
7. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014. – 296 с.
8. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
9. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
10. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.– Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
11. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций - Дата введения: 28.09.2017
12. СТО 56947007-25.040.70.101-2011 Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП. Стандарт организации
13. СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные показатели стоимости сооружения(реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ
14. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. — Екатеринбург :Изд-во Урал. ун-та, 2015. — 100 с.
15. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.

- 16.СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
- 17.СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.М.: ФГУП ЦПП, 2012.
- 18.Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
- 19.Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. -Ч.1. - 584 с.
- 20.Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
- 21.СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. - М.: Госстрой, 1989.
- 22.СНиП 2.06.05-84. Плотины из грунтовых материалов. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
- 23.СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996.
- 24.Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования, СТО 17330282.27.140.002-2008.
- 25.Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»
- 26.Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
- 27.Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Бий-Хем за период 1951-2000 гг. (Расходы в кубических метрах в секунду)

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1951	31	27	34	66	442	884	316	321	280	113	60	54	219
1952	31	44	57	76	497	661	126	231	278	133	69	43	187
1953	44	63	42	63	497	762	111	344	280	115	67	52	203
1954	42	71	35	56	310	889	142	221	135	88	44	54	174
1955	30	33	62	52	269	815	417	322	243	113	56	49	205
1956	42	25	54	81	297	729	357	177	217	107	64	59	184
1957	30	33	57	90	266	643	317	256	291	107	45	55	183
1958	52	40	37	50	363	505	360	322	237	127	72	62	186
1959	52	42	37	90	373	655	399	242	212	136	66	71	198
1960	55	42	36	60	235	550	292	250	219	128	65	55	166
1961	52	48	44	108	288	573	434	305	220	133	70	59	195
1962	49	40	38	65	404	461	316	205	177	136	64	57	168
1963	48	46	36	54	232	543	285	240	281	149	67	50	169
1964	47	31	29	180	407	441	475	194	224	116	69	53	186
1965	43	34	30	31	435	452	295	235	255	159	74	47	174
1966	43	41	34	32	294	909	474	426	229	146	88	32	229
1967	14	18	29	56	483	440	259	402	271	138	68	66	187
1968	46	34	40	58	289	311	137	215	145	73	43	47	120
1969	31	27	27	55	449	602	188	169	270	138	60	56	173
1970	48	44	40	50	446	667	343	496	335	185	80	72	234
1971	51	41	40	82	313	319	309	327	226	126	51	45	161
1972	35	32	34	74	269	567	342	208	204	123	63	48	167
1973	47	44	36	68	259	950	471	247	140	87	54	63	206
1974	30	22	22	66	284	495	213	170	141	96	40	51	136
1975	47	39	32	29	312	708	317	244	256	129	51	43	184
1976	55	40	37	42	211	285	263	160	97	87	43	61	166
1977	42	37	41	59	243	705	561	293	161	121	61	48	198
1978	42	32	32	61	284	576	195	169	152	99	67	44	146
1979	31	27	30	47	418	440	184	129	178	104	46	42	140
1980	38	35	37	55	409	641	276	318	201	126	74	66	190
1981	57	49	40	89	339	313	226	243	212	127	48	60	150
1982	54	49	43	87	411	442	264	240	145	106	58	50	162
1983	51	42	41	43	234	706	395	290	198	156	87	62	192
1984	50	39	34	39	301	487	508	443	231	136	67	60	200
1985	59	55	52	58	310	602	420	280	263	130	56	56	195
1986	45	38	38	58	475	349	285	278	202	110	69	69	168
1987	66	61	57	74	330	567	450	312	247	200	52	48	205
1988	51	51	79	60	316	629	490	227	140	122	84	65	193
1989	38	30	32	11	264	481	351	364	228	113	53	22	115

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1990	57	47	64	73	393	614	302	382	267	125	61	41	202
1991	55	53	75	89	348	675	275	232	274	138	43	51	192
1992	44	34	56	43	312	745	284	211	157	74	50	53	172
1993	54	44	43	50	246	641	303	302	233	160	64	64	184
1994	57	52	53	88	341	500	273	289	308	169	72	50	188
1995	71	69	60	82	239	637	378	293	198	158	71	69	194
1996	74	72	63	64	271	420	456	184	285	182	59	76	184
1997	63	52	64	125	392	388	388	413	296	157	57	36	203
1998	45	51	52	97	289	436	253	217	184	139	80	68	159
1999	64	54	45	67	457	379	190	383	249	125	58	62	178
2000	58	50	52	66	315	476	347	289	216	141	62	56	176

Таблица А.2 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	p, %	Год	Сред	Год	Межень	Год	Половодье
1	1,8	1970	234	1996	84	1970	466
2	3,6	1966	229	1995	83	1976	457
3	5,4	1951	219	1987	80	1993	449
4	7,1	1973	206	1997	79	1985	413
5	8,9	1955	205	1994	77	1978	413
6	10,7	1987	205	1998	76	1984	399
7	12,5	1953	203	1964	75	1972	394
8	14,3	1997	203	1970	74	1967	393
9	16,1	1990	202	1961	73	1973	392
10	17,9	1984	200	1988	73	1975	381
11	19,6	1959	198	1991	72	1977	376
12	21,4	1977	198	1959	71	1953	375
13	23,2	1961	195	1983	69	1981	375
14	25,0	1985	195	1993	68	1962	371
15	26,8	1995	194	1999	68	1979	369
16	28,6	1988	193	1981	67	1966	367
17	30,4	1983	192	1990	67	1974	365
18	32,1	1991	192	1985	67	1992	364
19	33,9	1980	190	1952	65	1951	361
20	35,7	1994	188	1963	64	1956	360
21	37,5	1952	187	1962	64	1980	359
22	39,3	1967	187	1982	64	1990	357
23	41,1	1958	186	1953	64	1987	355
24	42,9	1964	186	1960	63	1994	355
25	44,6	1956	184	1958	63	1954	349
26	46,4	1975	184	1971	62	1997	348
27	48,2	1993	184	1956	62	1971	345
28	50,0	1996	184	1980	62	1963	342
29	51,8	1957	183	1986	61	1952	342

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

п	р, %	Год	Сред	Год	Межень	Год	Половодье
30	53,6	1999	178	1986	61	1991	339
31	55,4	2000	176	1984	61	1969	338
32	57,1	1954	174	1965	60	1968	336
33	58,9	1965	174	1957	60	1999	334
34	60,7	1969	173	1966	59	1955	332
35	62,5	1992	172	1972	58	2000	329
36	64,3	1963	169	1977	58	1961	323
37	66,1	1962	168	1973	57	1986	318
38	67,9	1986	168	1955	56	1960	318
39	69,6	1972	167	1969	56	1988	316
40	71,4	1960	166	1954	56	1996	313
41	73,2	1976	166	1967	56	1995	309
42	75,0	1982	162	1951	55	1959	300
43	76,8	1971	161	1978	54	1965	299
44	78,6	1998	159	1975	53	1957	276
45	80,4	1981	150	1976	52	1958	275
46	82,1	1978	146	1992	51	1998	270
47	83,9	1979	140	1968	49	1964	267
48	85,7	1974	136	1974	47	1982	261
49	87,5	1968	120	1979	47	1983	219
50	89,3	1989	115	1989	43	1989	203

Продолжение приложения А

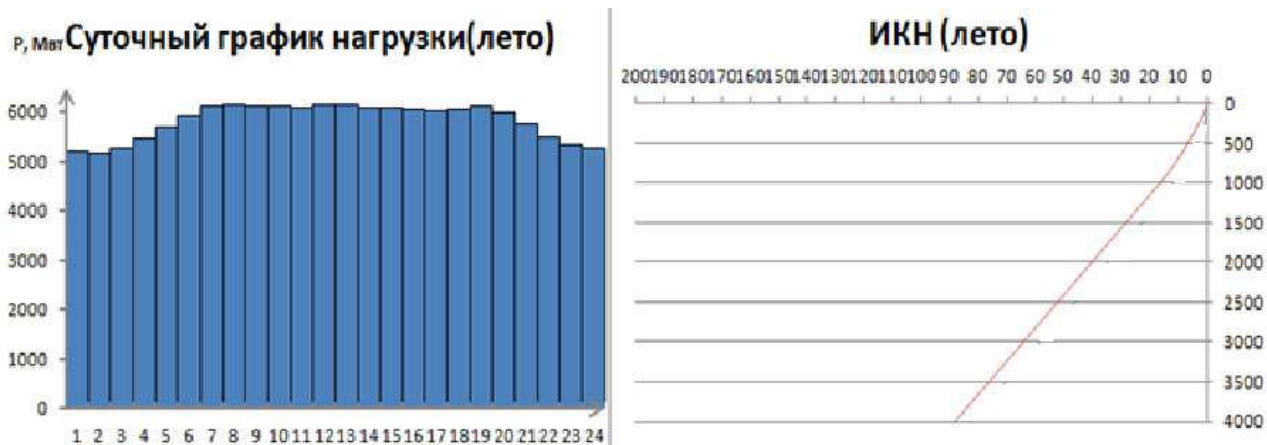


Рисунок А.1 – Интегральная кривая нагрузки летнего периода

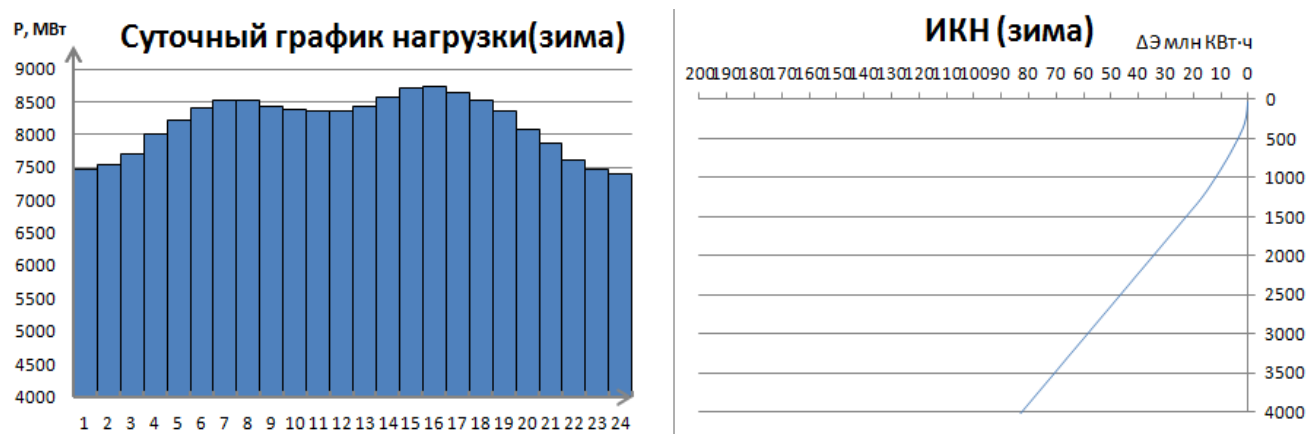


Рисунок А.2 – интегральная кривая нагрузки зимнего периода

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Сработка за маловодный год

								V _{вдхр}			Z _{вб}						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
t, месяц	Q _{быт.пол}	Q _{фильтр}	Q _{водохр}	Q _{хол.сбр}	Q _{гэс}	Q _{нб}	Q _{вхк}	V _{нач}	dV, км ³	V _{кон}	Z _н	Z _к	Z _{сред}	Z _{нб}	H	N _{гэс}	N _{гар}
10	107	1	12	0	119	120	120	10,4	0,03	10,37	697,00	696,90	696,95	649,23	47,72	51,06	по ВХК
11	50	1	10	0	60	61	60	10,37	0,03	10,34	696,90	696,85	696,88	648,28	48,59	26,21	по ВХК
12	22	1	291	0	313	314	60	10,34	0,75	9,59	696,85	695,36	696,11	651,19	44,91	126,38	125
1	30	1	290	0	320	321	60	9,59	0,75	8,84	695,36	693,79	694,58	651,24	43,34	124,67	125
2	30	1	30	0	60	61	60	8,84	0,08	8,76	693,79	693,63	693,71	648,28	45,42	24,50	по ВХК
3	32	1	27	0	59	60	60	8,76	0,07	8,69	693,63	693,47	693,55	648,27	45,28	24,02	по ВХК
4	11	1	108	0	119	120	120	8,69	0,28	8,41	693,47	692,86	693,17	649,23	43,94	47,01	по ВХК
5	264	1	-145	0	119	120	120	8,41	-0,38	8,79	692,86	693,68	693,27	649,23	44,05	47,12	по ВХК
6	400	1	-280	0	120	121	120	8,79	-0,73	9,51	693,68	695,21	694,44	649,24	45,20	48,77	по ВХК
7	351	1	-230	0	121	122	120	9,51	-0,60	10,11	695,21	696,39	695,80	649,25	46,55	50,63	по ВХК
8	250	1	-130	0	120	121	120	10,11	-0,34	10,44	696,39	697,04	696,72	649,24	47,48	51,22	по ВХК
9	228	1	-110	0	118	119	120	10,44	-0,29	10,73	697,04	697,58	697,31	649,21	48,10	51,03	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – сработка за средневодный год

								Vвдхр			Zвб						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
t,месяц	Q _{быт.пол}	Q _{фильтр}	Q _{водохр}	Q _{хол.сбр}	Q _{гэс}	Q _{нб}	Q _{вхк}	V _{нач}	dV, км ³	V _{кон}	Z _н	Z _к	Z _{сред}	Z _{нб}	H	N _{гэс}	N _{гар}
10	107	1	12	0	119	120	120	10,4	0,03	10,37	697,00	696,90	696,95	649,23	47,72	51,06	по ВХК
11	50	1	10	0	60	61	60	10,37	0,03	10,34	696,90	696,85	696,88	648,28	48,59	26,21	по ВХК
12	22	1	350	0	372	373	60	10,34	0,91	9,44	696,85	695,05	695,95	651,57	44,38	148,43	145
1	30	1	360	0	390	391	60	9,44	0,93	8,50	695,05	693,07	694,06	651,66	42,39	148,64	145
2	30	1	30	0	60	61	60	8,50	0,08	8,42	693,07	692,89	692,98	648,28	44,70	24,11	по ВХК
3	32	1	27	0	59	60	60	8,42	0,07	8,35	692,89	692,74	692,82	648,27	44,55	23,63	по ВХК
4	11	1	108	0	119	120	120	8,35	0,28	8,07	692,74	692,11	692,42	649,23	43,20	46,22	по ВХК
5	264	1	-145	0	119	120	120	8,07	-0,38	8,45	692,11	692,95	692,53	649,23	43,31	46,33	по ВХК
6	400	1	-280	0	120	121	120	8,45	-0,73	9,18	692,95	694,51	693,73	649,24	44,49	48,00	по ВХК
7	351	1	-230	0	121	122	120	9,18	-0,60	9,77	694,51	695,73	695,12	649,25	45,87	49,90	по ВХК
8	250	1	-130	0	120	121	120	9,77	-0,34	10,11	695,73	696,40	696,07	649,24	46,83	50,52	по ВХК
9	232	1	-112	0	120	121	120	10,11	-0,29	10,40	696,40	697,00	696,70	649,24	47,46	51,20	по ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Характеристика турбины

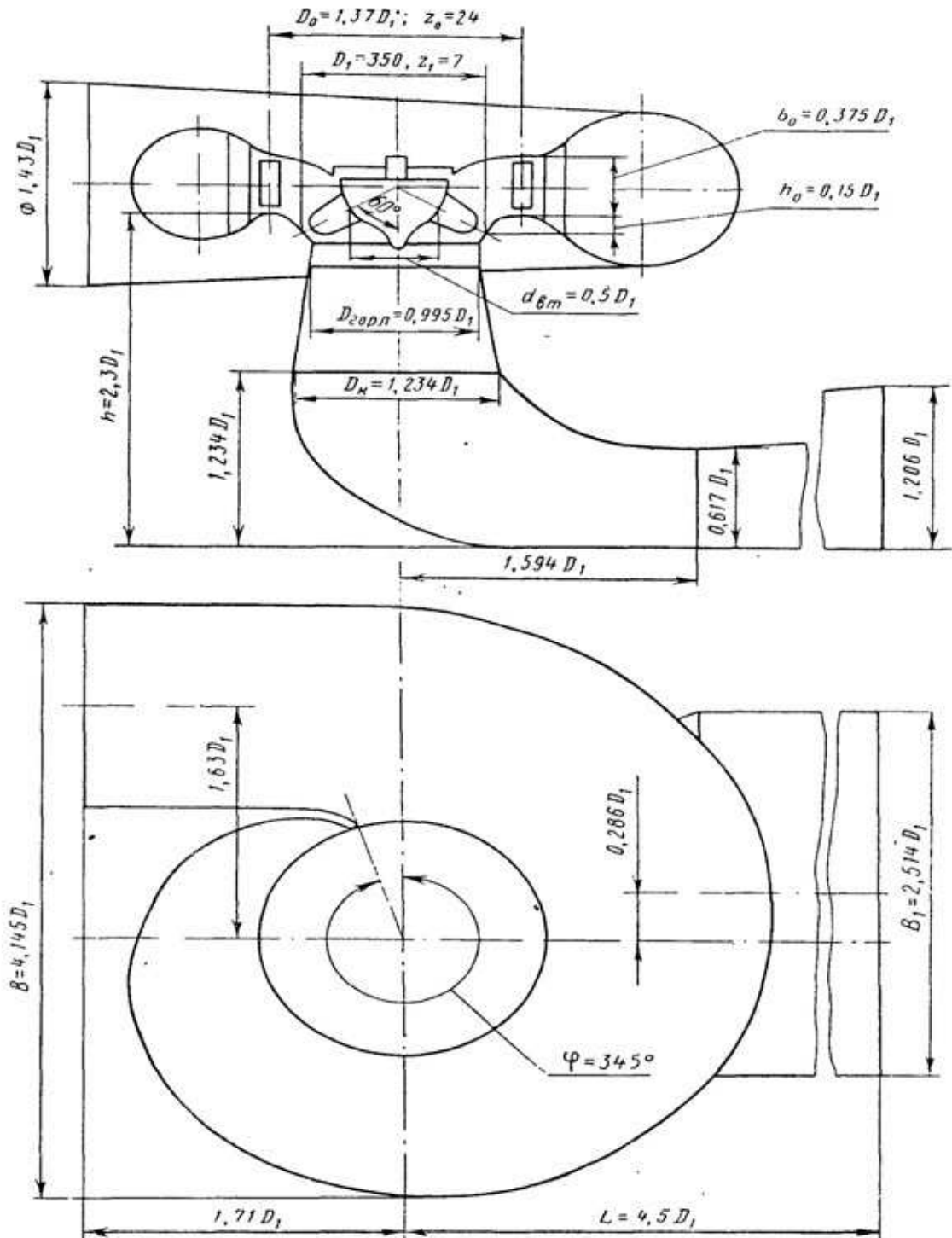
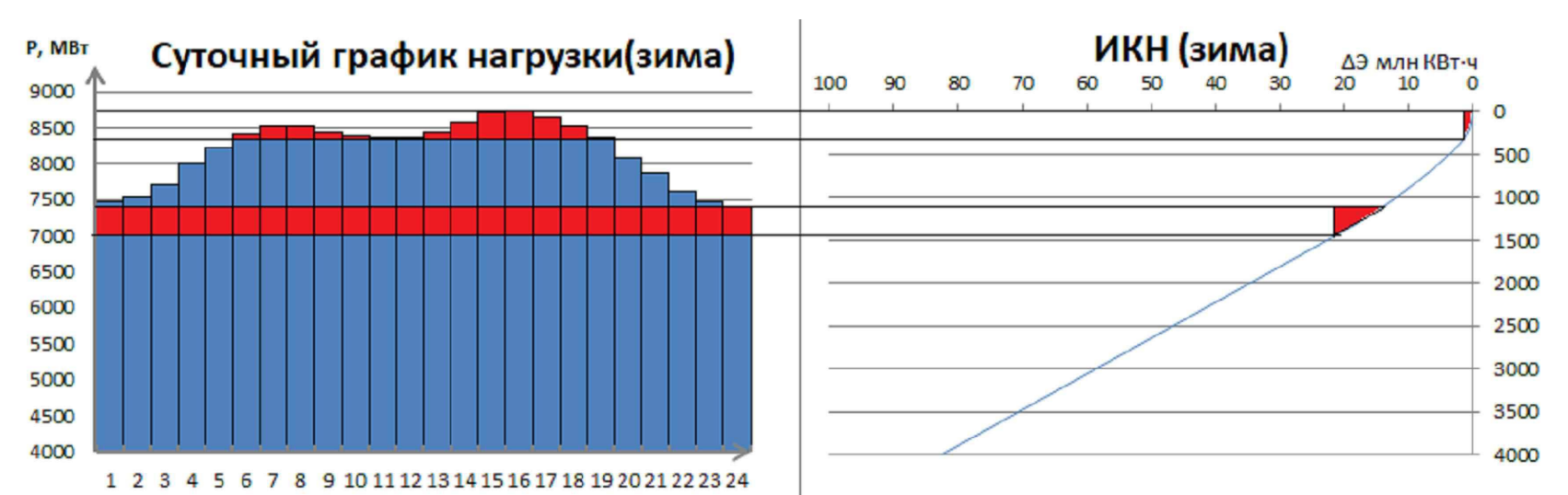
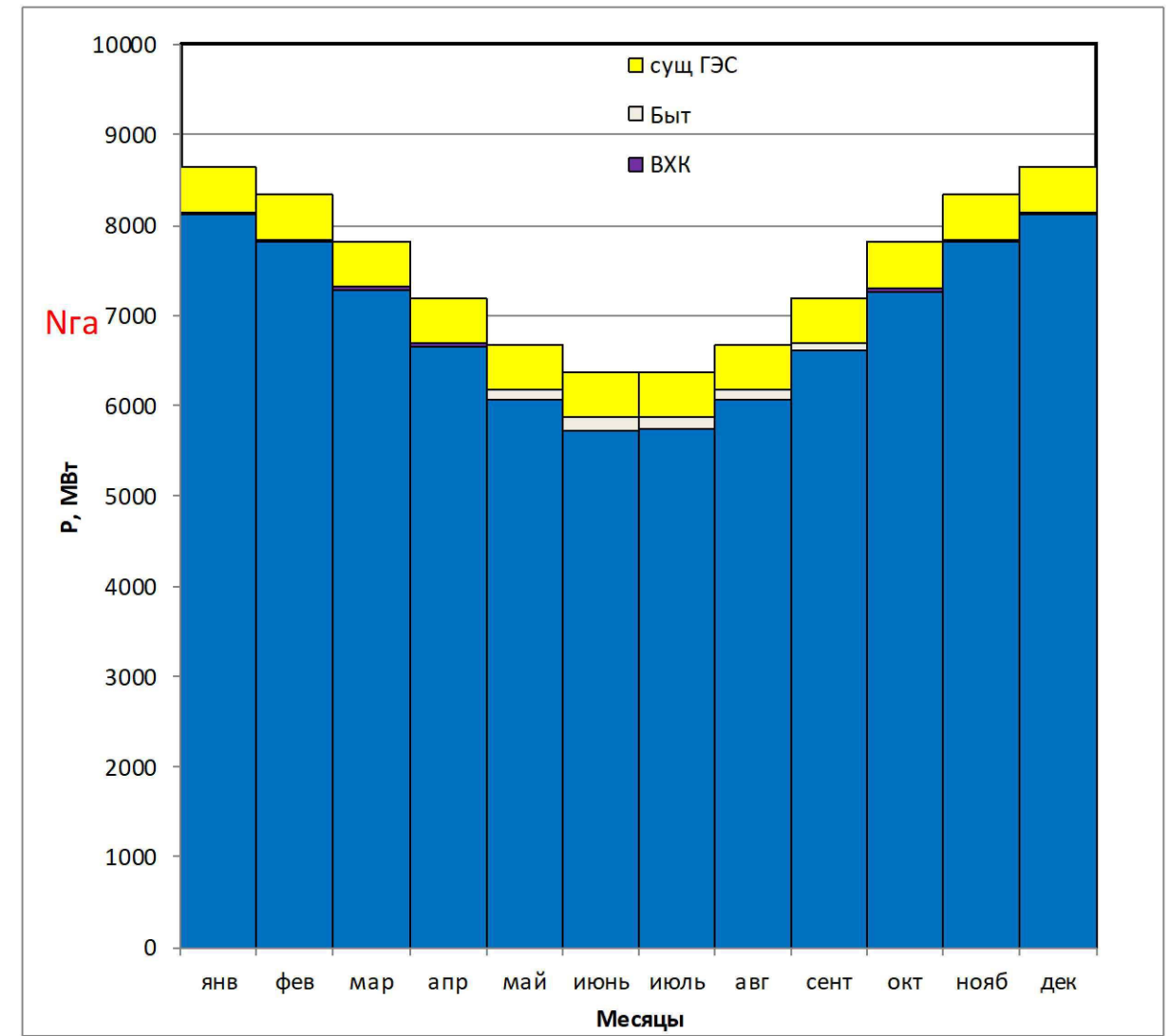
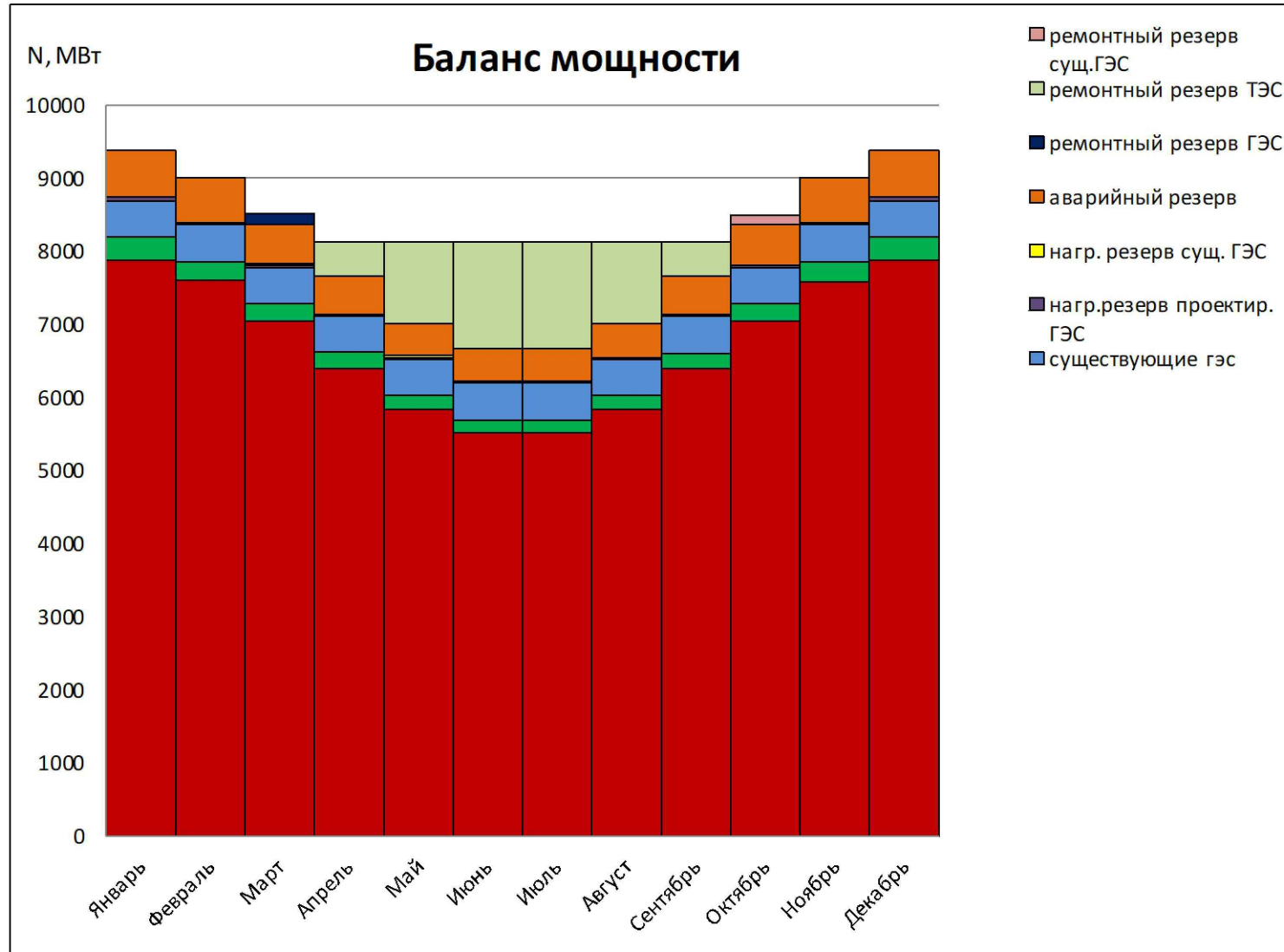


Рисунок Б.1 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ150-В

Бий-Хемская ГЭС

Установленная мощность – 540 МВт

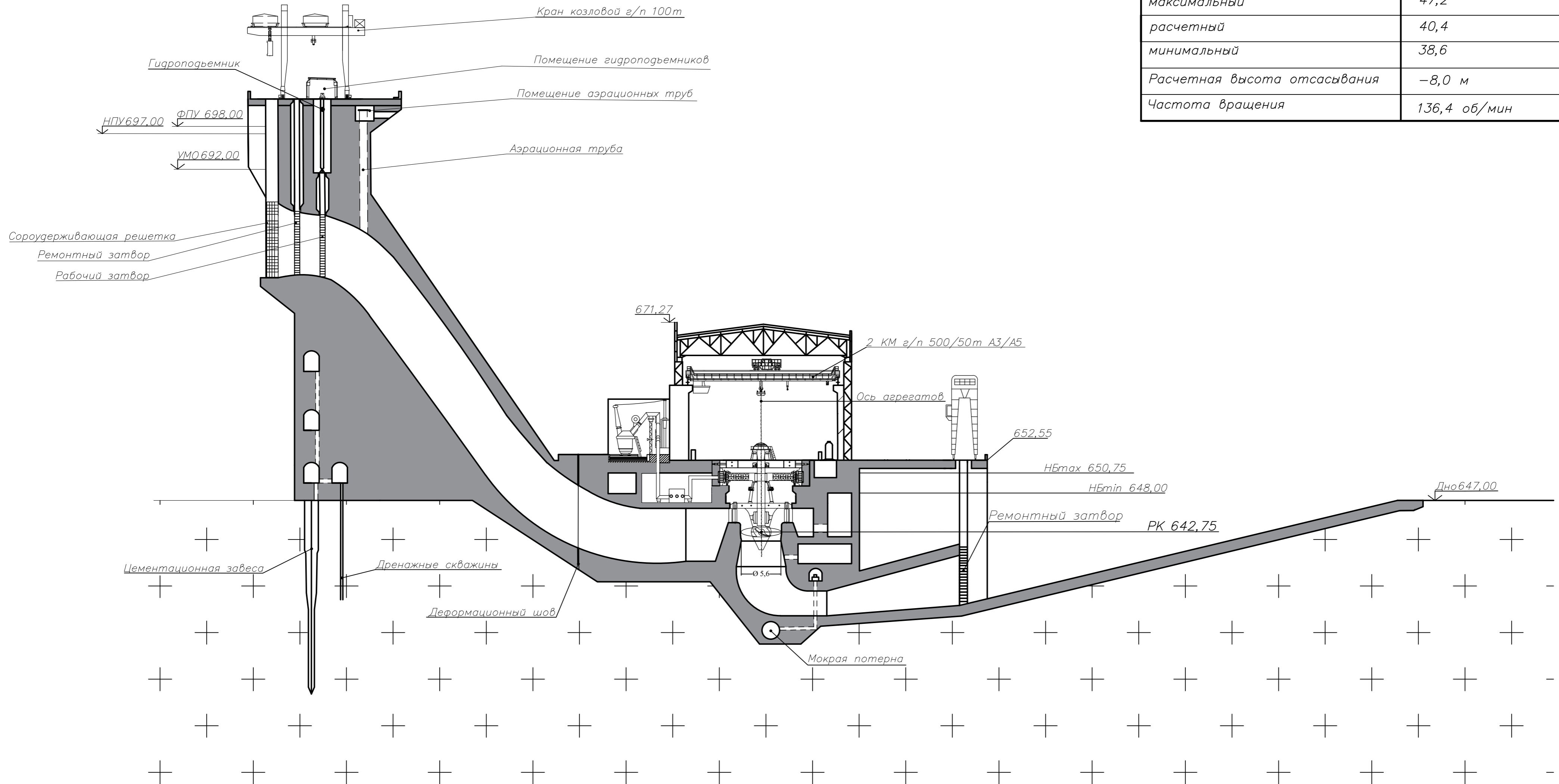
Среднегодовая выработка электроэнергии – 2,5 млрд. МВт ·ч



Поперечный разрез 1:400

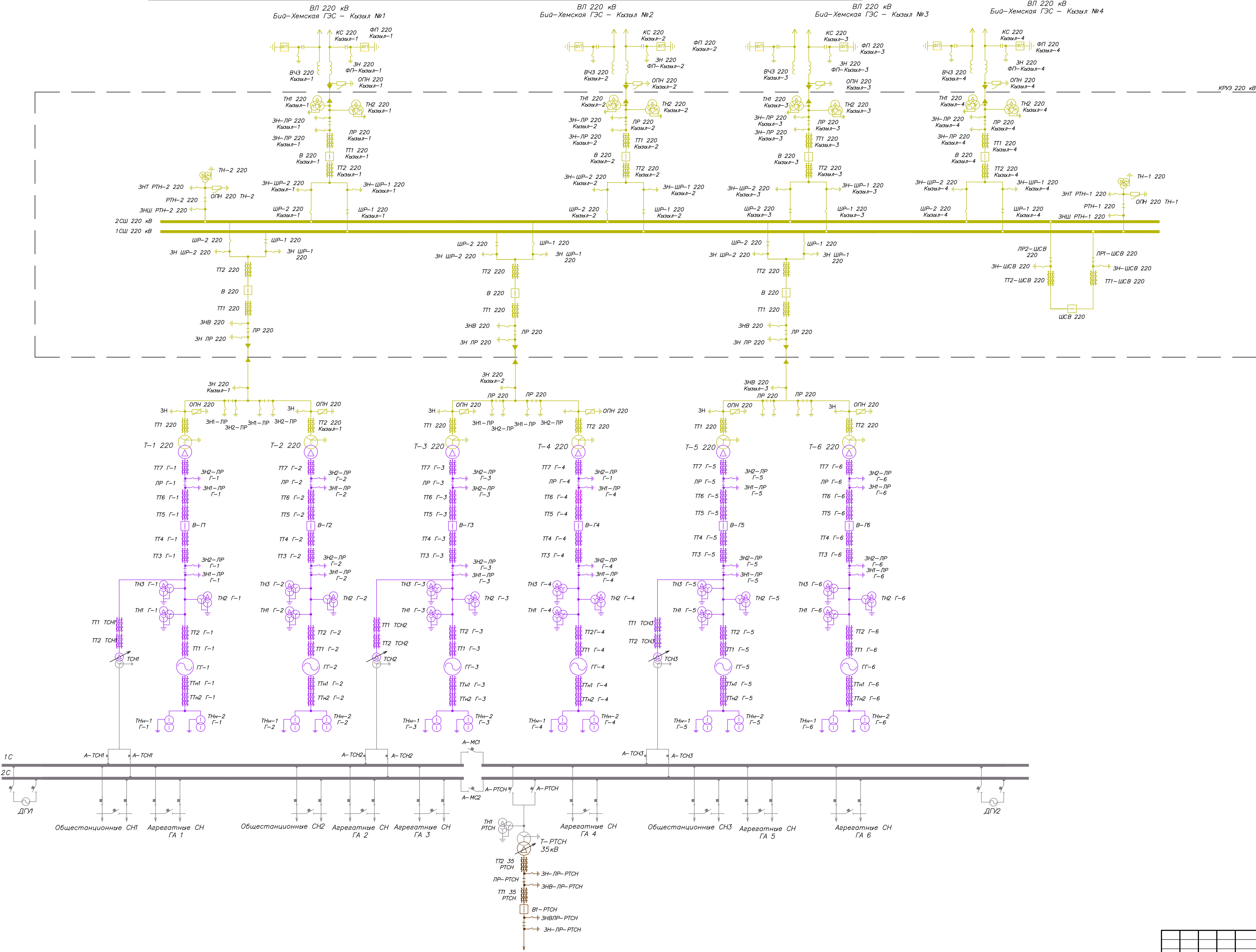
Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	ПЛ 50 – В – 560
Тип генератора	СВ-850/190-40ТС4
Количество агрегатов	6
Напор:	
максимальный	47,2
расчетный	40,4
минимальный	38,6
Расчетная высота отсасывания	-8,0 м
Частота вращения	136,4 об/мин



						БР -13.03.02-1405672-ГР1			
						Саяно-Шушенский филиал СФУ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Бий – Хемской ГЭС на реке Бий – Хем	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Башкирцев					Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА		2	6
Провер.	Масленникова								
Т.контр.									
Н.контр.									
							Кафедра ГГЭС 2018 г		

Дистлетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Бий-Хемская ГЭС-Кызыл N 1	ВЛ 220 кВ Бий-Хемская ГЭС - Кызыл N 2	ВЛ 220 кВ Бий-Хемская ГЭС - Кызыл N 3	ВЛ 220 кВ Бий-Хемская ГЭС - Кызыл N 4
Конструкция фазы линии	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32



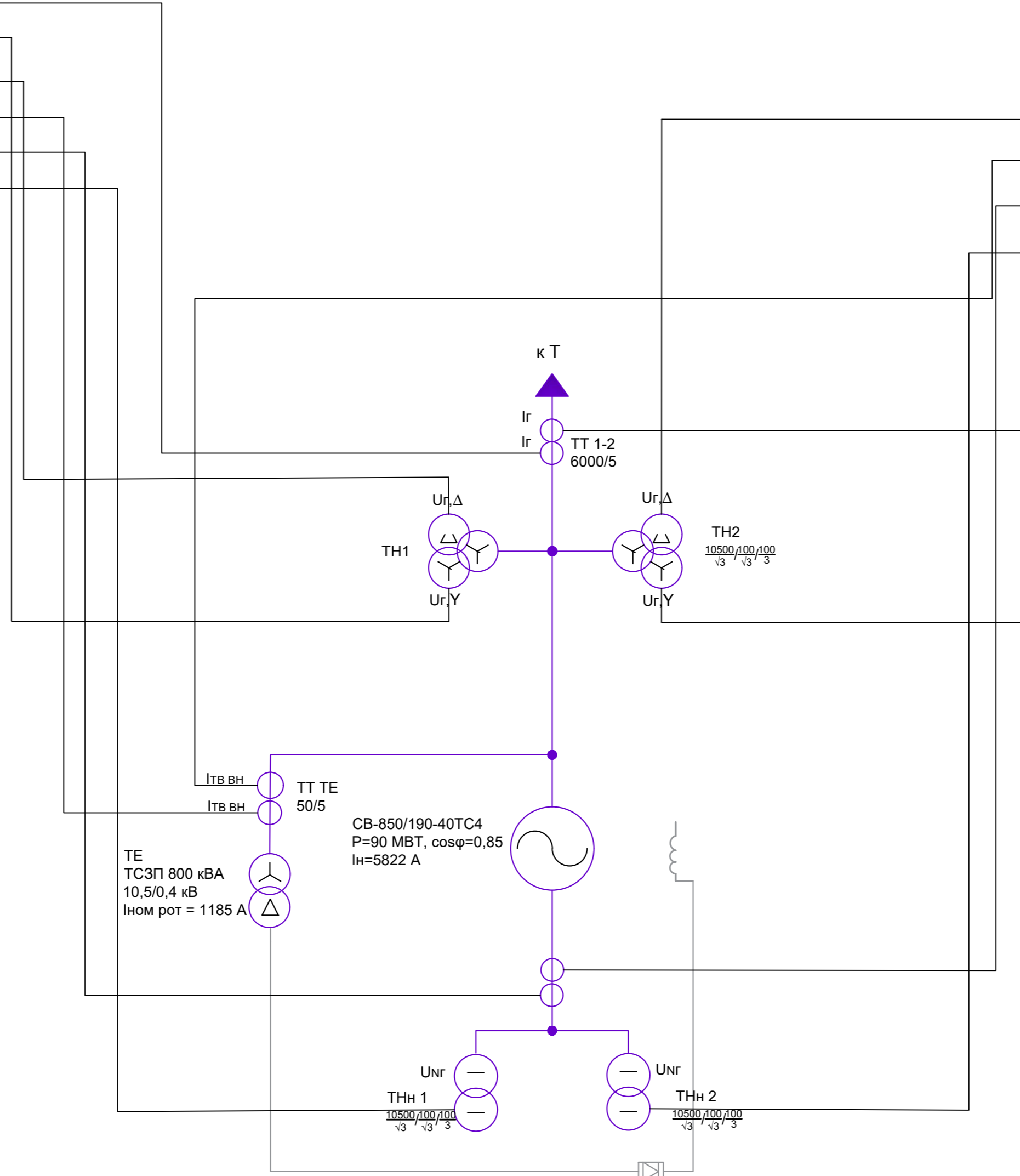
Конденсатор связи 220/√3 кВ
Фильтр присоединения
Разъединитель однополюсный 220 кВ
ВЧ заградитель 220 кВ
Волоконно-оптическая линия связи
Быстродействующий заземитель 220 кВ, 50 кА
Разъединитель 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Быстродействующий заземитель 220 кВ, 50 кА
Трансформатор напряжения индуктивный 220 кВ; $\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{44}{\sqrt{3}} / \frac{11}{\sqrt{3}} / 0,1; 0,2/0,2/3P$
Трансформатор тока 220 кВ, 50 кА; 0,2S/0,2/5P
Выключатель элегазовый 220 кВ, 50 кА
Быстродействующий заземитель 220 кВ, 50 кА
Сборные шины 4000 А
Разъединитель 220 кВ, 50 кА
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
ОПН 220 кВ
Трансформатор напряжения индуктивный 220 кВ; $\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{44}{\sqrt{3}} / \frac{11}{\sqrt{3}} / 0,1; 0,2/0,2/3P$
Трансформатор тока 220 кВ, 50 кА; 0,2S/0,2S/5P
Выключатель элегазовый 220 кВ, 50 кА
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
Разъединитель 220 кВ, 50 кА
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
ОПН 220 кВ
Трансформатор трехфазный Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5, Т-6 ТДЦ-125000/220 У1 125 МВА Uном=220/15 кВ Uк(вн-нн)=11% Трансформатор тока встроенный Ввод ВН: 5P/0,5S/0,5S-(1500/1) Ввод нейтрали: 10P/10P-(1000/1)
Разъединитель вертикальный рубящего типа с 2 ЭН 20кВ; 8000 А; 125 кА
Разъединитель вертикальный рубящего типа с 1 ЭН 20 кВ; 400 А; 40 кА
Трансформатор тока 6 кВ; 20кА; 10P/0,5S/0,5-(1000/1)
Трансформатор собственных нужд ТСН-1, ТСН-2, ТСН-3 ТМ-6300/10/0,4 6300 кВА Uном=10 кВ
Трансформатор тока 10,5 кВ; 120 кА; 10P/0,5S/0,5
Трансформатор напряжения индуктивный 10,5 кВ; $\frac{10,5}{\sqrt{3}} / \frac{4,4}{\sqrt{3}} / \frac{1,1}{\sqrt{3}} / 0,1; 0,2/0,2S/3P$
Заземлитель 10,5кВ; 150 кА
Выключатель элегазовый 10,5кВ; 230 кА
Гидрогенератор СВ-850/190-40ТС4 100 МВА; 90 МВт; 10,5 кВ; 4920 А
Разъединитель вертикальный рубящего типа с 1 ЭН 20 кВ; 400 А; 40 кА
Трансформатор тока 10,5 кВ; 40кА
Дизель-генератор 0,4кВ; 500 кВт

ВКР-13.03.02-1405672-ЭС1			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист № док	Подпись
Разраб.	Башириев		
Провер.		Проектирование Бий-Хемской ГЭС на реке Бий-Хем	Стадия
Н.контр.			Лист
Утв.		Главная схема электрических соединений	Листов
			1
			1
		Кафедра ГГЭСС, 2018 г	

ШЭ1110-900G (Система А)		
$I_{\Delta G}$	I_r	Y
$Z_1<, Z_2<, U_1<, U_2<, КИН$	$U_{r,Y}$	Y
КИН $Un(U_0)$	$U_{r,\Delta}$	Δ
$I > TB, I_r$		Y
$I_{\Delta G}, I_2, I_1, Z_1<, Z_2<$	I_{nr}	Y
$Un(U_0)$	$U_{r,n}$	-

ШЭ1110-900G (Система В)		
Y	I_r	$I_{\Delta G}$
Y	$U_{r,Y}$	$Z_1<, Z_2<, U_1<, U_2<, КИН$
Δ	$U_{r,\Delta}$	КИН $Un(U_0)$
Y		$I > TB, I_r$
Y	I_{nr}	$I_{\Delta G}, I_2, I_1, Z_1<, Z_2<$
-	$U_{r,n}$	$Un(U_0)$

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{сп.д}$	0,15 I_n	0,73 А
		Коэффициент торможения, K_m	0,3000	-
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	0,5 I_n	2,43 А
		Тормозной ток, В	1,5 I_n	7,23 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	5 В
		t_2	U_{02G}	10 В
		t_3	U_{03G}	15 В
ЗЗГ	U_{03}	Коэффициент торможения, K_m	1,1	-
		ЗПН	$U >$	1 ступень $U_{ср1}$ 2 ступень $U_{ср2}$
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$I_{2свн}$	0,07 I_n 0,34 А
		ПО	$I_{2пуск}$	0,15 I_n 0,73 А
		ОТС I	$I_{2с.з}$	1,11 I_n 5,38 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$I_{свн}$	1,07 I_n 5,19 А
		ПО	$I_{1пуск}$	1,11 I_n 5,34 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	1,224 I_n 5,94 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,077 0,094 Ом
		2 ступень	Z_2	0,35 0,38 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p свн$	1,07 $I_{ном.р}$ 5,19 А
		ПО	$I_p пуск$	1,11 $I_{ном.р}$ 5,34 А
		Отсечка	$I_p пуск$	2,19 $I_{ном.р}$ 10,63 А

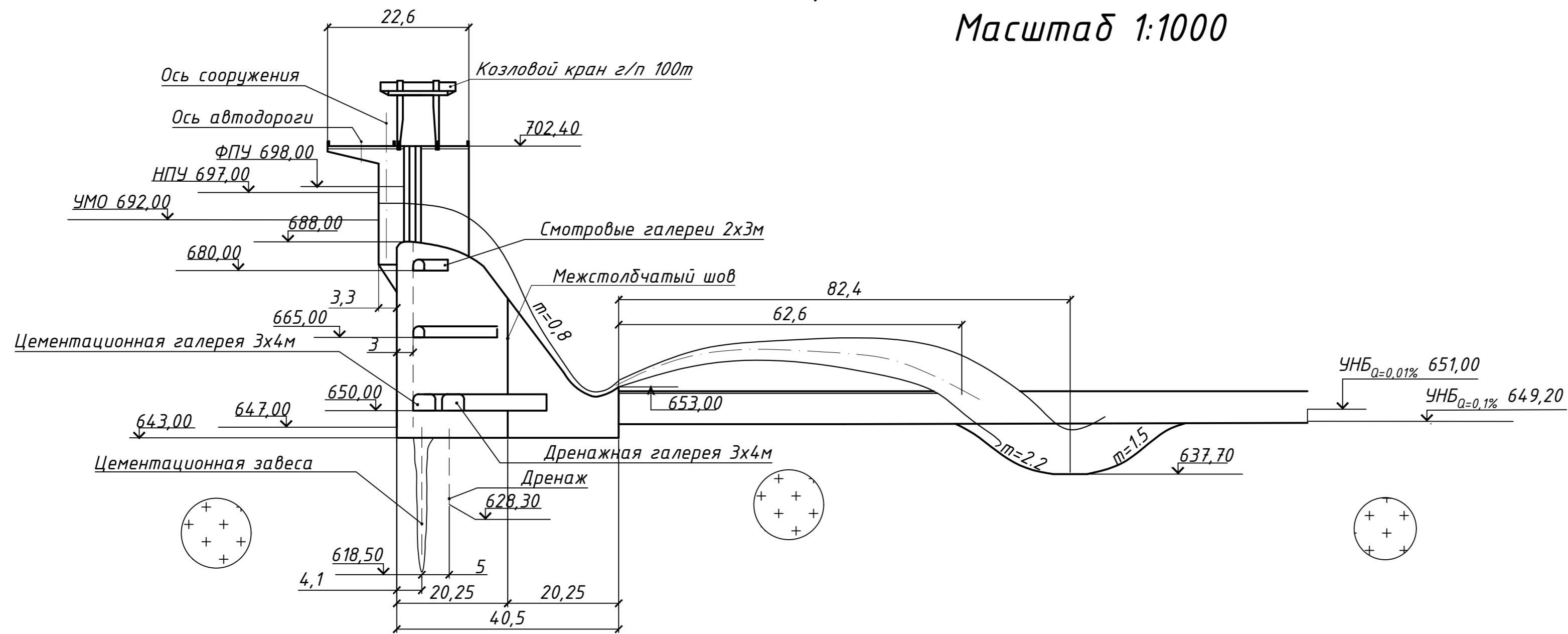


Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПХТ ГГ	Отключение В-220 и ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение							
Продольная дифференциальная защита	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1						+
		t_2						
		t_3	+	+	+			
ЗЗГ	U_{03}	t	+	+	+			
		$U >$	1 ступень t_1 2 ступень t_2	+	+			
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО						+
		ИО	+	+				
		ОТС I	t_1 t_2	+	+		+	
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО						+
		ИО	+	+				
		ОТС I	t_1 t_2	+	+		+	
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1 t_2	+	+	+		+
		2 ступень	t_1 t_2	+	+		+	
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+
		ПО	+	+				
		Отсечка	+	+				

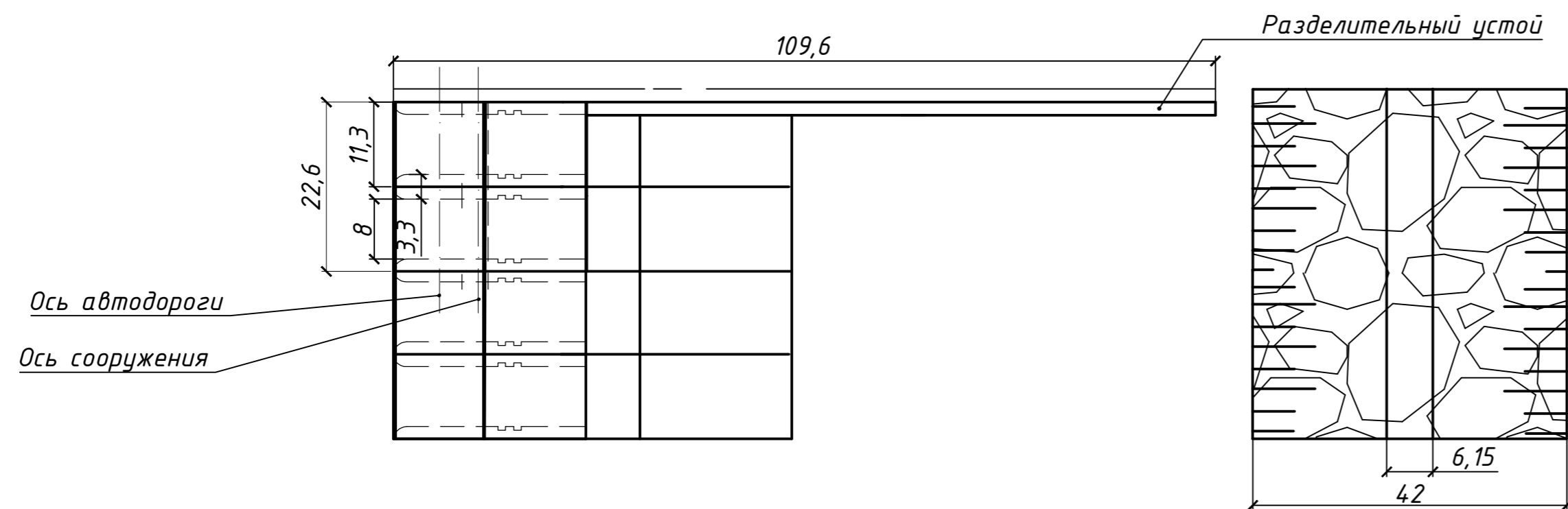
1. Ведомость состава проекта см. на чертеже
ВКР-13.03.02-1405672-ГП

ВКР-13.03.02-1405672-ЭС2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Башкирцев				
Проверил	Казанцева				
Т.контр.					
Н.контр.					
Чув.					
Проектирование Бий-Хемского гидроузла на реке Бий-Хем			Стадия	Лист	Листов
Защита гидрогенератора СВ-850/190-40ТС4			1	1	1
Кафедра ГГЭС 2018					

Разрез по оси водосливной плотины Масштаб 1:1000



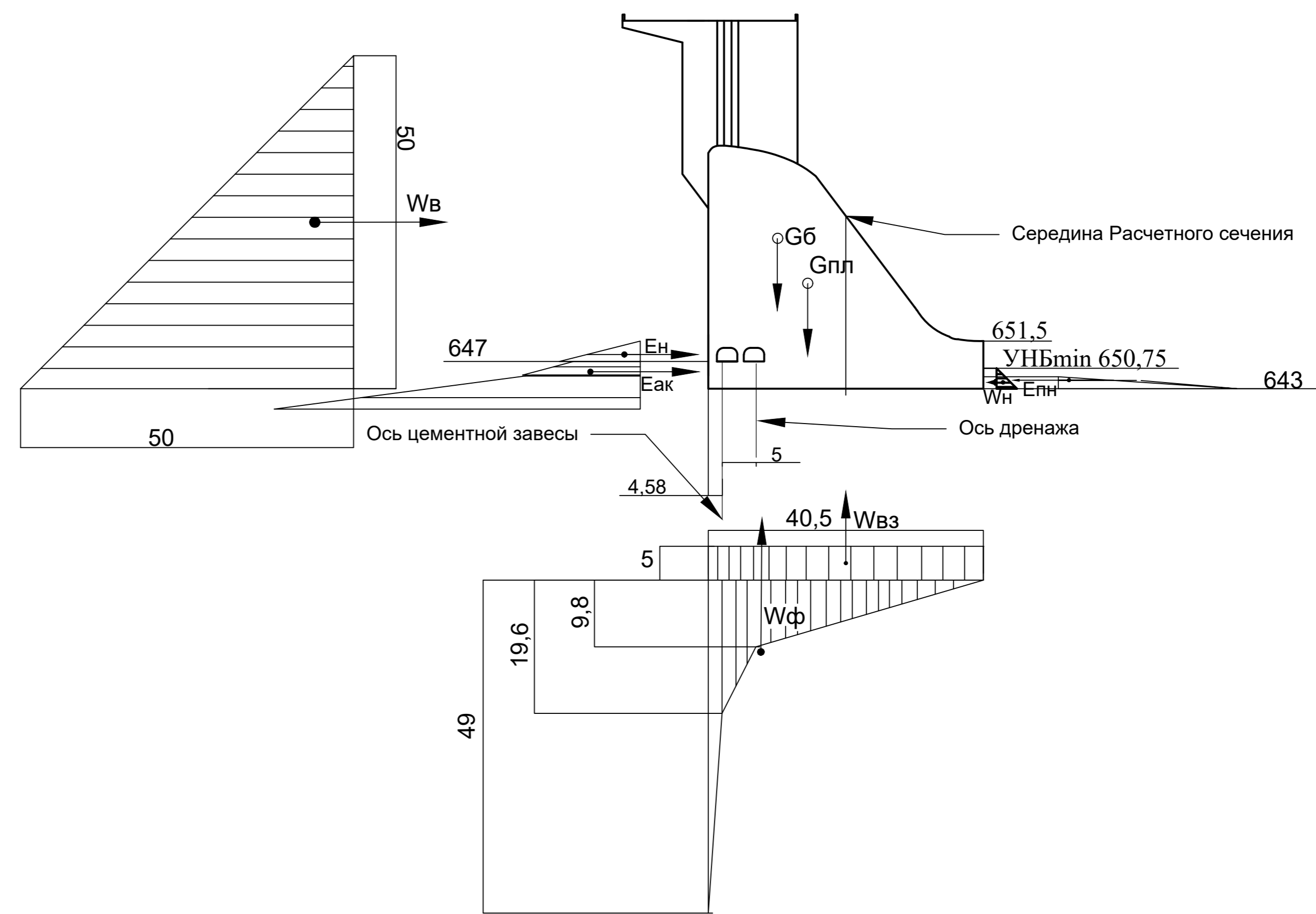
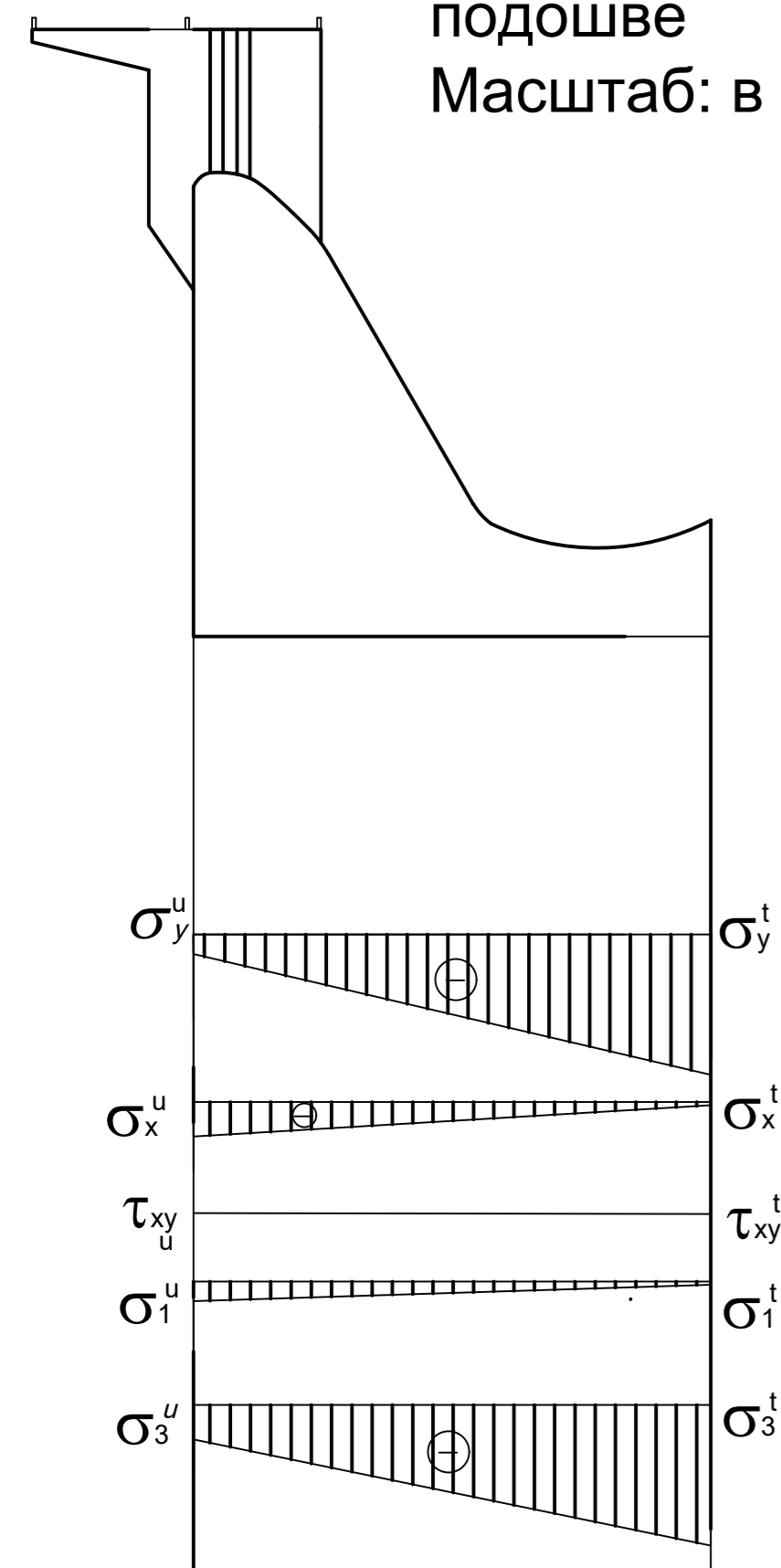
План



БР-13.03.02-1405672-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Башкирцев			
Провер.		Затеев			
Г. Контр					
Н. Контр					
Утвердил					
Проектирование Бий-Хемской ГЭС на реке Бий-Хем				Стадия	Лист
Разрез по оси водосливной плотины. План.					Листов
				3	6
				Кафедра ГГЭЭС 2018	

Эпюры напряжений в горизонтальном сечении по подошве
Масштаб: в 1 мм 100 кПа

Нагрузки для основного сочетания нагрузок и воздействий
Масштаб 1:1000



Напряжение	Значение, кПа	
	Верховая грань	Низовая грань
Нормальное напряжение, действующее по гор-ой площадке σ_y	-310	-2198
Нормальное напряжение, действующее по вер-ой площадке σ_x	-540	-50
Касательное напряжение по гор-ой площадке τ_{xy}	0	0
Главное минимальное сжимающее напряжение σ_1	-310	-50
Главное максимальное сжимающее напряжение σ_3	-540	-2198

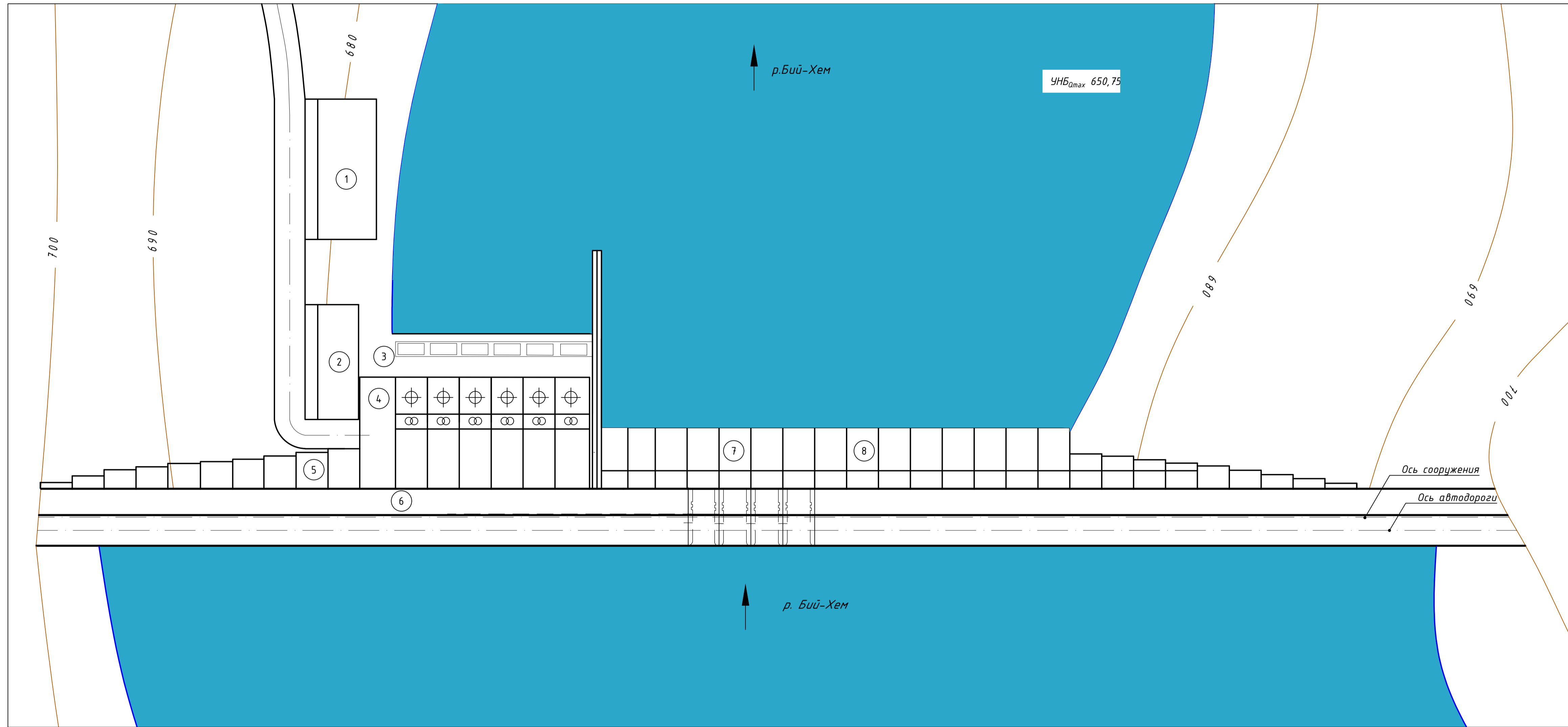
Нагрузка	Обозначение	Значение, кН/м
Вес водосливной части плотины	G _{пл}	16483.3
Вес быка	G _б	9487.8
Вес затвора	Q _з	415.4
Гидростатическое давление воды со стороны ВБ	W _В	14302.0
Гидростатическое давление воды со стороны НБ	W _Н	122.6
Сила фильтрационного противодействия	W _Ф	3011.5
Взвешивающее давление воды	W _{Вз}	1986.5
Волновое давление	W _{волн}	4.8
Давление наносов	E _Н	17.9
Активное давление грунта	E _{ак}	60.4
Пассивное давление грунта	E _{пн}	370.5

БР-13.03.02-1405672-РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Башкирцев				
Провер.	Затеев				
Г. Контр					
Н. Контр					
Утвердил					

Проектирование Бий-Хемской ГЭС на реке Бий-Хем		
Стадия	Лист	Листов
	3	6

Разрез по оси водосливной плотины. Действующие нагрузки	
Кафедра ГГЭЭС 2018	

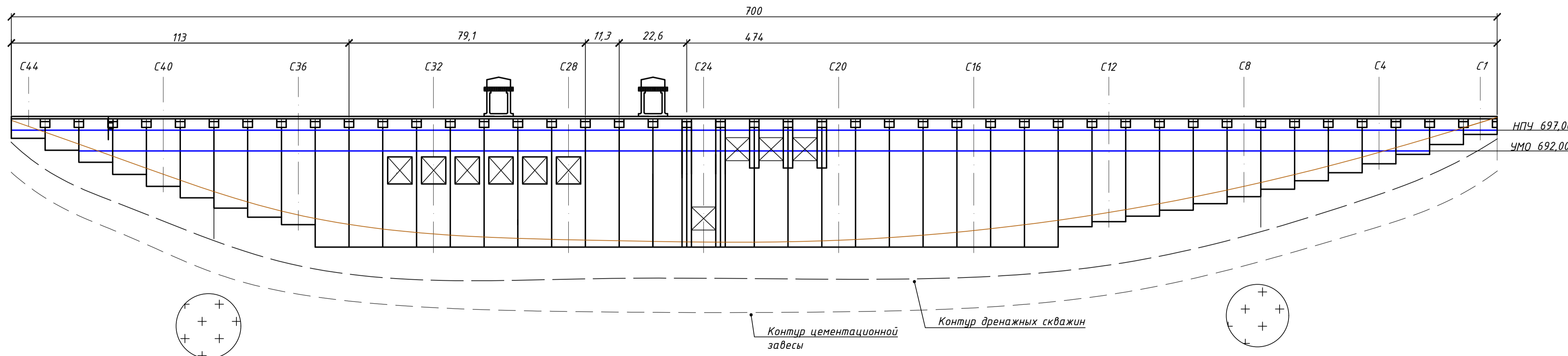
Генеральный план
Масштаб 1:1000



Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	БР-13.03.02-14.05672-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Ведомость состава проекта.
2	БР-13.03.02-14.05672-ГР1	Поперечный разрез станционной части и здания ГЭС. Основные характеристики гидроагрегата.
3	БР-13.03.02-14.05672-ГР2	Поперечный разрез по оси водосливной части плотины
4	БР-13.03.02-14.05672-РР	Эпюры напряжений и нагрузки действующие на водосливную плотину
5	БР-13.03.02-14.05672-ЭС1	Главная схема электрических соединений
6	БР-13.03.02-14.05672-ЭС2	Релейная защита и автоматика
7	БР-13.03.02-14.05672-ПЗ	Пояснительная записка

Вид с верхнего бьефа



№	Наименование
1	КРУЭ 220 кВ
2	Площадка для ремонта трансформаторов
3	Монтажная площадка
4	Машинный зал
5	Левобережная глухая плотина
6	Станционная часть бетонной плотины
7	Водосливная часть бетонной плотины
8	Правобережная глухая плотина

Размеры и отметки даны в метрах

БР-13.03.02-14.05672-ГП				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол. ч.	Лист	№ док.	Подп.
Разраб.		Башкирцев		
Провер.		Затеев		
И. Контр.				
Итв.				
Проектирование Бий-Хемской ГЭС на реке Бий-Хем			Стация	Лист
Генеральный план вид с верхнего бьефа			1	6
			Кафедра ГГЭС 2018 г.	

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой



подпись инициалы, фамилия
« » 20 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ БИЙ-ХЕМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИЙ-ХЕМ.
РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НАПОРА НА УЧАСТКАХ ВОДОПОДВОДЯЩЕГО
ТРАКТА ГИДРОАГРЕГАТА**

Руководитель  04.06.18
подпись, дата

Инженер по наладке
и испытаниям 2 категории
должность

А.В.Силотин
инициалы, фамилия

Выпускник  06.06.18
подпись, дата

В.И.Банкирцев
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018