

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Заведующий кафедрой
ИГОРЬ ГЕННАДИЕВИЧ ЧЕРНОВ
подпись инициалы, фамилия
«13» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЯ. КРАТКОСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ВОДНО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС

Руководитель Тара, 13.06.18
подпись, дата

Руководитель группы режимов
оперативной службы
СШГЭС
должность

К.В. Терехов
инициалы, фамилия

Выпускник Стасюк, Илья
подпись, дата

В.А. Стасюк
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Майской ГЭС на реке Мая. Краткосрочное планирование водноэнергетического режима работы проектируемой ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

 18.06.18

подпись, дата

E.D. Затеева

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

 13.06.18

подпись, дата

A.B. Масеникова

инициалы, фамилия

Электрическая часть

 01.06.18

подпись, дата

I.D. Логончикенко

инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

 05.06.18

подпись, дата

V.V. Козомурово

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

 13.06.18

подпись, дата

V.B. Затеева

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
Безопасность. Охрана
окружающей среды

 07.06.18

подпись, дата

I.D. Логончикенко

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

 06.06.18

подпись, дата

V.V. Данаcова

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

 18.06.18

подпись, дата

A.F. Юдин

инициалы, фамилия

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

ОТЗЫВ

Руководителя Терехова К.В., руководителя группы режимов оперативной службы филиала ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнегого» о бакалаврской работе «Проектирование Майской ГЭС на реке Мая. Краткосрочное планирование водноэнергетического режима работы проектируемой ГЭС»
Стасюк Виктории Александровны

Бакалаврская работа «Проектирование Майской ГЭС на реке Мая» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием.

В работе произведен водно-энергетический расчет, разработаны и рассчитаны основное и вспомогательное оборудование, силовое оборудование и электрические аппараты, гидротехнические сооружения. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разобран мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а также выполнены технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро».

В рамках спецвопроса были изучены горизонты планирования водно-энергетических режимов работы ГЭС, общая процедура краткосрочного планирования, формирование прогноза полезного притока воды, ограничения, учитываемые при краткосрочном планировании, а также произведен расчет планового режима работы проектируемой ГЭС.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

Бакалаврская работа «Проектирование Майской ГЭС на реке Мая. Краткосрочное планирование водноэнергетического режима работы проектируемой ГЭС» заслуживает положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 13.06.18


(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ МАЙСКОЙ ГЭС	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	11
1.1 Природные условия	11
1.1.1 Климат	11
1.1.2 Гидрологические данные	11
1.1.3 Сейсмические условия	11
1.1.4 Инженерно – геологические условия	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	11
2 Водно-энергетические расчеты	13
2.1 Исходные данные	13
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы	15
2.3 Построение годовых графиков средних и максимальных нагрузок энергосистемы	17
2.4 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	19
2.5 Расчет режима работы без регулирования. Баланс энергий	20
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	21
2.7 Определение рабочих мощностей ГЭС	23
2.8 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и резервов	24
2.9 Аварийный резерв	24
2.10 Нагрузочный резерв	24
2.11 Ремонтный резерв	24
2.12 Планирование ремонта оборудования проектируемой ГЭС	26
2.13 Планирование ремонта оборудования существующих ТЭС	26
2.14 Баланс мощности	26
2.15 Установленная мощность	27
2.16 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	27
3 Основное и вспомогательное оборудование	29
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	29
3.1.1 Построение режимного поля	29

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.	32
3.2 Гидротурбины и их проточная часть.....	35
3.2.1 Определение отметки заглубления РК ГТ	35
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	37
3.3 Выбор типа серийного генератора	38
3.4 Выбор типа и габаритов маслонапорной установки	39
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора	39
4 Электрическая часть	40
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд	40
4.2 Выбор структурной схемы	41
4.3 Определение количества и типа ТСН	41
4.4 Определение количества отходящих линий	42
4.5 Структурная схема с обычными блоками	43
4.5.1 Расчет затрат для структурной схемы с обычными блоками.....	44
4.6 Структурная схема с укрупненными блоками.....	47
4.6.1. Расчет затрат для схемы с укрупненными блоками	48
4.7 Сравнение вариантов структурных схем	49
4.8 Выбор проводов ЛЭП.....	49
4.8.1 Проверка выбранного провода	50
4.9 Расчет токов короткого замыкания	50
4.9.1 Расчет тока КЗ на выводах генератора.....	53
4.9.2 Расчет токов КЗ на сборных шинах РУ	56
4.10 Итог расчета токов КЗ.....	59
4.11 Выбор электрических аппаратов	59
4.11.1 Выбор генераторного выключателя	59
4.11.2 Проверка генераторного выключателя на содержание апериодической составляющей тока КЗ	61
4.11.3 Выбор ячеек КРУЭ	62
5 Релейная защита	63
5.1 Перечень защит основного оборудования	63
5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	64
5.3 Расчет номинальных токов	65
5.4 Описание защит и расчет их уставок	65

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)	65
5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))	68
5.4.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	70
5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)	71
5.4.5 Защита от симметричных перегрузок ($I1$)	75
5.4.6 Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	76
5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора	79
6 Состав сооружений гидроузла.....	82
6.1 Определение типа плотины	82
6.2 Определение класса ГТС	82
6.3 Проектирование сооружений напорного фронта	82
6.3.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины	82
6.3.2 Определение отметки гребня бетонной плотины	85
6.4 Гидравлические расчеты	85
6.4.1 Определение ширины водосливного фронта	85
6.4.2 Определение отметки гребня водослива	86
6.4.3 Построение профиля водосливной грани.....	87
6.4.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	89
6.4.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	90
6.4.7 Проектирование донного водоспуска.....	92
6.5 Конструирование плотины	93
6.5.1 Определение ширины подошвы плотины	93
6.5.2 Разрезка бетонной плотины швами	94
6.5.3 Быки	94
6.5.4 Устои	95
6.5.5 Галереи в теле плотины.....	95
6.5.6 Дренаж тела бетонных плотин.....	95
6.6 Основные элементы плотины	96
6.6.1 Противофильтрационная завеса	96
6.6.2 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах	97
6.7 Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий	98
6.7.1 Вес сооружения и затворов	98

6.7.2 Сила гидростатического давления воды	100
6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления	100
6.7.4 Сила фильтрационного давления	101
6.7.5 Давление грунта.....	101
6.7.6 Волновое давление	104
6.8 Расчёт прочности плотины	106
6.8.1 Критерии прочности плотины	109
6.9 Расчёт устойчивости плотины	110
6.10 Проектирование грунтовой плотины	111
7 Оценка объёмов продаж и расчет расходов на проект.....	112
7.1 Определение объёмов генерации производства	112
7.2 Текущие расходы по гидроузлу	112
7.3 Налоговые расходы	115
7.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта.....	116
7.5 Оценка инвестиционного проекта	117
7.5.1 Методология, исходные данные	117
7.6 Коммерческая эффективность	118
7.7 Бюджетная эффективность	118
7.8 Анализ чувствительности	119
8 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	122
8.1 Безопасность гидротехнических сооружений	122
8.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Майской ГЭС.....	122
8.2.1 Общие требования безопасности.....	125
8.2.2 Мероприятия, обеспечивающие безопасное выполнение работ	127
8.2.3 Требования безопасности во время работы	128
8.2.4 Требования безопасности в аварийных ситуациях.....	131
8.3 Пожарная безопасность.....	131
8.4 Охрана окружающей среды	135
8.5 Водоохраные мероприятия	136
8.5.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	136
8.5.2 Водоохранная зона	137
8.5.3 Водоохраные мероприятия на гидроэлектростанции.....	138

8.6 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	140
8.7 Охрана от промышленных отходов.....	140
9 Краткосрочное планирование водноэнергетического режима работы проектируемой ГЭС	141
9.1 Горизонты планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС.....	141
9.2 Общая процедура краткосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС	143
9.3 Формирование прогноза полезного притока воды к створу гидроузла ..	143
9.4 Ограничения, учитываемые при краткосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС. Определение совместимости ограничений.....	144
9.5 Прогноз притоков в водохранилище проектируемой ГЭС	146
9.6 Расчет планового режима работы Майской ГЭС	148
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	152
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	154
ПРИЛОЖЕНИЯ А-Д.....	157-173

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ МАЙСКОЙ ГЭС

1	Наименование реки.....	Мая;
2	Местонахождение ГЭС.....	Хабаровский край;
3	Тип проектируемой установки.....	ГЭС;
4	Характерные расходы воды:	
a)	среднемноголетний.....	1113 м ³ /с;
b)	всех турбин.....	1624 м ³ /с;
b)	максимальный с обеспеченностью: 0,5%.....	8024 м ³ /с;
	0,1%.....	9106 м ³ /с;
	0,01%.....	10529 м ³ /с;
г)	минимальный.....	251 м ³ /с;
5	Параметры водохранилища:	
a)	характер регулирования стока.....	годовой;
b)	отметка: НПУ.....	234,20 м;
	ФПУ.....	236,20 м;
	УМО.....	217,50 м;
в)	объемы:	
	полный.....	13,88 км ³ ;
	полезный.....	10,26 км ³ ;
6	Напоры ГЭС:	
a)	максимальный.....	39,53 м;
b)	расчетный.....	32,31 м;
b)	минимальный.....	20,05 м;
7	Энергетические характеристики:	
a)	мощность:	
	установленная.....	440 МВт;
	гарантированная.....	258 МВт;
b)	среднемноголетняя выработка энергии.....	2,5 млрд·кВт·ч;
8	Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):	
a)	правобережная грунтовая плотина.....	743 м / 47,80 м;
b)	водосливная.....	217,8 м / 47,80 м;
г)	станционная.....	144 м / 47,80 м;
д)	левобережная бетонная плотина.....	50 м / 47,80 м;
e)	левобережная грунтовая плотина.....	112 м / 47,80 м;
9	Водосбросные сооружения	
a)	тип.....	поверхностный водослив;
b)	число и размер пролетов.....	11 отверстий по 16 м;
b)	общая длина.....	1286,6 м;
г)	максимальная высота.....	47,6 м;
10	Здание ГЭС:	
a)	тип здания.....	.русловое;
b)	число агрегатов.....	8;
b)	грунт в основании.....	габбро;

- в) тип спиральной камеры.....бетонная трапецидальная;
г) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
д) расстояние между осями агрегатов.18 м;

11 Основное оборудование:

- а) тип турбины.....ПЛ40Б-В-500;
б) тип генератора.....СВ-808/130-40У4;
в) мощность генератора.....64,7 МВт;
г) частота вращения.....150 об/мин;
д) тип трансформаторов.....ТДЦ-160000/220;

12 Технико-экономические показатели:

- а) удельные показатели.....31409 руб/кВт;
б) себестоимость энергии.....0,22 руб/кВт·ч;
в) срок окупаемости.....5 лет 2 месяца.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особое важное место в современных энергетических системах, покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидроэнергетика является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90% резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС является наиболее маневренными и способы при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций этот показатель измеряется часами, а для атомных - целыми сутками.

Гидроэлектростанции являются сложными природно-техническими комплексами. Их проектирование, строительство и эксплуатация требуют знакомства с широким кругом общетехнических и специальных дисциплин.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Мая – река, расположенная в Хабаровском крае и Якутии. Образуется слиянием рек Правая Мая и Левая Мая. Большой частью протекает в пределах Юдомо-Майского нагорья. В верхнем и среднем течении долина широкая заболоченная, в низовьях более узкая. Длина реки – 1053 км, площадь бассейна – 171000 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла - суровый, неоднородный с резко-континентальным характером. Холодный период года длится в среднем 6-7 месяцев (с начала октября по конец апреля). Средние зимние температуры до $-40^{\circ}\text{C} \div -45^{\circ}\text{C}$, летние до $+26^{\circ}\text{C} \div +30^{\circ}\text{C}$, незначительное количество осадков и недостаток влаги. Река замерзает в начале октября, вскрывается в конце апреля - начале мая. Половодье с мая по сентябрь. Питание реки смешанное.

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за период 1961-2010 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

1.1.3 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Майской ГЭС равна 7 баллам шкалы MSK-64.

1.1.4 Инженерно – геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Майской ГЭС нет зон тектонического контакта. В основании реки Мая – скальные породы: габбро.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории Хабаровского края, представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Структура установленной мощности электрических станций энергосистемы

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
Амурская ТЭЦ-1	285
Комсомольская ТЭЦ-2	197,5
Комсомольская ТЭЦ-3	360
Хабаровская ТЭЦ-1	435
Хабаровская ТЭЦ-3	720
Николаевская ТЭЦ	130,6
Де-Кастринская ТЭЦ	8
Итого	2136,1

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

- Данные по энергосистеме – ОДУ Восток, Хабаровское РДУ;
- гидрологический ряд наблюдений за рекой Мая за период 1961-2010 гг. (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды, представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 –Требования участников ВХК и потери расходов

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{ВХК}, м^3/с$	300	300	300	600	600	600	600	600	300	300	300	300
$Q_{ИСП}, м^3/с$	0	0	0	0	9	9	9	9	0	0	0	0
$Q_{ЛЕД}, м^3/с$	5	5	5	5	0	0	0	0	0	5	5	5
$Q_{Ф}, м^3/с$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{ШЛЮЗ}, м^3/с$	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	0	0
$\Sigma Q_{ПОТЕРЬ}, м^3/с$	7	7	7	22	26	26	26	26	22	7	7	7

- потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,8$;
- санитарный попуск: $Q_{САН} = 150 м^3/с$;
- кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов и уровней верхнего бьефа и объёмов водохранилища представлены в таблице 2.2 и на рисунках 2.1 и 2.2, соответственно;

Таблица 2.2 –Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{ВБ}, м$
0	194,21	0	194,2
573	195,68	1	202,93
2362	197,51	3	215,00
3261	197,89	4	219,03
4166	198,19	5	222,12
5078	198,45	6	224,51
6001	198,63	7	226,41
6940	198,75	8	228,00
7897	198,83	9	229,39
8877	198,91	10	230,68
9880	198,92	11	231,91
		12	233,08
		13	234,17
		13,88	234,20

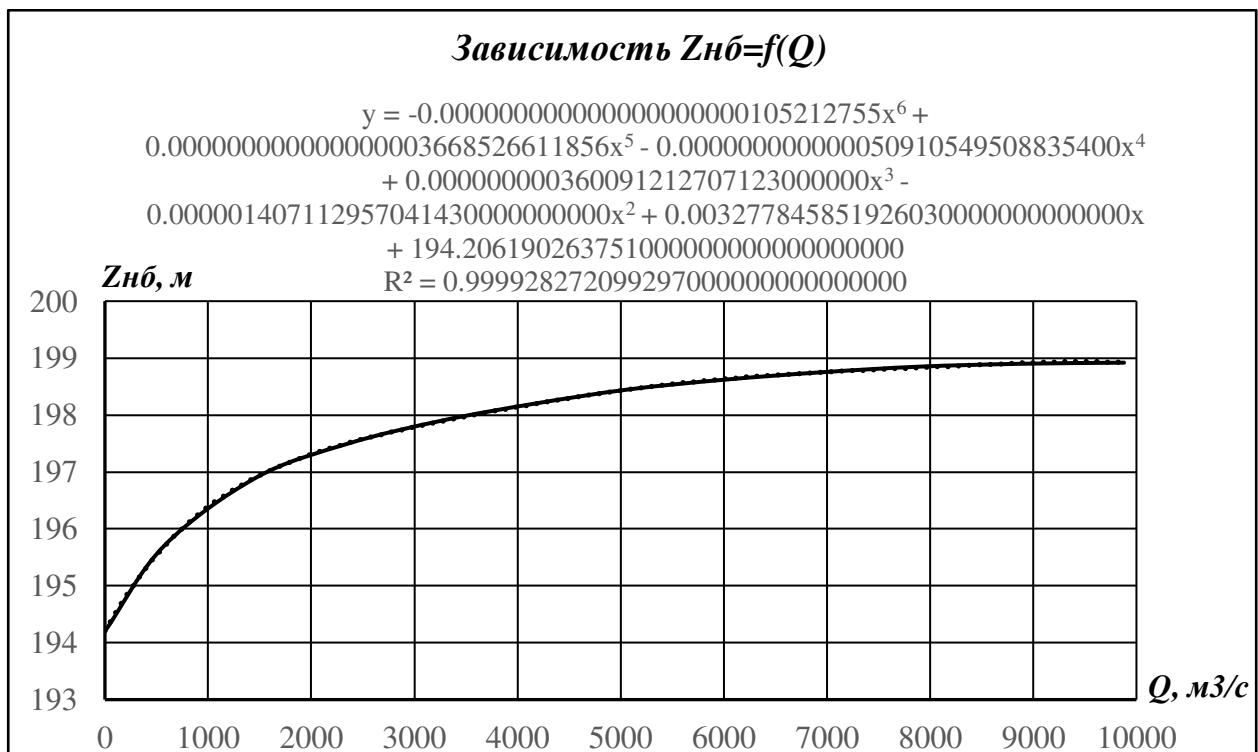


Рисунок 2.1 – График зависимости $Z_{\text{нб}}=f(Q)$

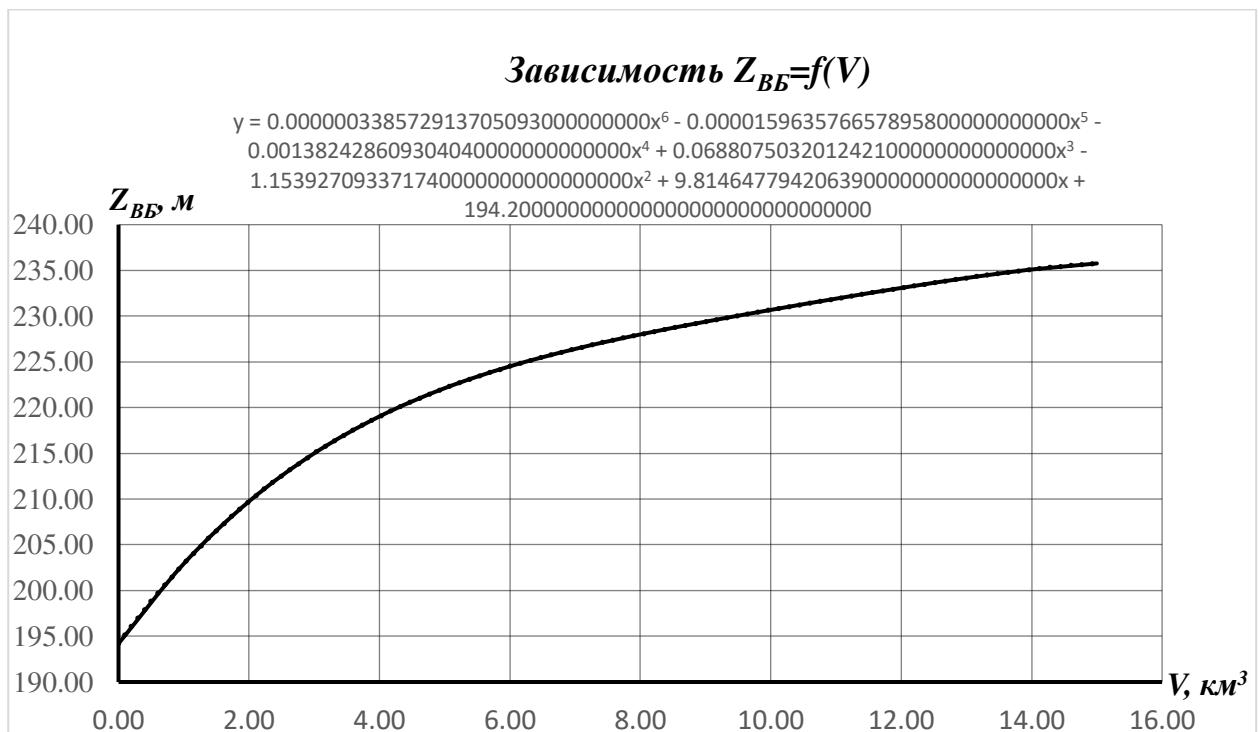


Рисунок 2.2 – График зависимости $Z_{\text{ВБ}}=f(V)$

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Предположительные значения мощностей потребления в РДУ для зимних и летних суток определяются с помощью коэффициента пропорциональности между ОДУ и РДУ, по формуле 2.1:

$$k = \frac{\mathcal{E}_{ОДУ}}{\mathcal{E}_{РДУ}} = \frac{35,754}{8,947} = 4, \quad (2.1)$$

где $\mathcal{E}_{ОДУ}$ – выработка ОДУ;

$\mathcal{E}_{РДУ}$ – выработка РДУ.

Рассчитанные предположительные суточные потребления РДУ представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Предположительные суточные потребления РДУ

t, ч (Мск)	РПОТР, МВт	
	Зимние сутки	Летние сутки
1	1149	645
2	1200	677
3	1240	742
4	1262	793
5	1263	810
6	1245	813
7	1219	801
8	1202	786
9	1192	780
10	1191	785
11	1199	790
12	1240	793
13	1269	790
14	1257	785
15	1242	800
16	1223	824
17	1202	794
18	1170	746
19	1120	686
20	1081	648
21	1066	629
22	1066	618
23	1071	608
24	1095	602

Далее были рассчитаны типовые суточные мощности нагрузки в РДУ для зимних и летних суток. Значения максимальных мощностей приняла из таблицы предположительных суточных потреблений.

При построении типовых графиков была учтена разница в часовых поясах между Москвой и Хабаровском. Первые варианты типовых графиков нагрузки РДУ для зимних и летних суток представлены в приложении Б, таблица Б.1.

Резкие скачки значений в таблице были устраниены путем нахождения среднего.

После этого, первые варианты типовых графиков были скорректированы для уравнения суточных выработок с предположительным графиком нагрузки. Окончательные варианты типовых графиков нагрузки представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Типовые графики нагрузки РДУ

Часы	Ртип, МВт	
	Зимние сутки	Летние сутки
1	978	641
2	925	616
3	908	597
4	870	576
5	908	573
6	924	575
7	971	591
8	1074	664
9	1232	749
10	1375	836
11	1356	830
12	1318	824
13	1260	792
14	1288	807
15	1338	824
16	1308	852
17	1297	777
18	1394	803
19	1390	792
20	1385	777
21	1342	750
22	1350	786
23	1245	770
24	1112	706
макс	1394	852

Далее были рассчитаны интегральные кривые для типовых графиков, которые представлены в приложении Б, таблица Б.2 – для зимних суток, таблица Б.3 – для летних.

2.3 Построение годовых графиков средних и максимальных нагрузок энергосистемы

Расчет годовых графиков нагрузки представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет годовых графиков нагрузки

t, мес	$ 30^0 t - 15^0 $	$\cos 30^0 t - 15^0 $	$P_{t\max}$, МВт	$P_{t\text{сред}}$, МВт
1	0,26	0,966	1261	1050
2	0,79	0,7074	1203	1005
3	1,31	0,2595	1104	927
4	1,83	-0,2579	989	838
5	2,36	-0,7063	889	760
6	2,88	-0,9655	832	715
7	3,4	-0,9664	831	715
8	3,93	-0,7085	889	759
9	4,45	-0,261	988	837
10	4,97	0,2564	1103	927
11	5,5	0,7051	1203	1005
12	6,02	0,9651	1261	1050

В таблице 2.5 использовались следующие формулы:

$$- P_{t\max} = a_{\max} + b_{\max} \cos |30^0 t - 15^0|, \quad (2.2)$$

где

$$a_{\max} = \frac{P_{\max}^{\text{зим}} + P_{\max}^{\text{лет}}}{2} = \frac{1394 + 852}{2} = 1123 \text{ MBm}, \quad (2.3)$$

$$b_{\max} = \frac{P_{\max}^{\text{зим}} - P_{\max}^{\text{лет}}}{2} = \frac{1394 - 852}{2} = 271 \text{ MBm} \quad (2.4)$$

$$- P_{t\text{сред}} = a_{\text{сред}} + b_{\text{сред}} \cos |30^0 t - 15^0|, \quad (2.5)$$

где

$$a_{cped} = \frac{\bar{P}^{зим} + \bar{P}^{лет}}{2} = \frac{1189,5 + 729,5}{2} = 959,5 \text{ МВт}, \quad (2.6)$$

$$b_{cped} = \frac{\bar{P}^{зим} - \bar{P}^{лет}}{2} = \frac{1189,5 - 729,5}{2} = 230 \text{ МВт} \quad (2.7)$$

По данным таблицы 2.5 строится годовой график средних нагрузок и максимальных нагрузок, представленный на рисунках 2.3 и 2.4, соответственно.

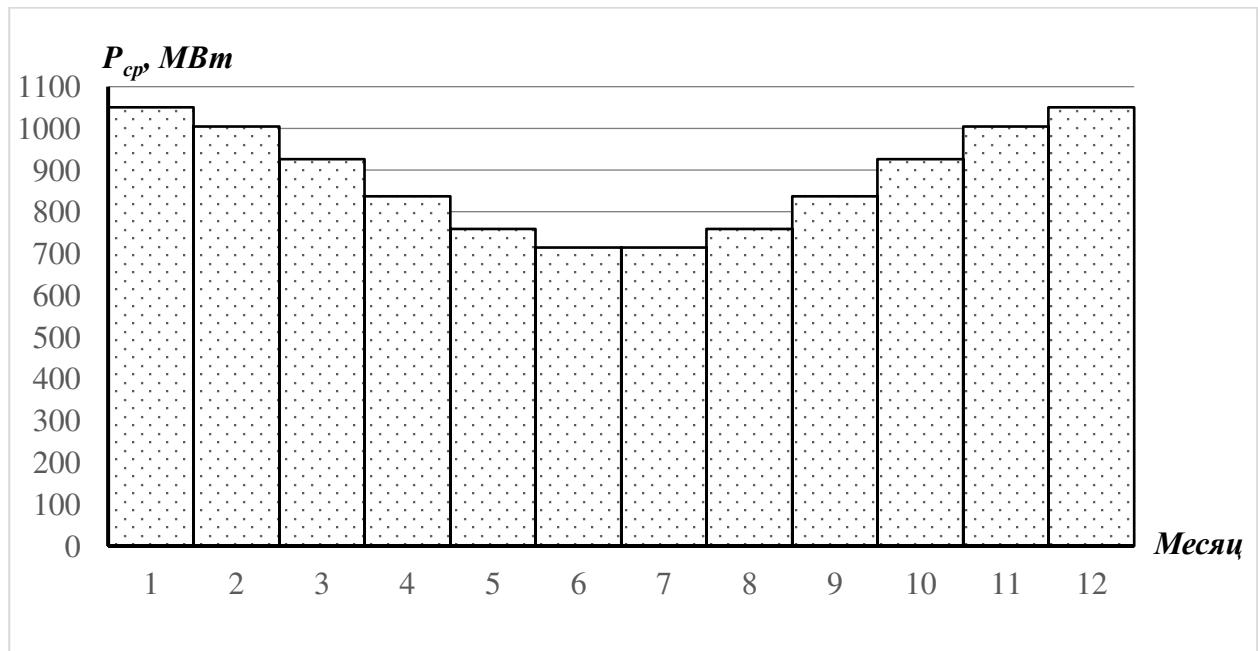


Рисунок 2.3 – Годовой график средних нагрузок



Рисунок 2.4 – Годовой график максимальных нагрузок

2.4 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Расчетная обеспеченность определяется в приложении Б, таблица Б.4.

Из таблицы Б.3 видно, что в столбце ранжированных среднегодовых расходов на 90% обеспеченность приходится 2001 год, в столбцах по среднемеженным и среднеполоводным расходам 2001 год также приходится на 90% обеспеченность, поэтому приведение расходов не требуется. Таким же образом в году 50% обеспеченности столбцы ранжированных среднегодовых, среднемеженных и среднеполоводных расходов приведение не требуется.

Поэтому 2001 год был выбран в качестве маловодного, а 1975 год - в качестве средневодного.

Годовой гидрограф 50% и 90% года представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 –Гидрограф 50% и 90% года

Год	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
90%	20	25	32	66	2364	2213	1095	695	660	489	139	108
50%	98	32	31	103	3288	3314	1429	2548	2019	718	187	152

По данным таблицы 2.6 строится годовой гидрограф (рисунок 2.5).

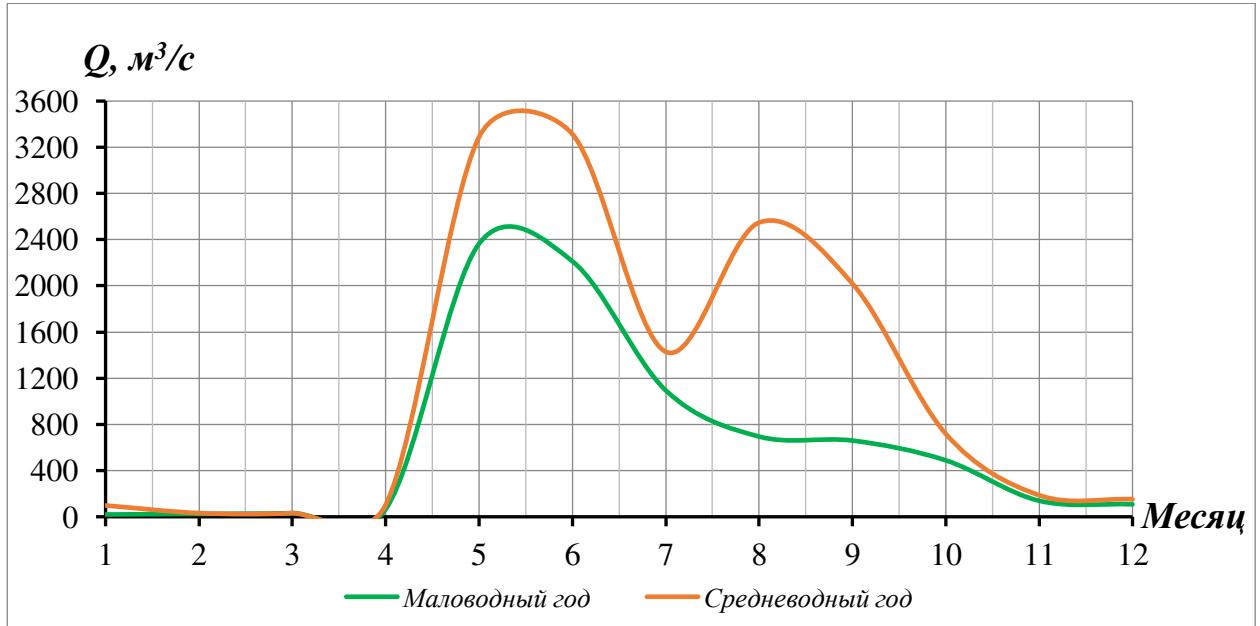


Рисунок 2.5 – Годовой гидрограф маловодного и средневодного года

2.5 Расчет режима работы без регулирования. Баланс энергий

Расчеты режимов работы по водотоку и по требованиям ВХК сведены в таблицы 2.7 и 2.8.

Таблица 2.7 – Режим работы по водотоку

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\%}$, м ³ /с	20	25	32	66	2364	2213	1095	695	660	489	139	108
$Q_{исп}$, м ³ /с	0	0	0	0	9	9	9	9	0	0	0	0
$Q_{лед}$, м ³ /с	5	5	5	5	0	0	0	0	0	5	5	5
$Q_{Ф}$, м ³ /с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{шлюз}$, м ³ /с	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	0	0
$\Sigma Q_{потерь}$, м ³ /с	7	7	7	22	26	26	26	26	26	22	7	7
$Q_{быт}$, м ³ /с	13	18	25	44	2338	2187	1069	669	634	467	132	101

Режим работы по водотоку

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Z_{ВБ}$, м	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2
$Z_{НБ}$, м	194,25	194,26	194,29	194,35	197,5	197,42	196,48	195,87	195,8	195,46	194,62	194,52
H , м	39,95	39,94	39,91	39,85	36,7	36,78	37,72	38,33	38,4	38,74	39,58	39,68
$N_{быт}$, МВт	5	6	9	15	758	710	356	226	215	160	46	35

Таблица 2.8 – Режим работы по ВХК

Ограничение ВХК												
$Q_{ВХК}$, м ³ /с	300	300	300	600	600	600	600	600	600	300	300	300
Режим работы по ВХК												
Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Z_{ВБ}$, м	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2
$Z_{НБ}$, м	195,07	195,07	195,07	195,74	195,74	195,74	195,74	195,74	195,74	195,07	195,07	195,07
H , м	39,13	39,13	39,13	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	39,13	39,13	39,13
$N_{ВХК}$, МВт	104	104	104	204	204	204	204	204	204	104	104	104
Сравнение, МВт	-99	-98	-95	-189	554	506	152	22	11	56	-58	-69

На основании расчетов таблиц 2.7 и 2.8 был построен баланс энергий (рисунок 2.6). На графике баланса энергий отмечена линия $N_{запл} = 660$ МВт.

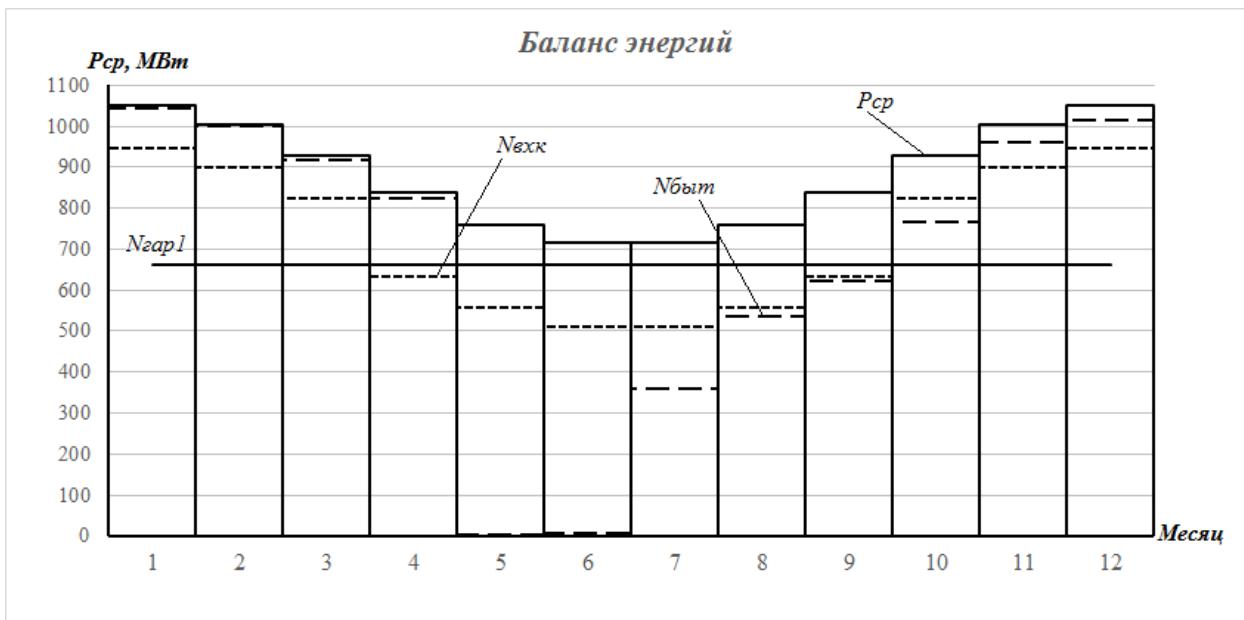


Рисунок 2.6 – Баланс энергий с линией $N_{зап1}$

Далее по линии $N_{зап1}$ были определены гарантированные мощности, приведенные в таблице 2.9

Таблица 2.9 – Гарантийные мощности по линии $N_{зап1}$

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{ГАР}$	390	345	267	0	0	0	0	0	0	267	345	390

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

1 итерация сработки и наполнения водохранилища в маловодном году осуществляется по рассчитанному балансу энергий. Из таблицы 2.9 видно, что первый месяц, в котором необходимо выдать гарантированную мощность, – октябрь, поэтому сработка водохранилища будет начинаться в октябре. 1 итерация сработки водохранилища в маловодном году приведена в приложении Б, таблица Б.5.

Как видно из 1 итерации сработки, для обеспечения гарантированных мощностей притока воды в водохранилище недостаточно, также его недостаточно и для накопления водохранилища. Поэтому, уменьшив гарантированные мощности, необходимо произвести расчет баланса энергий снова.

При корректировке 1 итерации сработки водохранилища в маловодном году, было подобрано значение линии $N_{зап2} = 792$ МВт, и построен баланс энергий (рисунок 2.7).

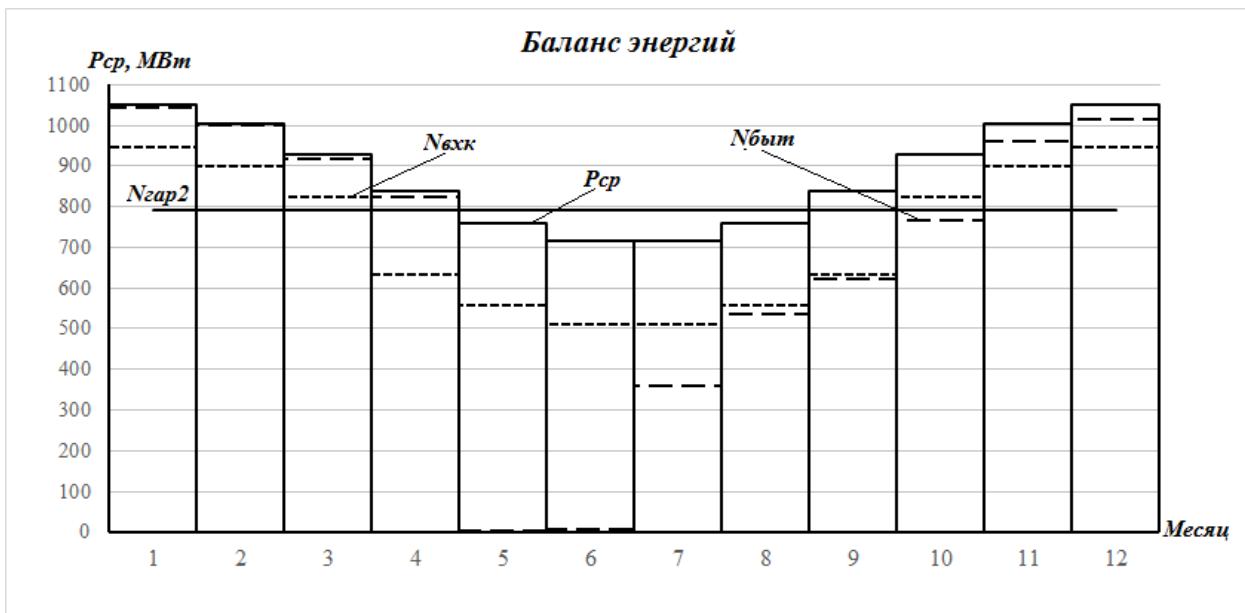


Рисунок 2.7 – Баланс энергий

Далее были определены гарантированные мощности, соответствующие этой линии, приведенные в таблице 2.10.

Таблица 2.10 Гарантируемые мощности по линии $N_{зар2}$

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{ГАР}$	258	213	135	0	0	0	0	0	0	135	213	258

С помощью линии $N_{зар2}$ и гарантированных мощностей при этой линии, был получен окончательный вариант сработки водохранилища в маловодном году (приложение Б, таблица Б.6).

По данным таблицы Б.6 построен график сработки маловодного года (рисунок 2.8).

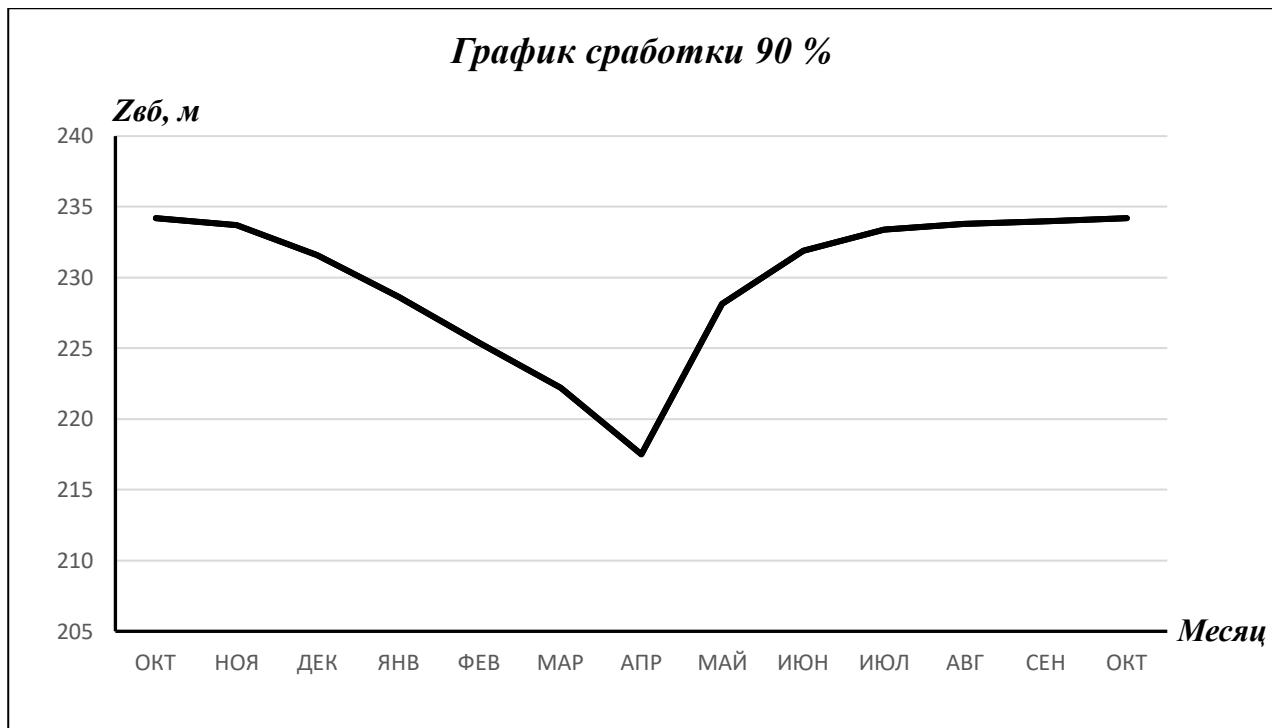


Рисунок 2.8 – График сработки водохранилища в маловодном году

2.7 Определение рабочих мощностей ГЭС

С помощью данных, полученных при расчете сработки водохранилища и ИКН, были определены рабочие мощности ГЭС, представленные в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Определение рабочих мощностей

Месяц	N _{гэс} , МВт	Q _{сан} , м ³ /с	H, м	N _{баз} , МВт	Выработка, млн кВт ч			Мощность, МВт	
					Эсут	Эбаз	Эпик	N _{пик}	N _{раб}
11	213	150	37,75	50	5,1	1,2	3,9	311	361
12	258	150	35,72	47	6,2	1,1	5,1	371	418
1	258	150	33,08	44	6,2	1,1	5,1	374	418
2	213	150	30,11	40	5,1	1	4,1	321	361
3	135	150	27,32	36	3,2	0,9	2,3	225	261
4	124	150	23,32	31	3	0,7	2,3	214	245
5	139	150	26,28	35	3,3	0,8	2,5	232	267
6	181	150	34,18	45	4,3	1,1	3,2	252	297
7	198	150	37,41	50	4,8	1,2	3,6	271	321
8	202	150	38,13	50	4,8	1,2	3,6	300	350
9	203	150	38,25	51	4,9	1,2	3,7	303	354
10	135	150	38,82	51	3,2	1,2	2	210	261

Для дальнейших расчетов будет использоваться максимальная рабочая мощность, которая достигается в декабре и январе и равна 418 МВт.

2.8 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и резервов

Установленную мощность ГЭС можно представить в виде:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}}^{\max} + N_{\text{рез}}, \quad (2.8)$$

где $N_{\text{раб}}^{\max}$ – максимальная рабочая мощность ГЭС;

$N_{\text{рез}}$ – резервная мощность ГЭС.

В установленной мощности предусматриваются нагрузочный резерв, аварийный резерв и ремонтный резерв.

2.9 Аварийный резерв

В данном курсовом проекте расчет аварийного резерва ГЭС не производится и считается равным нулю.

Т.к. Хабаровское РДУ – небольшая система, для определения аварийного резерва ТЭС, была использована формула:

$$N_{\text{ав}} = 0,08N_{\text{сист}} = 0,08 \cdot 1261 = 101 \text{ МВт}, \quad (2.9)$$

где $N_{\text{сист}}$ – мощность системы.

2.10 Нагрузочный резерв

Нагрузочный резерв проектируемой ГЭС, был определен по формуле:

$$N_{\text{нагр.прГЭС}} = 0,02N_{\text{сист}} = 0,02 \cdot 1261 = 25 \text{ МВт}, \quad (2.10)$$

Нагрузочный резерв ТЭС:

$$N_{\text{нагр.ТЭС}} = 0,02N_{\text{раб.ТЭС}}^{\max} = 0,02 \cdot 843 = 17 \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

где $N_{\text{раб.ТЭС}}^{\max}$ – максимальная рабочая мощность существующих в системе ТЭС, равная 843 МВт.

2.11 Ремонтный резерв

С помощью годового графика максимальных мощностей, была определена мощность годового ремонтного провала (таблица 2.17).

Таблица 2.12 – Определение ремонтного провала

Месяц	P_{\max} , МВт	$P_{\text{рез}}$, МВт
1	1261	0
2	1203	58
3	1104	157
4	989	272
5	889	372
6	832	429
7	832	429
8	889	372
9	989	272
10	1104	157
11	1203	58
12	1261	0
Сумма $F_{\text{год}}$, МВт·мес/год		2576

По данным таблицы 2.12 на рисунке 2.9 показан ремонтный провал графика максимальных мощностей.

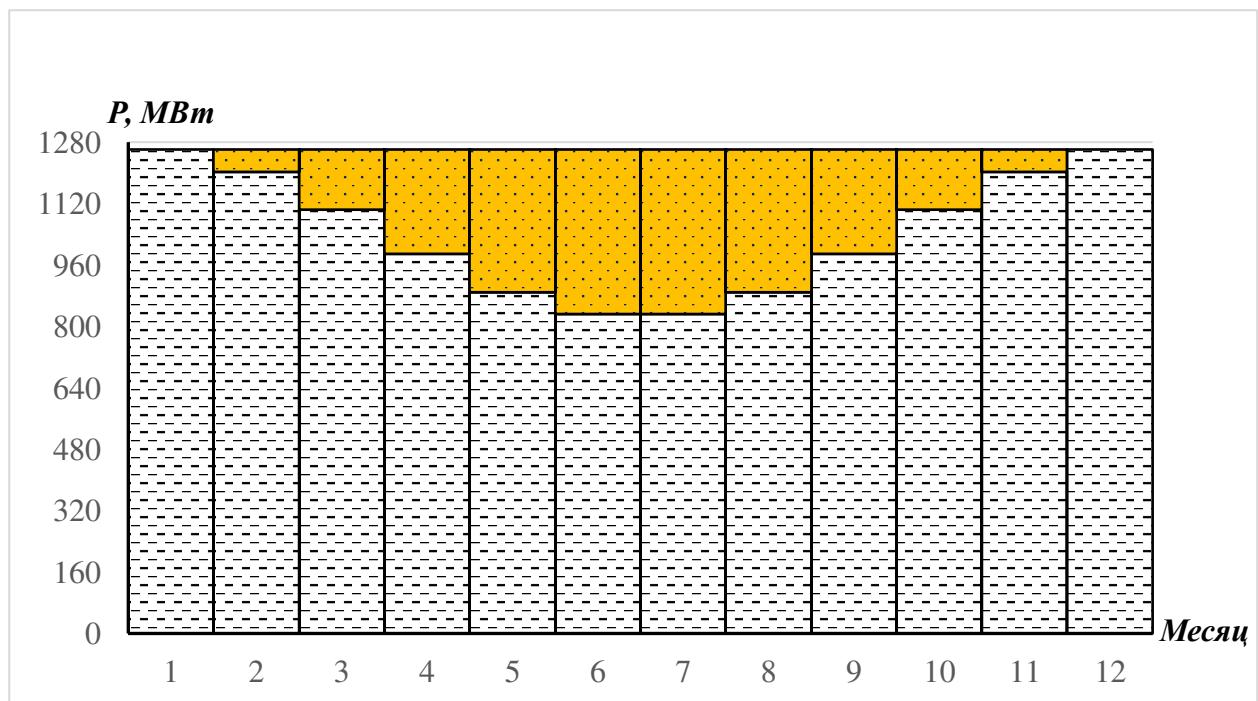


Рисунок 2.9 – Ремонтный провал

2.12 Планирование ремонта оборудования проектируемой ГЭС

Была рассчитана требуемая ремонтная мощность проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем ГЭС}} = \frac{1N_{\text{раб}}^{\max} + 0,1N_{\text{раб}}^{\max}}{6} = \frac{418 + 41,8}{6} = 77 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.12)$$

Здесь 10% от максимальной рабочей мощности учитываются для получения ориентировочного значения установленной мощности.

Ремонт агрегатов ГЭС осуществляется в месяцы, когда оборудование не используется полностью, т.е. осенью и весной. Исходя из того, что на проектируемой ГЭС необходимо будет производить ремонт 2 агрегатов в год, было принято решение ремонтировать их по очереди в апреле и сентябре с выводом агрегата из работы на 15 суток. Планирование ремонтов проектируемой ГЭС и существующих ТЭС приведено в таблице 2.13.

2.13 Планирование ремонта оборудования существующих ТЭС

Требуемая ремонтная мощность существующих ТЭС:

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{1N_{\text{раб.ТЭС}}^{\max} + N_{\text{рез.ТЭС}}}{2} = \frac{843 + 101 + 17}{2} = 481 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.13)$$

Суммарная требуемая ремонтная мощность:

$$F_{\text{мпоб}} = F_{\text{рем ТЭС}} + F_{\text{рем ГЭС}} = 481 + 77 = 558 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.14)$$

Как видно из таблицы 2.17, свободная ремонтная мощность провала годового графика максимальных мощностей составляет 2576 МВт мес/год, что значительно превышает требуемое значение. Планирование дополнительных ремонтных мощностей не требуется.

Ремонт агрегатов существующих ТЭС производится в месяцы, когда тепловая мощность наименее востребована, поэтому было принято решение производить ремонт агрегатов ТЭС в период с мая по август. Агрегаты ТЭС выводятся из работы 30 суток.

2.14 Баланс мощности

Расчет баланса мощности приведен в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Баланс мощности

Месяц	Рсист, МВт	Проектируемая ГЭС		Существующие ТЭС			Ремонты	
		N _{рабГЭС} , МВт	N _{нагрГЭС} , МВт	N _{рабТЭС} , МВт	N _{нагрТЭС} , МВт	N _{авТЭС} , МВт	Пр.ГЭС, МВт	Сущ.ТЭС, МВт
1	1261	418	25	843	17	101	0	0
2	1204	361	25	843	17	101	0	0
3	1104	261	25	843	17	101	0	0
4	989	245	25	744	17	101	39	0
5	889	267	25	622	17	101	0	120
6	832	297	25	535	17	101	0	120
7	832	321	25	511	17	101	0	120
8	889	350	25	539	17	101	0	120
9	989	354	25	635	17	101	39	0
10	1104	261	25	843	17	101	0	0
11	1204	361	25	843	17	101	0	0
12	1261	418	25	843	17	101	0	0

Баланс мощности изображен в приложении Б, рисунок Б.1.

2.15 Установленная мощность

По итогам предыдущих расчетов, была рассчитана установленная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{ycm} = N_{раб}^{max} + N_{рез} = 418 + 25 = 443 \text{ MBm}$$

2.16 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – ВЭР в среднем по водности году

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q _{50%} , м ³ /с	98	32	31	103	3288	3314	1429	2548	2019	718	187	152
Q _{исп} , м ³ /с	0	0	0	0	9	9	9	9	9	0	0	0
Q _{лед} , м ³ /с	5	5	5	5	0	0	0	0	0	5	5	5
Q _{фильтр} , м ³ /с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q _{шлюз} , м ³ /с	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	0	0
ΣQ _{потери} , м ³ /с	7	7	7	22	26	26	26	26	26	22	7	7
Q _{быт} , м ³ /с	91	25	24	81	3262	3288	1403	2522	1993	696	180	145

Ограничение ВХК											
$Q_{exk}, m^3/c$	300	300	300	600	600	600	600	600	600	300	300

По таблице 2.14 определено, что сработка водохранилища будет начинаться в ноябре, т.к. требования ВХК в ноябре превышают значение бытового притока.

Расчет сработки водохранилища в средневодном году приведен в приложении Б, таблица Б.7, с помощью которого было определено значение среднемноголетней выработки проектируемой ГЭС: $\bar{\mathcal{E}}_{мн.летн.} = 2,5 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч}$

На рисунке 2.10 изображен график сработки водохранилища в маловодном и средневодном году.

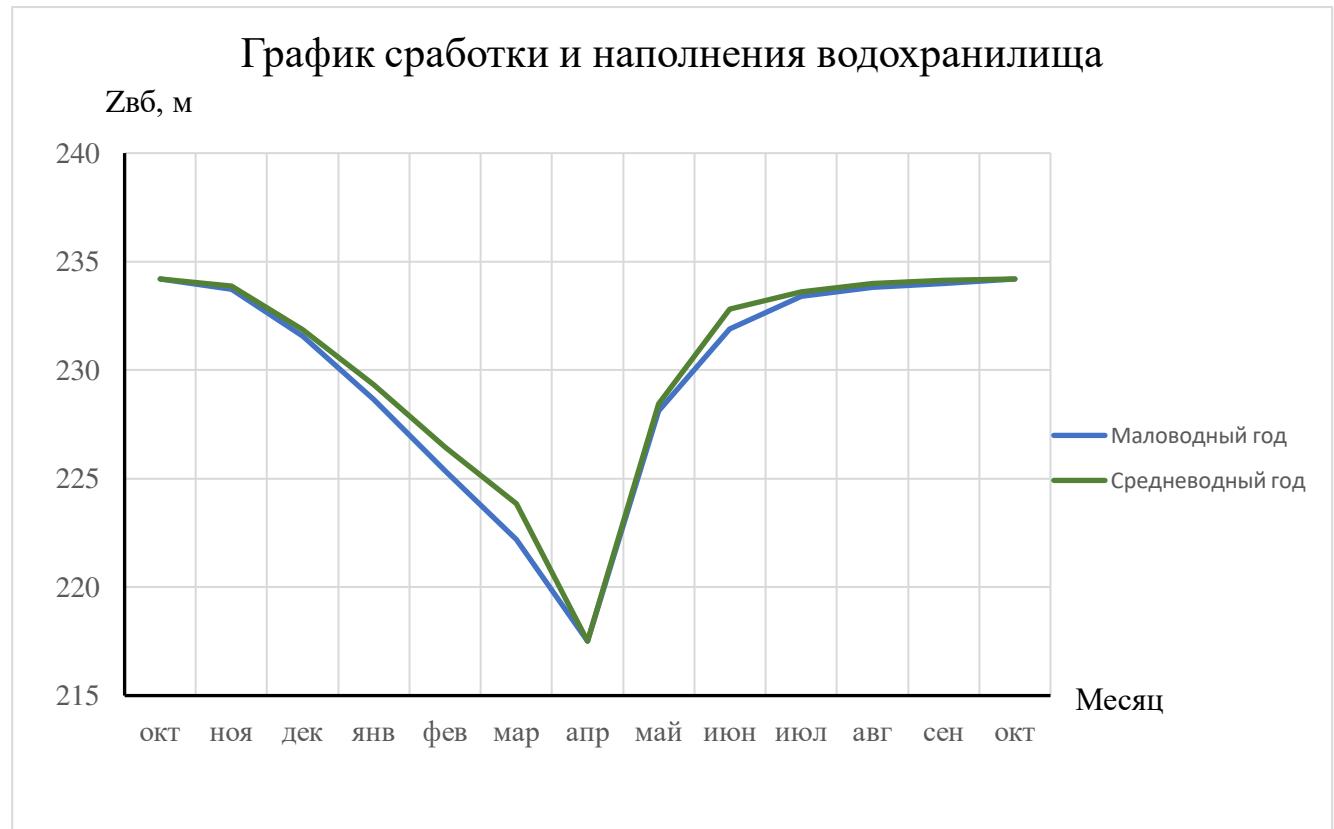


Рисунок 2.10 – График сработки водохранилища

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Для определения области допустимой работы проектируемой ГЭС необходимо построение режимного поля с указанием линий ограничений для различных режимов производится при помощи кривой связи НБ, при различных отметках водохранилища: НПУ, УМО и расчетная отметка ВБ.

$$Z_{\text{ВБ}}^{\text{НПУ}} = 234,2 \text{ м};$$

$$Z_{\text{ВБ}}^{\text{Р}} = 230,1 \text{ м};$$

$$Z_{\text{ВБ}}^{\text{УМО}} = 217,51 \text{ м.}$$

Ограничениями режимного поля являются:

- Минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{\text{сан}} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$$

- Ограничение по генератору

$$H_P = \frac{N_{\text{ycm}}}{k_N Q_{\text{расч}}}, \quad (3.1)$$

- Ограничение по турбине

$$H_{\text{ГЭС}} = \frac{Q_{\text{ГЭС}}^2 H_P}{Q_{\text{max}}^2}, \quad (3.2)$$

где $Q_{\text{max}} = 1553 \text{ м}^3/\text{с}$

Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет режимного поля проектируемой ГЭС

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения	
Q, м ³ /с	Z _{НВ} , м	H _{НПУ} , м	H _{УМО} , м	H _P , м	по генератору	по турбине
0	194,21	39,99	22,5	35,09		0
50	194,37	39,83	22,34	34,93		0,03
100	194,52	39,68	22,19	34,78		0,13
150	194,67	39,53	22,04	34,63		0,3
200	194,81	39,39	21,9	34,49		0,54
250	194,94	39,26	21,77	34,36		0,84
300	195,07	39,13	21,64	34,23		1,21
350	195,2	39	21,51	34,1		1,64
400	195,31	38,89	21,4	33,99		2,14
450	195,43	38,77	21,28	33,87	111,5	2,71
500	195,54	38,66	21,17	33,76	100,35	3,35
550	195,64	38,56	21,07	33,66	91,23	4,05
600	195,74	38,46	20,97	33,56	83,63	4,82
650	195,83	38,37	20,88	33,47	77,19	5,66
700	195,92	38,28	20,79	33,38	71,68	6,56
750	196,01	38,19	20,7	33,29	66,9	7,54
800	196,09	38,11	20,62	33,21	62,72	8,57
850	196,17	38,03	20,54	33,13	59,03	9,68
900	196,25	37,95	20,46	33,05	55,75	10,85
950	196,32	37,88	20,39	32,98	52,82	12,09
1000	196,39	37,81	20,32	32,91	50,18	13,4
1050	196,46	37,74	20,25	32,84	47,79	14,77
1100	196,52	37,68	20,19	32,78	45,61	16,21
1150	196,58	37,62	20,13	32,72	43,63	17,72
1223	196,66	37,54	20,05	32,64	41,03	20,04
1250	196,69	37,51	20,02	32,61	40,14	20,93
1300	196,75	37,45	19,96	32,55	38,6	22,64
1341	196,79	37,41	19,92	32,51	37,42	24,09
1400	196,85	37,35	19,86	32,45	35,84	26,26
1450	196,9	37,3	19,81	32,4	34,6	28,17
1500	196,94	37,26	19,77	32,36	33,45	30,14
1553	196,99	37,21	19,72	32,31	32,31	32,31
1600	197,03	37,17	19,68	32,27		
1650	197,07	37,13	19,64	32,23		

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности, которое отображено на рисунке 3.1.

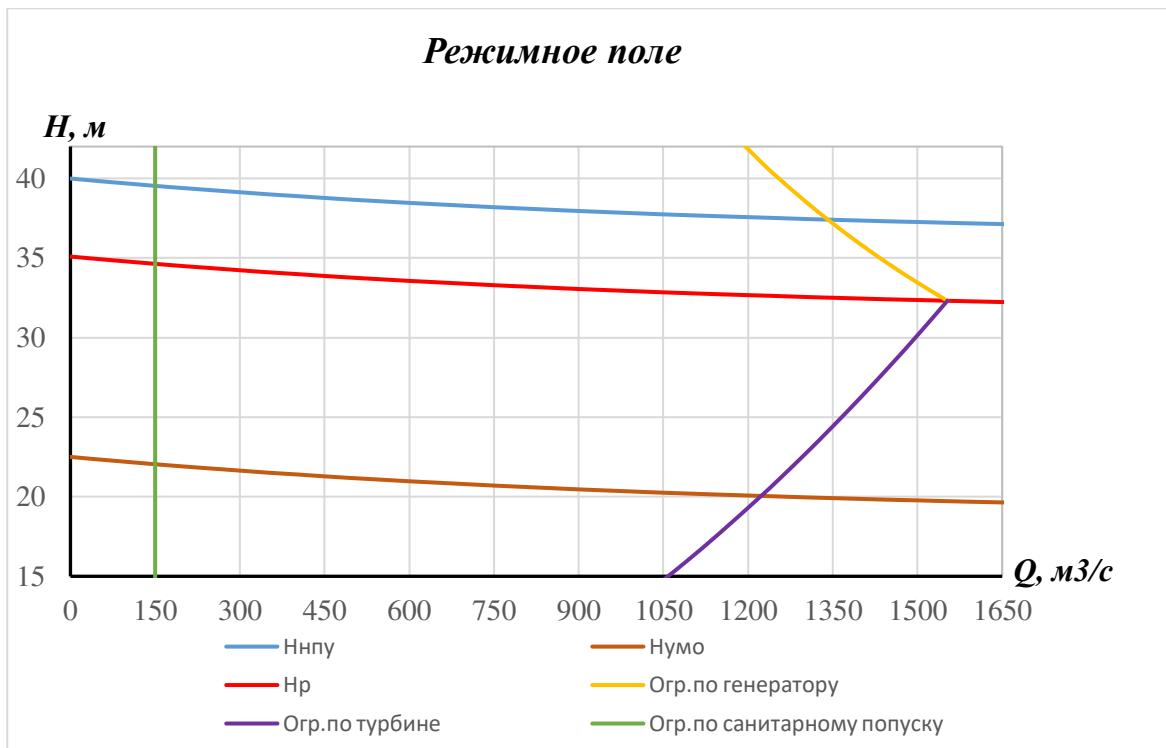


Рисунок 3.1 – Режимное поле Майской ГЭС

Из построенного режимного поля были определены следующие параметры:

- расчетный напор $H_p=32,31 \text{ м}$
- максимальный напор $H_{\max}=39,53 \text{ м}$
- минимальный $H_{\min}=20,05 \text{ м}$
- максимальная пропускная способность ГЭС $Q_{\max}=1553 \text{ м}^3/\text{с}.$

По справочным материалам необходимо подобрать все возможные типы гидротурбин, с номинальным диаметром рабочего колеса D1 и синхронной частотой вращения n, при которых проектируемая ГЭС будет работать с наибольшим КПД при минимальном заглублении РК и количестве установленных агрегатов. Выбор гидротурбины осуществляется, исходя из следующих условий:

- 1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
- 2) отношение минимального напора к максимальному должно быть не меньше отношения выбранной турбины:

$$\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{20,05}{39,53} = 0,507$$

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Полученному диапазону напоров соответствуют гидротурбины ПЛ40а-В и ПЛ40б-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры моделей турбин

Параметр		Турбина ПЛ40а-В	Турбина ПЛ40б-В
Максимальный напор	Hпред, м	40	40
Диапазон регулирования	Hmin/Hmax	0,5	0,5
Оптимальная приденная частота вращения	n'1о, мин ⁻¹	125	123
Оптимальный приведенный расход	Q'1о, л/с	1020	1150
Оптимальный КПД модели	η _{мо}	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	Q'1max, л/с	1800	1700
Коэффициент кавитации	σ при Q'1max	0,65	0,65
Приведенный диаметр РК	D'1м, м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	H _м , м	4	4
Температура	t _м , С	10	20

Для выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров. Предварительно выбираем $D_1 = 6,7; 6,3; 6$ м для ПЛ40а-В и $D_1 = 5,6; 5,3; 5$ м для ПЛ40б-В.

КПД натурной турбины определяется по формуле:

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_h}{v_m}} \right), \quad (3.3)$$

где η_m , D_{1m} , H_m – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1 , H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_m , v_h – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_h и t_m ($v_h = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$, $v_m = 1,34 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$, $v_h = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ и $v_m = 1,01 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ для ПЛ40а-В и ПЛ40б-В соответственно);

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

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_T \cdot \eta_g^{cp}}, \quad (3.4)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход воды в расчетной точке;

η_g^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_g^{cp} = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

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

Расчетная частота вращения турбины:

$$n = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_p^N}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где n'_p – приведенная частота вращения в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta = \frac{\eta_u}{\eta_m}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

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

Приведенные частоты вращения, соответствующие максимальному, расчетному и минимальному напорам, которые находятся по формулам (1.7), (1.8), (1.9), наносим на главную универсальную характеристику линии приведенной частоты вращения.

$$n'_{1H_{max}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H}}, \quad (3.7)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{min} , H_p и H_{max} .

Положение расчетной точки на линии n'_{1H_p} определяется с помощью уравнения (3.8):

$$Q'_{1p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_g^{cp}}}, \quad (3.8)$$

Левая часть уравнения (3.8) определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_{1p} \cdot \eta_t$ соответствовало значению правой части уравнения, которое является константой при всех известных его параметрах.

Приведенный расход определяется по формуле:

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

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D1 гидротурбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров турбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В.

Параметр		Турбина ПЛ40а-В			Турбина ПЛ40б-В		
Номинальный диаметр	$D_{1(станд.)}, м$	6,7	6,3	6	5,6	5,3	5
Расчетный КПД натуры	$\eta_{расчн}$	0,9474	0,947	0,9467	0,9425	0,9421	0,9417
Мощность одного агрегата	$N'_a, кВт$	74327	65691	59564	87812	78624	69946
Число агрегатов	$Z'_a, шт$	5,96	6,74	7,44	5,04	5,63	6,33
Число агрегатов (уточненное)	$Z_a, шт$	6	7	8	6	6	8
Мощность одного агрегата (уточненная)	$N_a, кВт$	73833	63286	55375	73833	73833	55375
Масштабный коэффициент	Δ_p	1,038	1,037	1,037	1,043	1,042	1,042
Приведенные обороты	$n'_{II}, об/мин$	108,03	114,87	120,59	127,48	134,67	142,72
Синхронное число оборотов	$n_{синх}, об/мин$	115,4	115,4	125	130,4	136,4	150
Приведенные обороты max	$n'_{Imax}, об/мин$	169,5	159,42	164,48	159,72	158,15	164,11
Приведенные обороты расч	$n'_{Iрасч}, об/мин$	133,53	125,58	129,57	125,82	124,58	129,27
Приведенные обороты min	$n'_{Imin}, об/мин$	120,72	113,53	117,14	113,75	112,63	116,87
Расчетная точка	$Q'_{I} \cdot \eta_m$	0,941	0,912	0,88	1,347	1,504	1,267

Выбор подходящего типа гидротурбин производился главным образом так, чтобы границы зоны работы не выходили за пределы ГУХ.

Из анализа таблицы 3.3 и области работы турбин на ГУХ (Приложение В, рисунок В.1) видно, что наиболее подходящими турбинами являются гидротурбины ПЛ40б-В-560и ПЛ40б-В-500.

Окончательное решение выбора турбины ПЛ40Б-В-500 было принято по условиям оптимальной зоны работы агрегата и наличия подходящего серийного гидрогенератора.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение отметки заглубления РК ГТ

Отметка установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{Р.К.} = Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.}) + H_s, \quad (3.10)$$

где $Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.})$ - отметка уровня воды в НБ при $Q_{Н.Б.}$, соответствующая расчётному значению высоты отсасывания H_s .

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

- Работа одного агрегата при H_{min} ;
- Работа одного агрегата при H_p ;
- Работа одного агрегата при H_{max} .

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{X.ПЛ.}, \quad (3.11)$$

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

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

σ - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$\Delta Z_{X.ПЛ.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин $\Delta Z_{X.ПЛ.} = 0$.

Рассмотрим режимы работы агрегата:

- Работа одного агрегата с расчетной мощностью при H_{min}

На главной универсальной характеристике проектируемой ГЭС определяется точка, соответствующая данному режиму работы.

Пересчитывается расход в этой точке по формуле:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}, \quad (3.12)$$

Получили значение $Q = 136,53 \text{ м}^3/\text{с}$. В найденной точке определяем коэффициент кавитации $\sigma = 0,363$. По кривой определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{агр1}}) = 194,63 \text{ м}$.

Высота отсасывания, определяемая по формуле (3.11) :

$$H_s = 10,33 - \frac{194,63}{900} - 0,363 \cdot 20,05 - 1,5 = 1,34 \text{ м.}$$

- Работа одного агрегата с расчетной мощностью при H_p

На главной универсальной характеристике проектируемой ГЭС находим точку, соответствующую данному режиму работы.

Пересчитаем расход в найденной точке $Q = 203,05 \text{ м}^3/\text{с}$ и определим $\sigma = 0,375$, $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{агр1}}) = 194,82 \text{ м}$.

Высота отсасывания, согласно формуле (3.11) :

$$H_s = 10,33 - \frac{194,82}{900} - 0,375 \cdot 32,31 - 1,5 = -3,53 \text{ м.}$$

- Работа одного агрегата с расчетной мощностью при H_{max}

Аналогично предыдущему пункту пересчитаем расход в точке работы агрегата с номинальной мощностью при H_{max} : $Q = 166,84 \text{ м}^3/\text{с}$, $\sigma = 0,249$, $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{агр1}}) = 194,72 \text{ м}$ и определим высоту отсасывания по формуле (3.11):

$$H_s = 10,33 - \frac{194,72}{900} - 0,249 \cdot 39,53 - 1,5 = -1,23 \text{ м.}$$

Отметка расположения РК ГТ для обеспечения её бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.13)$$

где $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 194,67 \text{ м.}$

Рассчитываем отметку РК при каждой из вычисленных высот отсасывания:

- При $H_s = 1,34$ м:

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = 194,67 + 1,34 = 196,01 \text{ м}$$

- При $H_s = -3,53$ м:

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = 194,67 + (-3,53) = 191,14 \text{ м}$$

- При $H_s = -1,23$ м:

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = 194,67 + (-1,23) = 193,44 \text{ м}$$

Из всех полученных значений $\nabla Z_{\text{п.к.}}$ выбирается минимальное. Таким образом, $\nabla Z_{\text{п.к.}} = 191,14$ м.

В связи с уточнением мощности агрегата, установленная мощность проектируемой ГЭС составила 440 МВт, максимальная пропускная способность ГЭС – 1624 м³/с.

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части модельной гидротурбины [приложение В, рисунок В.1] определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Расчет отсасывающей трубы

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,7 \cdot D_1 = 2,7 \cdot 5 = 13,5 \text{ м}, \quad (3.25)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 1,624 \cdot D_1 = 1,624 \cdot 5 = 8,12 \text{ м}, \quad (3.26)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 1,243 \cdot D_1 = 1,243 \cdot 5 = 6,215 \text{ м}, \quad (3.27)$$

Определение геометрических размеров машинного зала

Габариты машинного зала зависят от числа агрегатов, длины монтажной площадки, ширина которой одинакова с машинным залом, так как обслуживается теми же кранами, а также от схемы транспортировки ротора вдоль зала с учетом размеров захватных (крепежных) устройств и траверсы, когда она необходима.

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{ш} = D_c + 2 \cdot B_{вк} = 8,08 + 2 \cdot 0,8 = 9,68 \text{ м}, \quad (3.30)$$

где $D_c = 8,08 \text{ м}$ – диаметр активной стали статора (сердечника);
 $B_{вк}$ – ширина воздушной камеры, принимаем равной 0,8 м.

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{ГЭС} = D_{ш} + 7,6 = 9,68 + 7,6 = 17,28 \text{ м}, \quad (3.31)$$

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{мз} = 17,28 \text{ м.}$$

Ширина агрегатного блока с округлением до целого в большую сторону:

$$B_{бл} = (2,7 \div 3,7) \cdot D_1 = 3,5 \cdot 5 = 17,5 \approx 18 \text{ м}, \quad (3.32)$$

Принимаем ширину монтажной площадки:

$$L_{мп} = 17,28 \text{ м},$$

Длина машинного зала:

$$L_{мз} = n \cdot B_{бл} + L_{мп} = 8 \cdot 18 + 17,28 = 161,28 \text{ м}, \quad (3.33)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА. Принимаем высоту машинного зала: $H_{м.з.} = 14 \text{ м}$.

3.3 Выбор типа серийного генератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{55,375}{0,85} = 65,15 \text{ МВА}, \quad (3.34)$$

Синхронная частота вращения: $n_c = 150$ об/мин.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{150} = 40, \quad (3.35)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-808/130-40У4, параметры которого приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Параметры гидрогенератора СВ-808/130-40У4

Наименование величины	Значение
Номинальная полная мощность $S_{\text{ном}}$, МВА	64,7
Номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}$, МВт	55
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,85
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, В	10,5
Номинальная частота вращения $n_{\text{ном}}$, об/мин	150
Коэффициент полезного действия η , %	97,7
Исполнение	подвесное

3.4 Выбор типа и габаритов маслонапорной установки

По номограмме выбора МНУ (приложение В, рисунок В.3) определяется тип маслонапорной установки: МНУ/8-40-8-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 8 м^3 , состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслонасосным агрегатом ГА 8/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 8 м^3 с 2 насосами.

3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

Для поворотно-лопастной турбины тип электрогидравлического регулятора – ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Выбранный регулятор ЭГРК-2И-100-4.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Основные требования, применяемые к главным схемам ГЭС:

1. Надежность и безотказность в работе;
2. Маневренность схемы, т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтопригодность;
3. Простота и наглядность;
4. Экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство на РУ.

Главная электрическая схема Майской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и вышеперечисленным отвечать требованиям.

Уровень требований, предъявляемых к схемам ГЭС, повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

По карте-схеме размещения линий электропередач подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Нелькан» 220 кВ.

По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с укрупненными блоками. На генераторном напряжении 10,5 кВ для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Электрическая схема СН Майской ГЭС выполнена с одним напряжением 0,4 кВ.

Проект Майской ГЭС выполняет все требования Технической политики ПАО «РусГидро» [6].

Согласно стандарту [6] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Майской ГЭС в качестве независимых источников питания будут приняты:

- подстанция «Нелькан» 220 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Главная электрическая схема представлена на чертеже «Главная электрическая схема».

4.2 Выбор структурной схемы

Выбор структурной схемы является ответственным этапом проектирования и производится исходя из технико-экономического сравнения вариантов.

Определим напряжение, при котором будет осуществляться передача мощности по формуле А.М. Залесского:

$$U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})} = \sqrt{440 \cdot (100 + 15\sqrt{156})} = 355,6 \text{ кВ}, \quad (4.1)$$

где $P = 440 \text{ МВт}$ – мощность, передаваемая в энергосистему;

$L = 156 \text{ км}$ – расстояние до подстанции.

Рассчитанное значение соответствует классу напряжения 330кВ, однако в энергосистеме проектируемой ГЭС отсутствуют линии и подстанции напряжением 330кВ. Так как дальность линии составляет 156 км и передаваемая мощность не высока, принимаем класс напряжения 220кВ.

4.3 Определение количества и типа ТСН

Трансформаторы собственных нужд питаются от генераторного напряжения, которое равно 10,5 кВ.

По условию $P_{ycm} = 440MBm \leq 2000MBm$, следовательно, активная мощность потребления собственных нужд определяется по формуле:

$$P_{CH} = (1 - 2)\% \cdot P_{ycm} = 1,8\% \cdot P_{ycm} = 0,018 \cdot 440 = 7,92 \text{ МВт}, \quad (4.2)$$

Полная мощность потребления собственных нужд определяется по формуле:

$$S_{CH} = \frac{P_{CH}}{\cos \varphi_{CH}} = \frac{7,92}{0,85} = 9,3 \text{ МВА}, \quad (4.3)$$

где $\cos \varphi_{CH} = \cos \varphi_G = 0,85$

Полученная полная мощность должна передаваться через все трансформаторы собственных нужд, причем коэффициент загрузки ТСН должен быть максимальный.

Был подобран сухой трансформатор ТСЗ 2500/10,5, характеристики которого приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристики трансформатора ТС3 2500/10,5

S_h , кВА	2500
U_{BH} , кВ	10,5
U_{HH} , кВ	0,4
ΔP_x , кВт	3,8
ΔP_k , кВт	23

Для обеспечения потребностей собственных нужд потребуется 4 таких трансформатора.

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки:

$$k_{загр, TCH} = \frac{S_{CH}}{n_{TCH} \cdot S_{TCH}} = \frac{9,3}{4 \cdot 2,5} = 0,93, \quad (4.5)$$

где $n_{TCH} = 4$ – количество ТСН.

4.4 Определение количества отходящих линий

Количество отходящих ЛЭП рассчитаем по формуле:

$$n_{ЛЭП} = \frac{S_{CШ}}{P_{prop.} / \cos\varphi_c} + 1 = \frac{508,3}{162 / 0,85} + 1 = 4, \quad (4.6)$$

где $S_{CШ}$ – мощность сборных шин, определенная по формуле (4.7);

$P_{prop.}$ – пропускная мощность, определенная по формуле (4.8);

$\cos\varphi_c = 0,85$ – коэффициент мощности системы.

Мощность сборных шин:

$$S_{CШ} = n_{бл} (S_{бл} - S_{бл, CH}) = 8 \cdot (64,7 - 1,163) = 508,3 \text{ МВт}, \quad (4.7)$$

где $n_{бл} = 8$ – количество блоков;

$S_{бл} = 64,7 \text{ МВА}$ – мощность блока;

$S_{бл, CH} = 1,163 \text{ МВА}$ – мощность СН, приходящаяся на 1 блок.

Пропускная мощность:

$$P_{prop.} = k_{220} \cdot 1,2 = 135 \cdot 1,2 = 162 \text{ МВт}, \quad (4.8)$$

где $k_{220} = 135$ – коэффициент для класса напряжения 220кВ.

4.5 Структурная схема с обычными блоками

Вид структурной схемы с обычными (единичными) блоками представлен на рисунке 4.1.

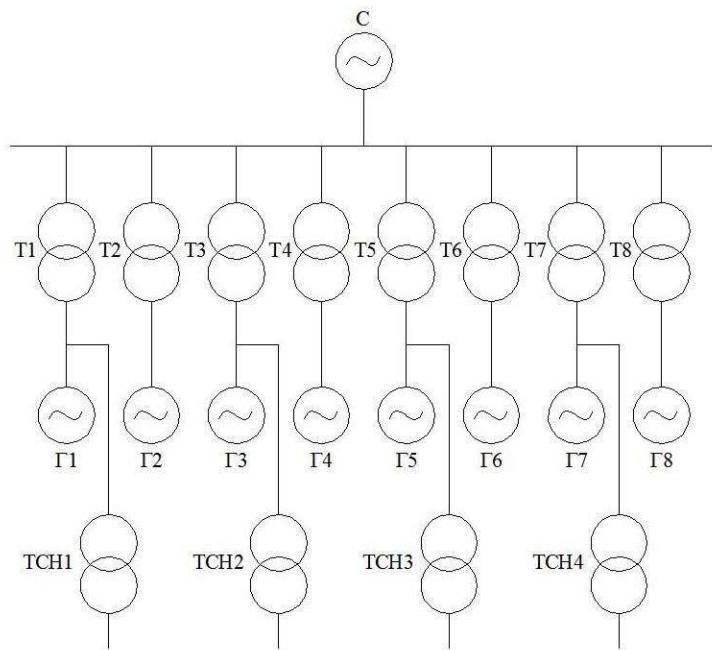


Рисунок 4.1 – Структурная схема с обычными блоками

По рекомендациям СТО 59012820-29.240.30.003-2009, для районов Крайнего Севера, необходимо проектировать КРУЭ. Для КРУЭ 220кВ также рекомендуется использовать схемы с одной рабочей секционированной системой шин, с одной рабочей секционированной и обходной системами шин, с двумя системами шин.

Схему с одной рабочей секционированной системой шин (№220-9) при напряжении 220кВ допускается использовать только при наличии резервного источника питания для отходящих ЛЭП, поэтому эта схема не подходит.

Схема с одной рабочей секционированной и обходной системами шин (№220-12) рекомендована к применению при напряжении 220кВ, однако в случае с КРУЭ, создание обходной шины резко удорожает РУ.

Была выбрана схема с двумя системами шин (№220-13), которая позволяет отказаться от резервного питания каждой линии и не удорожает конструкцию КРУЭ.

К схеме с обычными блоками был подобран блочный трансформатор ТДЦ 80000/220, характеристики которого приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики трансформатора ТДЦ 80000/220

S_H , кВА	80000
U_{BH} , кВ	242
U_{HH} , кВ	10,5
ΔP_x , кВт	315
ΔP_k , кВт	80
u_k , %	11

4.5.1 Расчет затрат для структурной схемы с обычными блоками

Расчет затрат производится по формуле:

$$Z = E_H K + I, \quad (4.9)$$

где $E_H = 0,15$ – коэффициент приведения равномерных затрат;

K – капитальные затраты, рассчитываемые по формуле (4.10);

I – годовые издержки, рассчитываемые по формуле (4.14).

Капитальные затраты определяются по формуле:

$$K = K_T + K_{TCH} + K_{PY}, \quad (4.10)$$

где K_T – капитальные затраты на блочные трансформаторы;

K_{TCH} – капитальные затраты на ТСН;

K_{PY} – капитальные затраты на распределительное устройство.

Капитальные затраты на трансформаторы определяются по формуле:

$$K_{mp.} = n_T K_{1T}, \quad (4.11)$$

где K_{1T} – стоимость одного трансформатора (для блочных трансформаторов рассчитывается по формуле (4.12), для ТСН, по данным производителя, равна 1,03 млн руб.);

n_T – количество трансформаторов.

Стоимость блочного трансформатора:

$$K_{1T} = ckS_{1T} = 7 \cdot 58,01 \cdot 80000 = 32,5 \text{ млн руб.}, \quad (4.12)$$

где $c = 7$ долл. – средняя цена одного кВА мощности для современных силовых трансформаторов;

$k = 58,01$ – курс рубля по отношению к доллару на 12.10.2017;

$S_{1T} = 80000$ кВА – мощность блочного трансформатора.

Капитальные затраты на блочные силовые трансформаторы и ТСН:

$$K_T = 8 \cdot 32,5 = 260 \text{ млн руб.}$$

$$K_{TCH} = 4 \cdot 1,03 = 4,12 \text{ млн руб.}$$

Капитальные затраты на РУ:

$$K_{PY} = 3nK_{яч} = 3 \cdot 13 \cdot 12,8 = 499,2 \text{ млн руб.}, \quad (4.13)$$

где $n = 13$ – количество однофазных ячеек КРУЭ;

$K_{яч} = 12,8$ млн руб. – стоимость ячейки КРУЭ ЯГГ-220.

Капитальные затраты на распределительное устройство:

$$K = 260 + 4,12 + 499,2 = 763,32 \text{ млн руб.}$$

Годовые издержки, связанные с потерями электроэнергии на станции и РУ, определим по формуле:

$$I = \Delta P \cdot y_0 \cdot T_{max}, \quad (4.14)$$

где ΔP – потери мощности;

$y_0 = 0,2$ руб/кВт ч – себестоимость производства электроэнергии;

$T_{max} = 5681,8$ ч – число часов в году, при которых проектируемая ГЭС выдает максимальную мощность.

Потери мощности определим по формуле:

$$\Delta P = \Delta P_T + \Delta P_{TCH}, \quad (4.15)$$

где ΔP_T – потери мощности в блочных трансформаторах

ΔP_{TCH} – потери мощности в ТСН.

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_{tp} = n \left(\frac{P^2 + Q^2}{U_{BH}^2} r_{tp} \right) + n \cdot \Delta P_x, \quad (4.16)$$

где n – количество трансформаторов;

r_{tp} – активное сопротивление трансформаторов;

Q и P – реактивная и активная мощности, передаваемые трансформатором.

Активное сопротивление трансформаторов:

$$r_{\text{tp}} = \Delta P_K \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{H}}^2}, \quad (4.17)$$

Таким образом, активное сопротивление блочного трансформатора будет равно:

$$r_T = 0,315 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,88 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление ТСН:

$$r_{\text{TCH}} = 0,023 \cdot \frac{10,5^2}{2,5^2} = 0,405 \text{ Ом}$$

Потери мощности в трансформаторах, по формуле (4.16):

$$\Delta P_T = 8 \cdot \left(\frac{80^2 + 40,2^2}{242^2} \cdot 2,88 \right) + 8 \cdot 0,08 = 3,15 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{TCH}} = 4 \cdot \left(\frac{2,5^2}{10,5^2} \cdot 0,405 \right) + 4 \cdot 0,0038 = 0,1 \text{ МВт}$$

Суммарные потери мощности, по формуле (4.15):

$$\Delta P = 3,15 + 0,1 = 3,25 \text{ МВт}$$

Определим годовые издержки:

$$I = 3,25 \cdot 0,2 \cdot 5681,8 = 3,69 \text{ млн руб.}$$

Затраты на схему с обычными блоками:

$$3 = 0,15 \cdot 767,64 + 3,69 = 118,8 \text{ млн руб.}$$

4.6 Структурная схема с укрупненными блоками

Вид структурной схемы с укрупненными блоками представлен на рисунке 4.2.

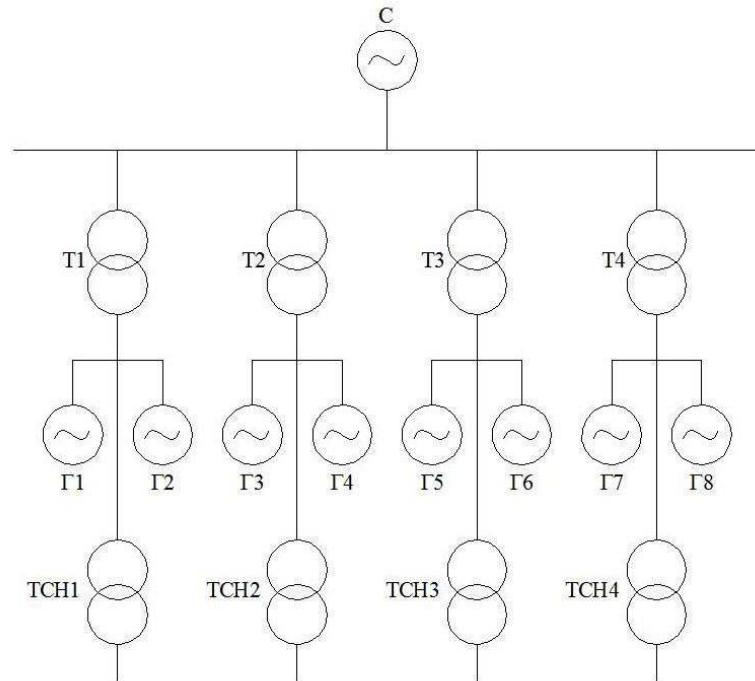


Рисунок 4.2 – Структурная схема с укрупненными блоками

К этой схеме был подобран блочный трансформатор ТДЦ 160000/220, характеристики которого приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристики трансформатора ТДЦ 160000/220

S_h , кВА	160000
U_{BH} , кВ	230
U_{HH} , кВ	10,5
ΔP_x , кВт	155
ΔP_k , кВт	500
u_k , %	11

Количество отходящих ЛЭП:

$$n_{ЛЭП} = \frac{512,9}{\frac{162}{0,85}} + 1 = 4$$

Мощность сборных шин:

$$S_{CШ} = 4 \cdot (129,4 - 1,163) = 512,9 \text{ МВт},$$

где $n_{\text{бл}} = 4$ – количество блоков;

$S_{\text{бл}} = 129,7 \text{ МВА}$ – мощность блока;

$S_{\text{бл}, \text{CH}} = 1,163 \text{ МВА}$ – мощность СН, приходящаяся на 1 блок.

Пропускная мощность:

$$P_{\text{проп.}} = k_{220} \cdot 1,2 = 135 \cdot 1,2 = 162 \text{ МВт},$$

где $k_{220} = 135$ – коэффициент для класса напряжения 220кВ.

4.6.1. Расчет затрат для схемы с укрупненными блоками

Стоимость блочного трансформатора, по формуле:

$$K_{\text{T}} = 7 \cdot 58,01 \cdot 160000 = 65,1 \text{ млн руб.}$$

Капитальные затраты на блочные силовые трансформаторы и ТСН:

$$K_{\text{T}} = 4 \cdot 65,1 = 260,4 \text{ млн руб.}$$

Капитальные затраты на РУ:

$$K_{\text{РУ}} = 3 \cdot 9 \cdot 12,8 = 345,6 \text{ млн руб.}$$

Капитальные затраты на распределительное устройство:

$$K = 260,4 + 4,12 + 345,6 = 610,12 \text{ млн руб.}$$

Активное сопротивление блочного трансформатора:

$$r_{\text{T}} = 0,5 \cdot \frac{230^2}{160^2} = 1,03 \text{ Ом}$$

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{T}} = 4 \cdot \left(\frac{160^2}{230^2} \cdot 1,03 \right) + 4 \cdot 0,155 = 2,62 \text{ МВт}$$

Суммарные потери мощности:

$$\Delta P = 2,62 + 0,1 = 2,72 \text{ МВт}$$

Определим годовые издержки:

$$I = 2,72 \cdot 0,2 \cdot 5681,8 = 3,09 \text{ млн руб.}$$

Затраты на схему с укрупненными блоками:

$$Z = 0,15 \cdot 610,12 + 3,09 = 94,6 \text{ млн руб.}$$

4.7 Сравнение вариантов структурных схем

Экономическое сравнение вариантов структурных схем приведено в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Экономическое сравнение вариантов структурных схем

Параметр	Схема с обычными блоками	Схема с укрупненными блоками
K_T , млн. руб.	260,00	260,1
K_{TCH} , млн. руб.	4,12	4,12
K_{PY} , млн. руб.	499,2	345,6
K , млн. руб.	763,32	610,12
I , млн. руб.	3,69	3,09
Z , млн. руб.	118,8	94,6

Таким образом, схема с укрупненными блоками оказывается дешевле схемы с обычными блоками на 20,4%.

4.8 Выбор проводов ЛЭП

Рассчитаем экономически целесообразное сечение провода:

$$F_{\mathcal{E}K} = \frac{I_{\max}}{j_{\mathcal{E}K}}, \quad (4.18)$$

где I_{\max} – максимальный рабочий ток, протекающий через все ЛЭП;
 $j_{\mathcal{E}K} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{СШ}}}{n_{\mathcal{L}} \cdot \sqrt{3} U_{\text{H}}} = \frac{480,4}{4\sqrt{3} \cdot 220} = 315,1 \text{ А}, \quad (4.19)$$

где $n_{\text{Л}} = 4$ – количество отходящих ЛЭП.

$$F_{\mathcal{E}K} = \frac{315,1}{1,1} = 286,45 \text{ мм}^2$$

По сортаменту подбирается ближайшее большее сечение провода:

$$F = 300 \text{ мм}^2$$

По каталогу был подобран провод АС 300/39, характеристики которого приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Характеристики провода АС 300/39

m_0 , кг/км	1132
I_{don} , А	600
$r_{y\delta}$, Ом/км	0,096
$x_{y\delta}$, Ом/км	0,43
$x_{\theta y\delta}$, Ом/км	1,26
t_{don} , °C	90

4.8.1 Проверка выбранного провода

В нормальном режиме:

$$j = \frac{I_{\text{макс}}}{F} = \frac{315,1}{300} = 1,05 \text{ А/мм}^2, \quad (4.20)$$

При послеаварийном режиме:

$$I_{AB} = \frac{S_{\text{СШ}}}{(n_{\text{Л}} - 1) \cdot \sqrt{2} U_H} = \frac{480,4}{(4 - 1) \cdot \sqrt{2} \cdot 220} = 419,8 \text{ А}, \quad (4.21)$$

Так как $I_{AB} < I_{don} = 600 \text{ А}$, выбранный провод подходит.

4.9 Расчет токов короткого замыкания

Токи КЗ рассчитываются с целью дальнейшего выбора оборудования: генераторного выключателя и МШВ распределительного устройства. Производится расчет периодической составляющей тока 3-фазного КЗ и ударного тока на выводах генератора, а также расчет токов 3-фазного и 1-фазного КЗ на сборных шинах распределительного устройства.

Структурная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.3.

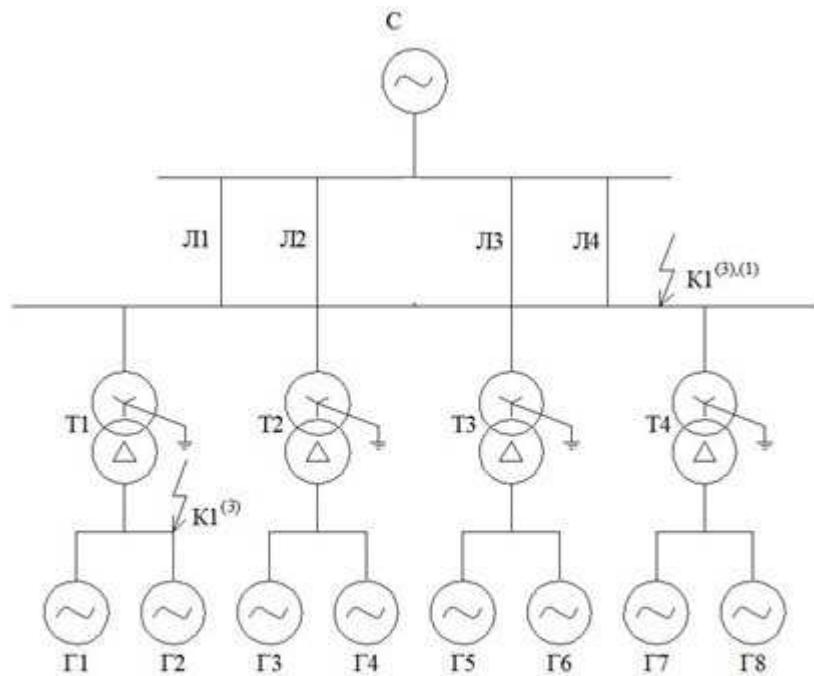


Рисунок 4.3 – Схема к расчету токов КЗ

Схема замещения к расчету токов КЗ представлена на рисунке 4.4.

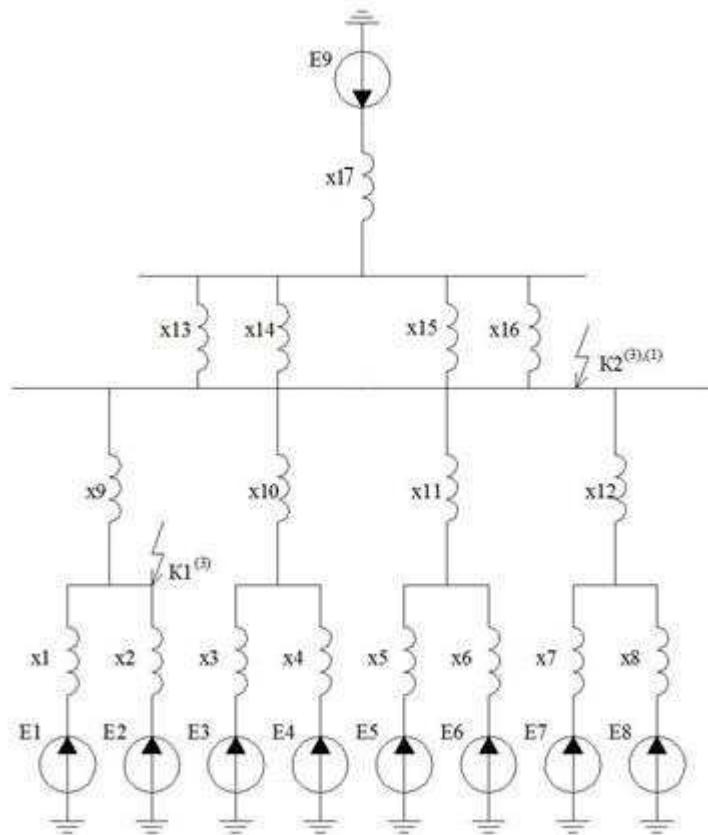


Рисунок 4.4 – Схема замещения

Расчет исходных данных для определения токов КЗ

Так расчет токов КЗ будет производиться в относительных единицах, задаются базисные условия:

$$S_\delta = 150 \text{ МВА}$$

$$U_{\delta l} = 230 \text{ кВ}$$

$$U_{\delta 2} = 10,5 \text{ кВ}$$

Рассчитаем базисные токи:

$$I_{\delta l} = \frac{S_\delta}{\sqrt{3}U_{\delta l}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,376 \text{ кА}, \quad (4.22)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,24 \text{ кА}$$

Рассчитаем сопротивления генераторов:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_4 = x_5 = x_6 = x_7 = x_8 = x_d'' \frac{S_\delta}{S_H} = 0,22 \cdot \frac{150}{64,7} = 0,51, \quad (4.23)$$

Рассчитаем сопротивления трансформаторов:

$$x_9 = x_{10} = x_{11} = x_{12} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_\delta}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{150}{150} = 0,098, \quad (4.24)$$

Рассчитаем сопротивления линий:

$$x_{13} = x_{14} = x_{15} = x_{16} = x_{y\vartheta} l \frac{S_\delta}{U_{\delta l}^2} = 0,43 \cdot 156 \cdot \frac{150}{230^2} = 0,19, \quad (4.25)$$

Рассчитаем сопротивление системы:

$$x_{17} = \frac{S_\delta}{S_{K3}} = \frac{150}{150} = 1,0, \quad (4.26)$$

Рассчитаем ЭДС системы:

$$E_9 = \frac{U_{cp}}{U_{61}} = \frac{230}{230} = 1,0, \quad (4.27)$$

Рассчитаем активные сопротивления генераторов:

$$r_1 = r_2 = r_3 = r_4 = r_5 = r_6 = r_7 = r_8 = \frac{x_\Gamma}{20} = \frac{0,51}{20} = 0,0255, \quad (4.28)$$

Рассчитаем активные сопротивления трансформаторов:

$$r_9 = r_{10} = r_{11} = r_{12} = \Delta P_K \frac{S_\delta}{S_H^2} = 0,5 \cdot \frac{150}{160^2} = 0,003, \quad (4.29)$$

Рассчитаем активное сопротивление линий:

$$r_{13} = r_{14} = r_{15} = r_{16} = r_{yo} l \frac{S_\delta}{U_{61}^2} = 0,096 \cdot 156 \cdot \frac{150}{230^2} = 0,042, \quad (4.30)$$

Рассчитаем активное сопротивление системы:

$$r_{17} = \frac{x_{13}}{20} = \frac{1,0}{20} = 0,05, \quad (4.31)$$

4.9.1 Расчет тока КЗ на выводах генератора

Расчет начального значения периодической составляющей

Свернем схему относительно точки К1:

$$x_{18} = \frac{x_{13}}{4} = \frac{0,19}{4} = 0,047$$

$$x_{19} = x_{17} + x_{18} = 1,0 + 0,047 = 1,047$$

$$x_{20} = \frac{x_1}{2} = \frac{0,51}{2} = 0,255$$

$$x_{21} = x_{20} + x_9 = 0,255 + 0,098 = 0,353$$

$$x_{22} = \frac{x_{21}}{3} = \frac{0,353}{3} = 0,118$$

$$E_{\phi 1} = E_1 = 1,15$$

Произведенные преобразования соответствуют схеме, приведенной на рисунке 4.5.

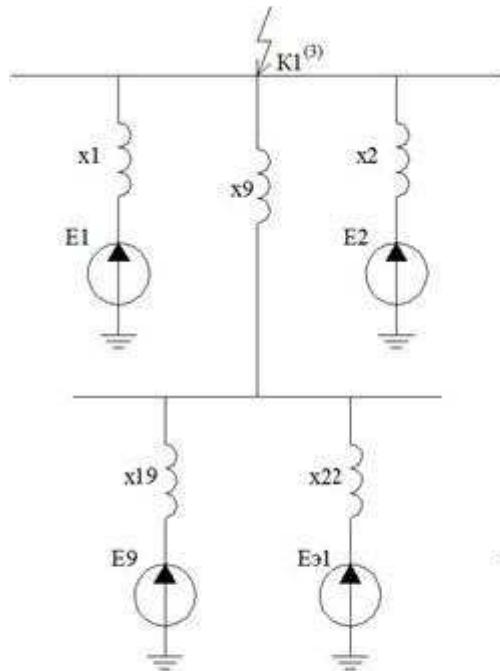


Рисунок 4.5 – Эквивалентная схема к расчету тока 3-фазного КЗ

$$x_{23} = x_{19} \parallel x_{22} = \frac{1,047 \cdot 0,118}{1,047 + 0,118} = 0,106$$

$$x_{24} = x_{23} + x_9 = 0,106 + 0,098 = 0,204$$

Найдем эквивалентные ЭДС:

$$E_{\phi 2} = \frac{E_9 \cdot x_{22} + E_{\phi 1} \cdot x_{19}}{x_{22} + x_{19}} = \frac{1,0 \cdot 0,118 + 1,15 \cdot 1,047}{0,118 + 1,047} = 1,13$$

$$E_{\phi 3} = E_1 = 1,15$$

Найдем суммарное сопротивление схемы до точки КЗ:

$$x_{25} = \frac{x_1}{2} = \frac{0,51}{2} = 0,255$$

$$x_{\sum} = x_{24} \parallel x_{25} = \frac{0,204 \cdot 0,255}{0,204 + 0,255} = 0,11$$

Найдем суммарную ЭДС схемы:

$$E_{\sum} = \frac{E_{\vartheta_2} \cdot x_{25} + E_{\vartheta_3} \cdot x_{24}}{x_{25} + x_{24}} = \frac{1,13 \cdot 0,255 + 1,15 \cdot 0,204}{0,255 + 0,204} = 1,138$$

Начальное значение периодической составляющей тока 3-фазного КЗ, в относительных единицах:

$$I_{\Pi,0^*}^{(3)} = \frac{E_{\sum}}{x_{\sum}} = \frac{1,138}{0,11} = 10,34, \quad (4.32)$$

В именованных единицах:

$$I_{\Pi,0}^{(3)} = I_{\Pi,0^*}^{(3)} \cdot I_{\delta 2} = 10,34 \cdot 8,24 = 85,2 \text{ кА}, \quad (4.33)$$

Расчет ударного тока

Схема с активными сопротивлениями будет иметь тот же вид, что и схема с индуктивными сопротивлениями (рисунок 4.4), поэтому свернем ее относительно точки К1 аналогично:

$$r_{18} = \frac{r_{13}}{4} = \frac{0,042}{4} = 0,0105$$

$$r_{19} = r_{18} + r_{17} = 0,0105 + 0,05 = 0,0605$$

$$r_{20} = \frac{r_I}{2} = \frac{0,0255}{2} = 0,012$$

$$r_{21} = r_{20} + r_9 = 0,012 + 0,003 = 0,015$$

$$r_{22} = \frac{r_{20}}{3} = \frac{0,012}{3} = 0,004$$

$$r_{23} = r_{19} \parallel r_{22} = \frac{0,0605 \cdot 0,004}{0,0605 + 0,004} = 0,00375$$

$$r_{24} = r_{23} + r_9 = 0,00375 + 0,003 = 0,00675$$

Найдем суммарное сопротивление схемы до точки КЗ:

$$r_{25} = \frac{r_1}{2} = \frac{0,0255}{2} = 0,012$$

$$r_{\Sigma} = r_{24} \parallel r_{25} = \frac{0,00675 \cdot 0,012}{0,00675 + 0,012} = 0,00432$$

Найдем эквивалентную постоянную времени цепи:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega r_{\Sigma}} = \frac{0,11}{314,16 \cdot 0,00432} = 0,081 \text{ с}, \quad (4.34)$$

где $\omega = 314,16$ рад/с – круговая частота тока в сети.

Рассчитаем ударный ток:

$$I_{yo^*}^{(3)} = \sqrt{2} I_{II,0}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot 85,2 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,081}} \right) = 106,5 \text{ кА}, \quad (4.35)$$

4.9.2 Расчет токов КЗ на сборных шинах РУ

Расчет 3-фазного тока КЗ на сборных шинах

Для определения тока КЗ на сборных шинах распределительного устройства, необходимо свернуть схему замещения относительно точки К2:

$$x_{18} = \frac{x_1}{2} = \frac{0,51}{2} = 0,255$$

$$x_{19} = x_1 + x_9 = 0,255 + 0,098 = 0,353$$

$$x_{20} = \frac{x_{19}}{4} = \frac{0,353}{4} = 0,088$$

$$x_{21} = \frac{x_{13}}{4} + x_{17} = \frac{0,19}{4} + 1,0 = 1,047$$

Суммарное индуктивное сопротивление схемы до точки К2:

$$x_{\sum} = x_{20} \parallel x_{21} = \frac{0,088 \cdot 1,047}{0,088 + 1,047} = 0,081$$

Суммарная ЭДС цепи:

$$E_{\sum} = \frac{E_1 \cdot x_{21} + E_9 \cdot x_{20}}{x_{21} + x_{20}} = \frac{1,15 \cdot 1,047 + 1,0 \cdot 0,088}{1,047 + 0,088} = 1,138$$

Начальное значение периодической составляющей 3-фазного тока КЗ на сборных шинах РУ, в относительных единицах:

$$I_{\pi,0^*}^{(3)} = \frac{E_{\sum}}{x_{\sum}} = \frac{1,138}{0,081} = 14,05$$

В именованных единицах:

$$I_{\pi,0}^{(3)} = I_{\pi,0^*}^{(3)} \cdot I_{\delta 1} = 14,05 \cdot 0,376 = 5,3 \text{ кА}$$

Расчет тока 1-фазного КЗ на сборных шинах

Для расчета тока 1-фазного КЗ необходимо составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Схема замещения прямой последовательности идентична схеме, приведенной на рисунке 4. Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности.

Параметры схемы прямой последовательности были рассчитаны в п.4.4.1:

$$x_{1,\text{сумм.}} = 0,081$$

$$E_{\sum} = 1,138$$

Параметры схемы обратной последовательности при практических расчетах принимают равными параметрам схемы прямой последовательности:

$$x_{2,\text{сумм.}} = x_{1,\text{сумм.}} = 0,081$$

Схема замещения нулевой последовательности показана на рисунке 4.6.

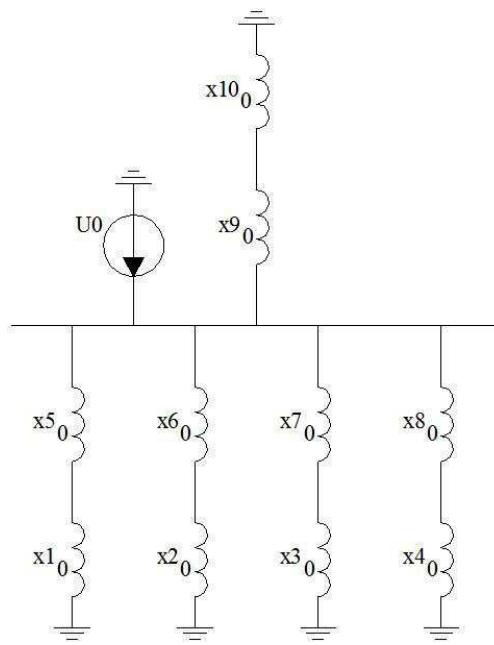


Рисунок 4.6 – Схема замещения нулевой последовательности

Рассчитаем параметры схемы нулевой последовательности:

Сопротивления обмоток трансформаторов принимаются такими же, как и в случае прямой последовательности:

$$x_{10} = x_{20} = x_{30} = x_{40} = x_1 = 0,51$$

Сопротивления нейтралей трансформаторов равны нулю:

$$x_{50} = x_{60} = x_{70} = x_{80} = 0$$

Эквивалентное сопротивление линий:

$$x_{90} = \frac{1}{4} x_{0,y} l \frac{S_{\delta}}{U_{\delta l}^2} = \frac{1}{4} \cdot 1,26 \cdot 156 \cdot \frac{150}{230^2} = 0,139$$

Свернем схему нулевой последовательности относительно точки К2:

$$x_{110} = \frac{x_{10}}{4} = \frac{0,51}{4} = 0,1275$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности:

$$x_{0,cym.m.} = \frac{x_{110} \cdot x_{90}}{x_{110} + x_{90}} = \frac{0,1275 \cdot 0,139}{0,1275 + 0,139} = 0,066$$

Рассчитаем начальное значение периодической составляющей тока 1-фазного КЗ, в относительных единицах:

$$I_{\Pi,0*}^{(1)} = 3 \frac{E_{\Sigma}}{x_{1,c,cy} + x_{2,c,cy} + x_{0,c,cy}} = 3 \cdot \frac{1,138}{0,081 + 0,081 + 0,066} = 14,97, \quad (4.36)$$

В именованных единицах:

$$I_{\Pi,0}^{(1)} = I_{\Pi,0*}^{(1)} \cdot I_{\delta 1} = 14,97 \cdot 0,376 = 5,63 \text{ кА}, \quad (4.37)$$

4.10 Итог расчета токов КЗ

Результаты расчета токов КЗ были сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчета ТКЗ

Точка КЗ	Ток КЗ	Значение, кА
K1	$I_{\Pi,0}^{(3)}$	85,2
K1	$I_{уд}^{(3)}$	106,5
K2	$I_{\Pi,0}^{(3)}$	5,3
K2	$I_{\Pi,0}^{(1)}$	5,63

4.11 Выбор электрических аппаратов

При выборе электрических и коммутационных аппаратов необходимо обеспечить требования их термической и электродинамической стойкости.

4.11.1 Выбор генераторного выключателя

Генераторный выключатель предназначен для отключения тока короткого замыкания на выводах генератора, поэтому необходимо выбрать соответствующий выключатель.

Определим критерии выбора генераторного выключателя:

Номинальный ток генератора:

$$I_{H,G} = \frac{S_{H,G}}{\sqrt{3}U_{H,G}} = \frac{64,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,557 \text{ кА} = 3557 \text{ А}, \quad (4.38)$$

Максимальный рабочий ток генератора:

$$I_{\max,\Gamma} = 1,05 \cdot I_{H,\Gamma} = 1,05 \cdot 3557 = 3734,85 \text{ A}, \quad (4.39)$$

По условиям обеспечения нормального режима работы выключателя при перегрузке генератора, отключения ТКЗ при КЗ на выводах генератора, а также по условиям обеспечения термической и электродинамической стойкости, был подобран элегазовый выключатель ВГГ-20-90/6300, входящий в состав генераторного комплекса КАГ-20 производства «Электроаппарат». Технические характеристики выключателя ВГГ-20 представлены в таблице 4.7, схема комплекса КАГ-20 представлена на рисунке 4.7, компоновка комплекса представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.7 – Технические характеристики выключателя ВГГ-20/90-6300

Параметр	Значение
U_H , кВ	20
I_H , А	6300
$I_{H,откл}$, кА	90
$I_{e,cm}$, кА	230
$I_{t,cm}$, кА	90
β_H , %	90

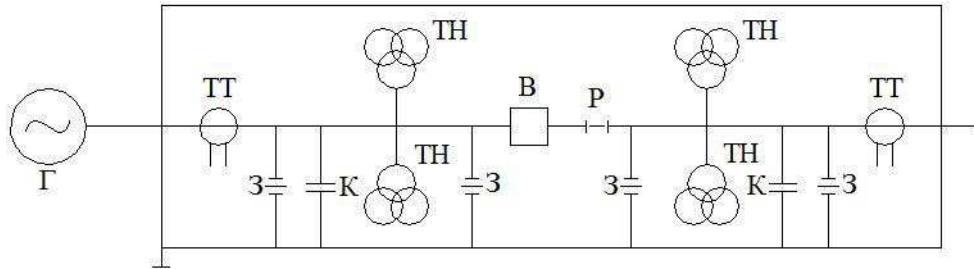


Рисунок 4.7 – Схема генераторного комплекса КАГ-20

Таблица 4.8 – Комплектация генераторного комплекса КАГ-20

Аппарат	Обозначение на схеме	Маркировка
Трансформатор тока	ТТ	ТТЭ-30-250/5А
Трансформатор напряжения	TH	ДНЕЭ220
Разъединитель	Р	РВР-20/6300
Заземлитель	З	ЗР-24У3

Характеристики трансформаторов тока и напряжения, входящих в генераторный комплекс КАГ-20, представлены в таблицах 4.9 и 4.10 соответственно.

Таблица 4.9 – Характеристики трансформатора тока ТШЛ-20-1

Параметр	Значение
$U_{H,1}$, кВ	20
$U_{H,2}$, В	225
$I_{H,1}$, А	6000
$I_{H,2}$, А	5
$I_{e,cm}$, кА	190
$I_{t,cm}$, кА	120

Таблица 4.10 – Характеристики трансформатора напряжения НИОЛ-20

Параметр	Значение
$U_{max,1}$, кВ	24
$U_{H,1}$, кВ	20
$U_{H,2}$, В	100
KT	3
S_H , ВА	600

4.11.2 Проверка генераторного выключателя на содержание апериодической составляющей тока КЗ

Как видно из таблиц с характеристиками оборудования, генераторный комплекс КАГ-20 подходит по условиям нормального режима работы, а также обеспечивается термическая и электродинамическая стойкость, однако для окончательного выбора необходимо выполнить проверку на содержание апериодической составляющей тока КЗ.

Используя данные, полученные при расчетах в п.4.3, определим значение апериодической составляющей тока короткого замыкания при КЗ в точке К1:

$$I_{a,0} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi,0} e^{-\frac{0,01}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 85,2 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,081}} = 106,5 \text{ кА}, \quad (4.40)$$

Используя данные производителя, рассчитаем допустимое значение апериодической составляющей:

$$I_{a,don} = \frac{\sqrt{2} \beta_H \% \cdot I_{H,omkl}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 90 \cdot 90}{100} = 114,4 \text{ кА}, \quad (4.41)$$

Как видно, расчетное значение апериодической составляющей не превышает допустимого, следовательно, генераторный комплекс КАГ-20 соответствует всем требованиям.

4.11.3 Выбор ячеек КРУЭ

В качестве КРУЭ 220кВ был выбран ЯГГ-220 производства «Электроаппарат». КРУЭ поставляется производителем в виде готовых модулей, из которых производится сборка распределительного устройства. Характеристики ячеек ЯГГ-220 приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Характеристики ЯГГ-220

Параметр	Значение
U_H , кВ	220
U_{max} , кВ	252
$I_{H\text{ яч}}$, А	3150
$I_{H\text{ си}}$, А	4000
$I_{H,\text{откл}}$, кА	50
$I_{e,cm}$, кА	125

Как видно из таблицы 4.11, отключающая способность выключателя данного КРУЭ позволяет его использовать. Так как ЯГГ-220 поставляется в виде готовых сборочных модулей, все остальные элементы КРУЭ также подходят по условию термической стойкости.

5 Релейная защита

Силовое электрооборудование электростанций должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах
 - Поперечная дифференциальная защита генератора
 - 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
 - Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения
 - Защита от понижения частоты на холостом ходу генератора

На силовом трансформаторе блока:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности)
 - Защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов (КИВ)
 - Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220кВ
 - Резервная максимальная токовая защита
 - Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока
 - Защита от потери охлаждения

- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока
- Реле тока охлаждения трансформатора блока

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

-Резервные защиты:

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

5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

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

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

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

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

5.3 Расчет номинальных токов

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

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{64,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3558 \text{ A}, \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{ cx}}}{K_{\text{ TT}}} = \frac{3558 \cdot 1}{4000/5} = 4,4 \text{ A}, \quad (5.2)$$

Номинальный ток ротора на вторичной обмотке ТТ:

$$I_{\text{рот}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном рот}} U_{\text{нн}} K_{\text{ cx}}}{1,2255 U_{\text{вн}} K_{\text{ TT вн}}} = \frac{1200 \cdot 400 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10500 \cdot \frac{40}{5}} = 4,6 \text{ A}, \quad (5.3)$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{ном}} = 3560 \text{ A}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{TT}} = \text{A}$.

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

$$I_{\text{НБ(H)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3560 = 178 \text{ A}, \quad (5.4)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{HB(H)} = 2 \cdot 178 = 356 \text{ A}, \quad (5.5)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3560 = 534 \text{ A}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{HB(KZ)} = K_{AP} \cdot f_i \cdot K_{ODN} \cdot I_{MAX}, \quad (5.6)$$

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

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

$K_{ODN} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

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

$$I_{MAX} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H, \quad (5.7)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.6):

$$I_{HB(KZ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,15}{0,22} \cdot 3560 = 1860,9 \text{ A}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{HB(KZ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.8)$$

$$K_T > \frac{1860,9 \cdot 2}{18609} = 0,2,$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{HT}} = \frac{I_{\text{*CP}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.9)$$

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

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

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

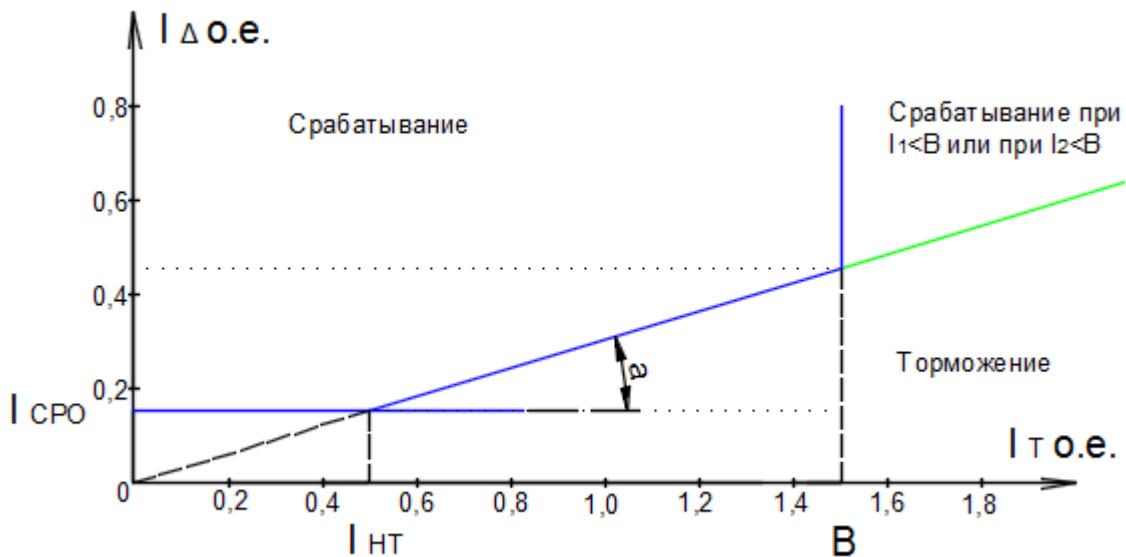


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 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.

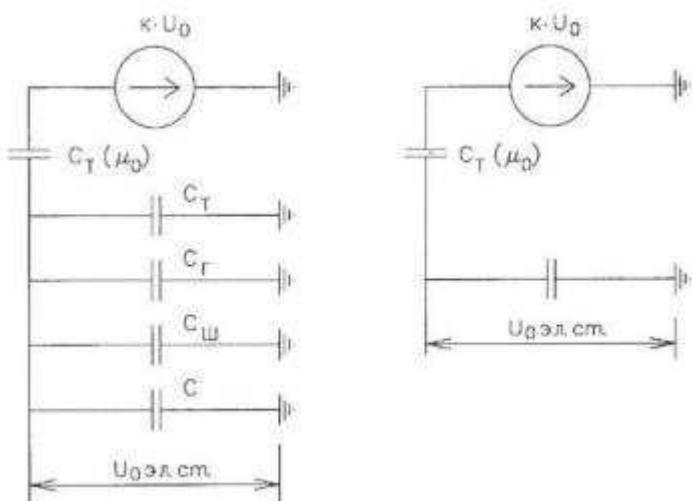


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

C_F – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{ш}$ – емкость шинопровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{ш}} + C_{\Gamma(T)} + C_{\Gamma(\Gamma)}, \quad (5.11)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,26 = 0,975 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

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

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

$C_T(\mu_0)$ – 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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}, \quad (5.13)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 5,5 \text{ кА}, \quad (5.14)$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,009}{0,009+0,975} = 202,4 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{TH}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}, \quad (5.15)$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 202,4}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{CP} \geq 5,3,$$

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 0,5 с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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 :

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,1+2} = 0,3 \text{ о. е.}, \quad (5.16)$$

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.

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}, \quad (5.17)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.18)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ, принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_{\text{H}}$.

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

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

Зашита 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.

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\text{H}}}, \quad (5.19)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.20)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Зашита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$; $I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{H}}$.

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22, \quad (5.21)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,18, \quad (5.22)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H, \quad (5.23)$$

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:

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.24)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}$$

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.

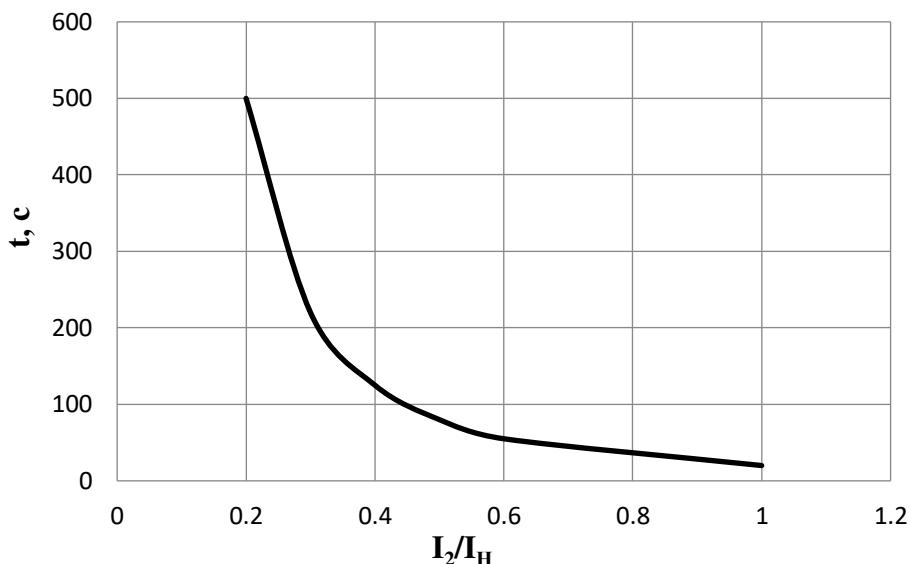


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем: t мин. = 20 с, t 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 ($I_{2\text{OTC}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

- А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_q}, \quad (5.25)$$

$$I_{2(BH)}^{(2)} = \frac{1}{2X_d'' + 2X_T} = \frac{1}{2 \cdot 0,22 \cdot \left(\frac{220}{10,5}\right)^2 + 2 \cdot 0,098} = 0,0052 \text{ о.е.}, \quad (5.26)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 X_T – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$I_2^{(2)} = 2I_{2(BH)}^{(2)} \cdot k_T = 2 \cdot 0,0052 \cdot \frac{220}{10,5} = 0,22 \text{ о.е.}, \quad (5.27)$$

$$I_{2C.3.} \leq \frac{0,22}{1,2}; I_{2C.3.} \leq 0,32I_{\text{ном}}, \quad (5.28)$$

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

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_q}, \quad (5.29)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{МИН}(BH)}^{(2)} = \frac{1}{2X_d'' + 2X_T + 2X_L} = \frac{1}{2 \cdot 0,22 \cdot \left(\frac{220}{10,5}\right)^2 + 2 \cdot 0,098 + 67,08 \cdot \frac{160}{220^2}} = 0,0051 \text{ о.е.}, \quad (5.30)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = 2I_{2\text{МИН}(BH)}^{(2)} \cdot k_T = 2 \cdot 0,0051 \cdot \frac{220}{10,5} = 0,21 \text{ о.е.}, \quad (5.31)$$

$$I_{2C.3.} \leq \frac{0,21}{1,2}; I_{2C.3.} \leq 0,31I_{\text{ном}}, \quad (5.32)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{Сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.33)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.34)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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	2,2	2,2
Длительность перегрузки (с)	длит.	250	180	160	120	90	72	45	20	1

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

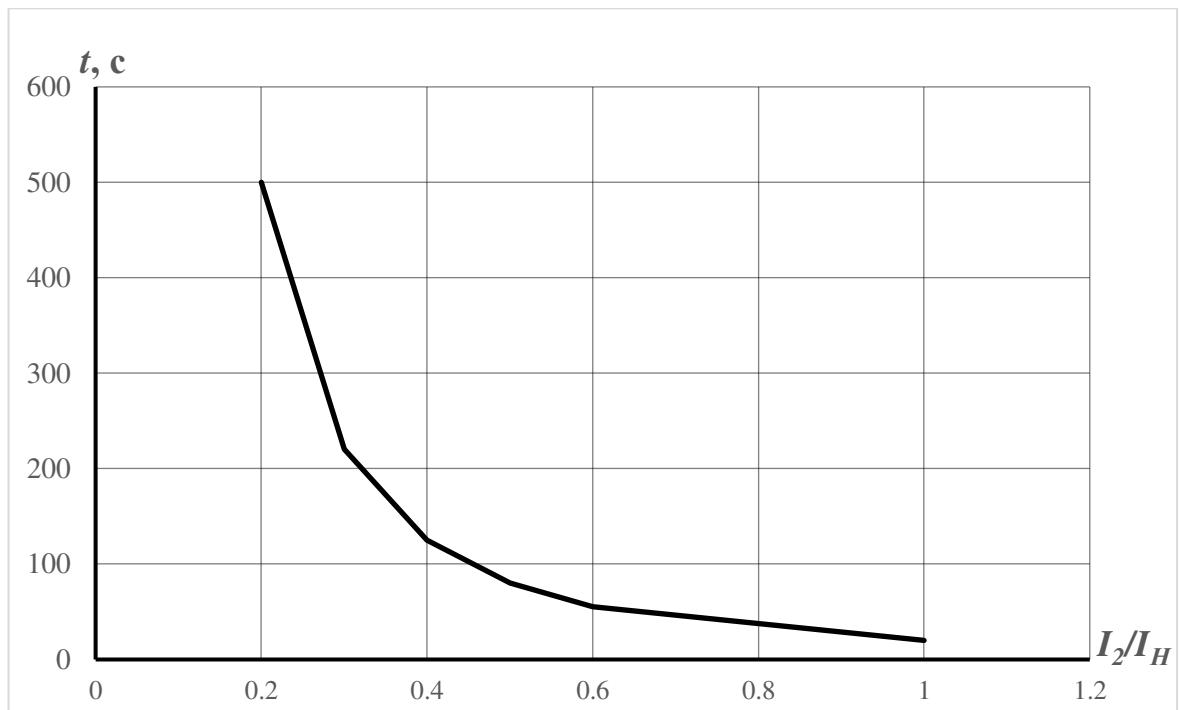


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10\text{TC}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.35)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_\Gamma <$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В}, \quad (5.36)$$

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

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

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 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:

a) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Майской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 34,7 + \frac{0,8}{4} \cdot 67,08 = 41,18 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 230^2}{160} = 34,7 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{64,7}{160} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{64,7}{230^2} \cdot 67,08 = 0,05,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{o.e.}} \cdot Z_6 = 0,05 \cdot 1,7 = 0,085 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{H\Gamma}} = \frac{10,5^2}{64,7} = 1,7.$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,085 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,97 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,0 \text{ Ом}$.

3) 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, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3560} = 1,7 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ.}}} \cdot x_d}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1200 - 0,95}{570}}{0,93} = 3,5 \text{ А}, \quad (5.41)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} \cdot Z_6 = \frac{0,95 \cdot 1}{3,5} \cdot 1,7 = 0,46 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 3,5} = 0,26, \quad (5.43)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 75^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,46}{1,1} = 0,42 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{CP3II}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,42 \cdot 6000 / 5}{10500 / 100} = 4,8 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,8 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,0102 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,0504 \text{ Ом}$.

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

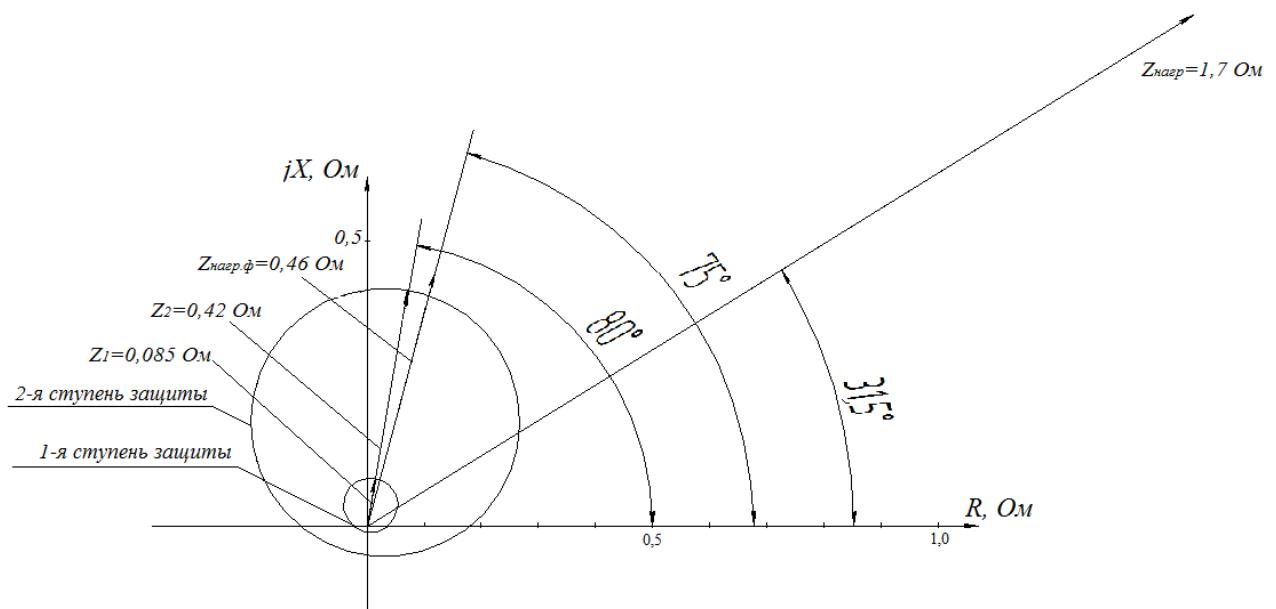


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_P \text{ СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 1200}{0,98} = 1285,7 \text{ A}, \quad (5.46)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = \frac{1,2 \cdot 1200}{0,98} = 1469,4 \text{ A}, \quad (5.47)$$

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

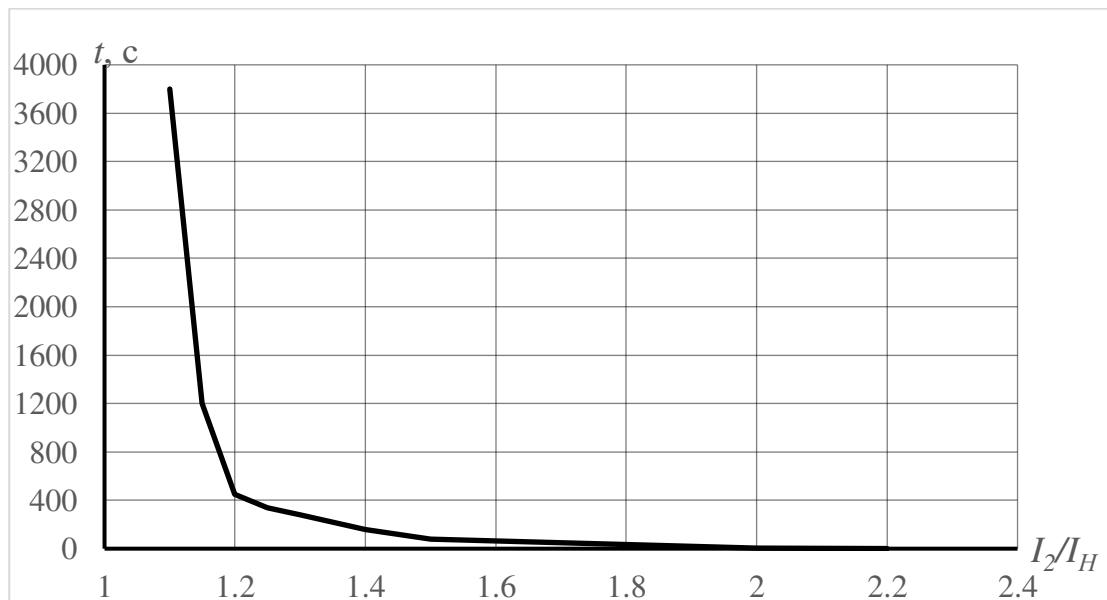


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = \frac{2,15 \cdot 1200}{0,98} = 2632,6 \text{ A}, \quad (5.48)$$

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

Матрица отключений представлена в приложении Г, таблица Г.1. Уставки срабатывания защит приведены в приложении Г, таблица Г.2.

6 Состав сооружений гидроузла

6.1 Определение типа плотины

При коэффициенте створности:

$$\frac{l}{h} = \frac{l}{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}} = \frac{1212,6}{234,2 - 194,2} = 30,3 \text{ м}, 30,3 \geq 10,$$

согласно [21] необходимо проектировать бетонную гравитационную плотину.

Так как створ широкий, то в состав гидроузла войдут: станционная (бетонная), водосливная (бетонная), глухие право- и левобережная плотины.

6.2 Определение класса ГТС

- Плотины высотой 40м ($\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 234,2 - 194,2 = 40\text{м}$) на скальном основании относятся к III классу;
- В зависимости от условий эксплуатации и назначения ($N_{\text{уст}} = 440 \text{ МВт}$) – ко II классу;
- В зависимости от возможных гидродинамических аварий – III класс (население Аяно-Майского района 1974 чел).

Класс сооружений гидроузла принимается – II.

Для ГТС II класса:

Максимальный расчетный расход для основного расчетного случая:

$$Q_{\text{max.расч}} = Q_{\text{max1\%}} = 7533 \text{ м}^3/\text{с}, \text{глубина воды в нижнем бьефе } h_{HB} = 4,6\text{м.}$$

Максимальный расчетный расход для поверочного расчетного случая:

$$Q_{\text{max.пов}} = Q_{\text{max0,1\%}} = 9106 \text{ м}^3/\text{с}, \text{глубина воды в нижнем бьефе } h_{HB} = 4,73\text{м.}$$

6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

6.3.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

Отметка гребня грунтовой плотины вычисляется по формуле:

$$\nabla \Gamma \text{ГП} = \nabla \text{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

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

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

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн расчётной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимается равным 0,6 для II класса сооружений.

Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 2,01 \cdot 10^{-6} \frac{19^2 \cdot 4000}{9,81 \cdot 20} = 0,014 \text{ м} \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, определяется по СНиП [22, Приложение Б]:

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 19) \cdot 10^{-7} = 2,01 \cdot 10^{-6}, \quad (6.4)$$

где $V_w = 19$ м/с – расчётная скорость ветра 2% обеспеченности для основного сочетания нагрузок и воздействий;

L – длина разгона волны, м;

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

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, определяется:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{234,2 - 194,2}{2} = 20 \text{ м} \quad (6.5)$$

Высота волны 1% обеспеченности для основного сочетания нагрузок и воздействий:

1. Вычисляются безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 4000}{19^2} = 108,7; \quad \frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{19} = 11152,4$$

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

2. Из графика [22, Приложение 1, рис. 1] 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 $\frac{gt}{V_w}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$:

Для $\frac{gL}{V_w^2} = 108,7$: параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,018$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,6$

Для $\frac{gt}{V_w} = 11152,4$: параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,085$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,2$.

Затем используются меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,018$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,6$ для вычисления среднего периода волны \bar{T} (с) и средней высоты волны \bar{h} (м).

$$\bar{T} = \frac{1,6 \cdot 19}{9,81} = 3,1 \text{ с}; \bar{h} = \frac{0,018 \cdot 19^2}{9,81} = 0,66 \text{ м}$$

3. Средняя длина волны вычисляется по формуле:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{g\bar{T}}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,1^2}{2 \cdot 3,14} = 15 \text{ м} \quad (6.6)$$

4. Проверка условия глубоководности $d > 0,5\lambda_d$:

$$20 \text{ м} > (0,5 \cdot 15) \text{ м}$$

$$20 \text{ м} > 7,5 \text{ м}$$

Условие выполняется, следовательно, зона глубоководная

5. Высота волны 1% обеспеченности определяется по формуле:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,66 \cdot 2,19 = 1,44 \text{ м} \quad (6.7)$$

где $K_i = 2,19$ – коэффициент, определяемый по графику [22, Приложение 1, рис.2].

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

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,75 \cdot 1,44 = 3,2 \text{ м}, \quad (6.8)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса (при укреплении верхового откоса бетонными плитами $k_r = 1, k_p = 0,9$) [22];

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент (при скорости ветра 19 м/с и $\operatorname{ctg} \varphi = 1,8$) [22];

k_{run} – коэффициент, принимаемый в зависимости от пологости волны $h_{1\%}$ на глубокой воде [22].

6. Отметка гребня грунтовой плотины для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 3,2 + 0,014 + 0,6 = 3,8 \text{ м} \quad (6.9)$$

$$\nabla \Gamma \Gamma \Pi = \nabla HPU + h_s = 234,2 + 3,8 = 238 \text{ м.} \quad (6.10)$$

6.3.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметка гребня определяется по формуле:

$$\nabla \Gamma \Pi = \nabla HPU + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.11)$$

$$\nabla \Gamma \Pi = 234,2 + 1,44 + 0,014 + 0,6 = 236,3 \text{ м}$$

6.4 Гидравлические расчеты

6.4.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая Q_p , при котором пропуск максимального расчетного расхода обеспечивается, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии $\Gamma \Pi - Q_{\Gamma \Pi}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

$$(n - 2) = (8 - 2) = 6, \text{ при числе агрегатов } \Gamma \Pi 7-12.$$

$$Q_p = Q_{max.расч.осн.} - Q_{\Gamma \Pi} = 7533 - 6 \cdot 203 = 6315 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.12)$$

где $Q_{max.расч.осн.} = 7533 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем и вероятностью превышения, соответствующей классу сооружения;

n – число гидроагрегатов $\Gamma \Pi$.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_e} = \frac{6315}{40,25} = 156,9 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где q_e – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_e = 1,25 q_p = 1,25 \cdot 32,2 = 40,25 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где q_p – удельный расход на рисберме, определяемый по формуле:

$$q_p = [\nu_h] \cdot h_{HB} = 7 \cdot 4,6 = 32,2 \text{ м}^2 / \text{с}, \quad (6.15)$$

где $[\nu_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скальных – более 5 м/с;

$h_{HB} = 4,6 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla HB = f(Q_{HB})$ при $Q_{\max, \text{расч}} = 7533 \text{ м}^3 / \text{с}$.

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому принимается $n = 10$ количество пролетов по 16 метров.

При расчетном количестве пролетов больше 6, необходимо добавить еще один пролет. Таким образом $n = 11$, $b = 16 \text{ м}$. При этом, пропуск расчетного расхода воды для основного расчетного случая должен обеспечиваться, как правило, при НПУ без учета дополнительного пролета, т.е. через водосливной фронт В.

Окончательная ширина водосливного фронта с учетом дополнительного пролета $B = B' + b = 160 + 16 = 176 \text{ м}$.

6.4.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6315}{0,49 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,92 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимается $= 0,49$.

Напор на гребне водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B' \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6315}{0,49 \cdot 0,959 \cdot 1 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,11 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где σ_n – коэффициент подтопления [24, раздел 6-3] ($\sigma_n = 1$);

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (10-1) \cdot 0,45}{10} \cdot \frac{6,92}{16} = 0,959, \quad (6.18)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролётов;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка[24, таблица 6-8, 6-9], принимается 0,45.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,11 - \frac{1,1 \cdot 0,738^2}{2 \cdot 9,81} = 7,1 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где

$$V_0 = \frac{Q_p}{[(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot (B + (n-1)\delta_b)]}, \quad (6.20)$$

где δ_b – толщина быка[25, Рис. 7.30];

B – ширина водосбросного фронта с учетом дополнительного пролета.

$$V_0 = \frac{6315}{[(234,2 - 194,2)(176 + (11-1) \cdot 3,8)]} = 0,738 \text{ м/с}$$

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, $H_{ct} = 8,0 \text{ м}$.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{ct} = 234,2 - 8 = 226,2 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где H_{ct} – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом $H_{ct} = 8,0 \text{ м}$.

6.4.3 Построение профиля водосливной грани

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова [24, таблица 6-12].

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчивается по дуге радиусом R , который при любой высоте плотины определяется по формуле:

$$R = (0,2 \div 0,5)(P_B + H), \quad (6.22)$$

$$R = 0,205 \cdot (32 + 8) = 8,2 \text{ м}$$

где P_B – высота водосливной плотины, определяется по формуле:

$$P_B = \nabla GB - \nabla Dna = 226,2 - 194,2 = 32 \text{ м}, \quad (6.23)$$

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную.

Отметка верха быка вычисляется по формуле:

$$\nabla GB = \nabla GB + 1,6 \cdot H_{ct} = 226,2 + 1,6 \cdot 8 = 239 \text{ м}, \quad (6.24)$$

Отметка гребня плотины принимается наибольшей из ∇GB_P , ∇GG_P и ∇GB :

$$\nabla GP = 239 \text{ м.}$$

Для построения оголовка водосливной плотины типа А воспользуемся значениями приведенными в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ct} = 8,0 \text{ м}$.

x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м
0,8	0,288	8,8	2,568	16,8	10,952	24,8	24,104
1,6	0,056	9,6	3,152	17,6	12,064	25,6	25,656
2,4	0	10,4	3,8	18,4	13,224	26,4	27,24
3,2	0,048	11,2	4,512	19,2	14,52	27,2	28,872
4	0,216	12	5,288	20	15,68	28	30,544
4,8	0,48	12,8	6,112	20,8	16,976	28,8	32,248
5,6	0,8	13,6	6,984	21,6	18,312	29,6	33,992
6,4	1,168	14,4	7,896	22,4	19,696	30,4	35,768
7,2	1,584	15,2	8,864	23,2	21,12	31,2	37,584

По данным таблицы 6.1 строится оголовок водосливной плотины (рис.6.1)

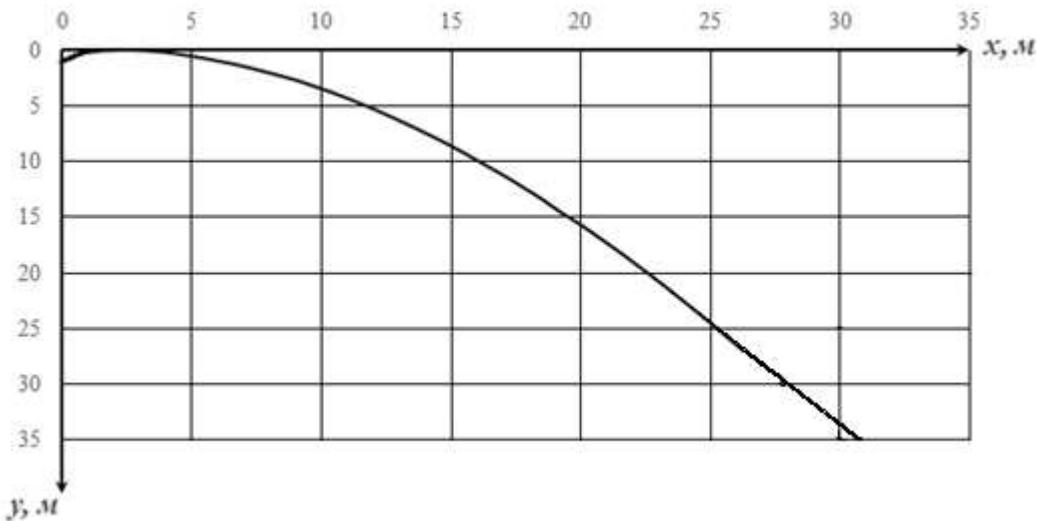


Рисунок 6.1 - Оголовок профиля водосливной плотины типа А

6.4.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

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

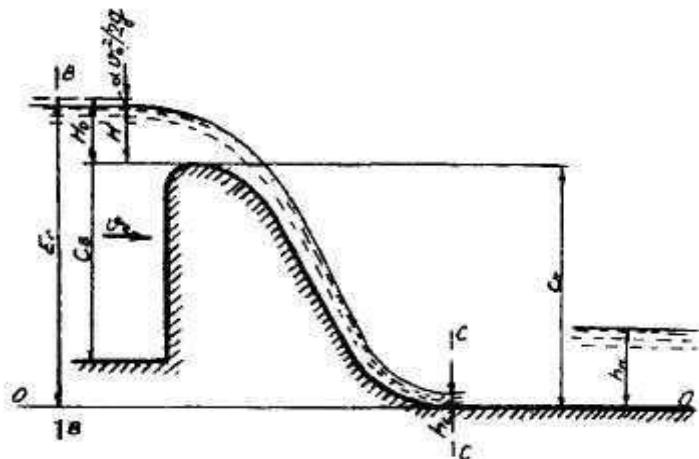


Рисунок 6.2 - Оголовок и сжатое сечение

Критическая глубина потока при полном открытии отверстий:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_6)^2 \cdot 9,81}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 6315^2}{(176+(11-1) \cdot 3,8)^2 \cdot 9,81}} = 4,6 \text{ м}, \quad (6.25)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 234,2 - 194,2 = 40 \text{ м}, \quad (6.26)$$

Сопряженные глубины определяются по формулам [24, формула 9-46]:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 + H_0 - h'_c)}} = \frac{29,5}{0,96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (40 + 8)}} = 1,1 \text{ м}, \quad (6.27)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 + H_0 - h'_c)}} = \frac{29,5}{0,96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (40 + 8 - 1,1)}} = 1,01 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где φ – коэффициент скорости подхода воды, равный 0,9 при большой длине сливной грани [24, табл. 9-10]

$$q_c = \frac{Q_p}{B + (n-1)\delta_6} = \frac{6315}{176 + (11-1) \cdot 3,8} = \frac{6315}{214} = 29,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.30)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{kp}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,01}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,6}{1,01} \right)^3} - 1 \right) = 13,4 \text{ м}, \quad (6.31)$$

Так как $h''_c = 13,4 \text{ м} > h_{HB} = 4,6 \text{ м}$, сопряжение бьефов выполняется по типу отогнанного прыжка. Гашение энергии выполняется способом свободно отброшенной струи.

6.4.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м и относительной шириной створа более 3м, гашение энергии рекомендуется осуществлять способом свободно отброшенной струи.

Высота плотины равна 40 м, а относительная ширина створа 30,3 (п. 6.1).

Отметка носка принимается выше $\nabla_{УНБ}_{Q_{0.01}} = 198,97 \text{ м}$ на 2,03 м:

$$\nabla_{HOC} = 198,97 + 2,03 = 201 \text{ м},$$

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

$$L = k_a Z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha}} + 1 \right), \quad (6.32)$$

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

φ – коэффициент скорости подхода воды, равный 0,98 [24, табл. 9-10]

$$Z_0 = \nabla_{HPU} - \nabla_{DNA} - h_{HB} = 234,2 - 194,2 - 4,6 = 35,4 \text{ м}, \quad (6.33)$$

$$Z_1 = Z_{\text{H}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НОС} = 234,2 - 201 = 33,2 \text{ м}, \quad (6.34)$$

k_a – коэффициент аэрации потока, определяется из условия:

$$\begin{aligned} \text{Fr} < 35, k_a &= 1 \\ \text{Fr} \geq 35, k_a &= 0,8 - 0,9 \end{aligned}$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_{\text{H}}^2}{g \cdot h_{\text{H}}} = \frac{25^2}{9,81 \cdot 1,2} = 53,1, \quad (6.35)$$

где V_{H} - скорость потока воды на носке:

$$V_{\text{H}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_{\text{H}}} = 0,98 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 33,2} = 25 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.36)$$

h_{H} – высота потока воды на носке:

$$h_{\text{H}} = \frac{q}{V_{\text{H}}} = \frac{29,5}{25} = 1,2 \text{ м}, \quad (6.37)$$

где q – удельный расход на водосливе, определяется по формуле:

$$\text{Fr} = 53,1 > 35 \rightarrow \text{коэффициент аэрации потока принимается } k_a = 0,9.$$

Дальность отлета струи:

$$L = 0,9 \cdot 33,2 \cdot 0,98^2 \cdot \sin 60 \left(\sqrt{1 + \left(\frac{35,4}{33,2} - 1 \right) \frac{1}{0,98^2 \cdot \sin^2 30}} + 1 \right) = 52,9 \text{ м}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,5 \cdot Z_0$.

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$0,4 \cdot Z_0 = 0,4 \cdot 35,4 = 14,2 \text{ м};$$

$$L = 52,9 > 0,5 \cdot Z_0 = 14,2 \text{ м};$$

Условие $L > 0,5 \cdot Z_0$ выполнено.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 14 - 4,6 = 9,4 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где $t = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна ямы размыва}$, определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{H}}, \quad (6.39)$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале, принимается $d=1$ м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{53,1}) \cdot \sqrt{53,1} \cdot \sqrt[4]{\frac{4,6}{1}} \cdot 1,2 = 14 \text{ м}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\tan \alpha_1} = 52,9 + \frac{14}{0,668} = 73,9 \text{ м}, \quad (6.40)$$

Где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\tan \alpha_1 = \sqrt{\tan^2 \alpha + \frac{2g(0,5h_{\text{H}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{H}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.41)$$

где a – высота уступа над дном:

$$a = \nabla \text{НОС} - \nabla \text{ДНА} = 201 - 194,2 = 6,8 \text{ м},$$

$$\tan \alpha_1 = \sqrt{\tan^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,2 \cdot \cos 30 + 6,8 - 4,6)}{25^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,668$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна ямы размыва равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{kp}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 4,6 + 3,7 \cdot 9,4 = 46,3 \text{ м}, \quad (6.42)$$

а по дну ямы размыва – $2,5h_{\text{kp}} = 2,5 \cdot 4,6 = 11,5 \text{ м}$.

6.4.7 Проектирование донного водоспуска

Донный водоспуск предназначен для полного или частичного опорожнения водохранилища. Количество водосбросных отверстий назначают в зависимости от числа и размеров секций плотины и величины пропускаемого расхода.

Площадь одного водосбросного отверстия определяется по формуле:

$$\omega_{\text{бо}} = \frac{Q_{\text{расч}}}{\mu\sqrt{2gZ}} = \frac{659,7}{0,8\cdot\sqrt{2\cdot9,81\cdot38,35}} = 30,1 \text{ м}^2; \quad (6.43)$$

где Z – это перепад между бьефами при $Q_{\text{расч}}$;

μ – коэффициент расхода, равный 0,8;

$Q_{\text{расч}}$ – расход, сбрасываемый через отверстие;

Расход, сбрасываемый через отверстие, вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{расч}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{сраб}}} = \frac{10,26 \cdot 10^9}{6 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 60 \cdot 60} = \frac{10,26 \cdot 10^9}{15552000} = 659,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.44)$$

где $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;

$t_{\text{сраб}} = 6$ мес – время сработки.

Z вычисляется по формуле:

$$Z = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{Q_{\text{расч}}} = 234,2 - 195,85 = 38,35 \text{ м}; \quad (6.45)$$

Высота водоспуска равна:

$$h_{\text{бо}} = \frac{\omega_{\text{бо}}}{b} = \frac{30,1}{16} = 1,9 \text{ м}; \quad (6.46)$$

Под донный водоспуск будет запроектирован отдельный пролёт на водосливной плотине для удобства маневрирования глубинными затворами.

6.5 Конструирование плотины

6.5.1 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:

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

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

Высота плотины с учетом выемки слабонесущих грунтов:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 234,2 - 191,2 = 43 \text{ м}; \quad (6.47)$$

где $\nabla_{\text{под}}$ – отметка подошвы определяется как отметка дна с вычетом толщины грунта с низкой несущей способностью:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - h_{\text{гр}} - h_{\text{ск}} = 194,2 - 2 - 1 = 191,2 \text{ м}; \quad (6.48)$$

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

$h_{\text{гр}}$ – толщина удаляемого слоя крупного песка с гравием, $h_{\text{гр}} = 2 \text{ м}$

Ширина подошвы:

$$B = h \cdot 0,75 = 43 \cdot 0,75 = 32,25 \text{ м}; \quad (6.49)$$

6.5.2 Разрезка бетонной плотины швами

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

$$l_c = b + \delta_b = 16 + 3,8 = 19,8 \text{ м}, \quad (6.50)$$

6.5.3 Быки

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

Предварительно толщина неразрезного быка равна 2,8 м, определяется графически [25, Рис. 7.30]. Разрезной бык состоит из двух полубыков, их суммарная толщина обычно на 1÷1,5 м больше неразрезного. Толщина разрезного быка назначается равной $\delta_b = 2,8 + 1 = 3,8 \text{ м}$.

Регулирование стока будет осуществляться плоскими затворами. Тип затвора – сдвоенный плоский, определяется по графику [28, рис.21.11].

Ширина паза рабочего и аварийно-ремонтного затворов принимается равной 0,7 м.

Длина паза принимается равной 1,5 м, толщина быка между пазами принимается равной 2 м, бык выдвигается в сторону верхнего бьефа относительно напорной грани на 2 м.

Размеры разрезного быка показаны на рисунке 6.3.

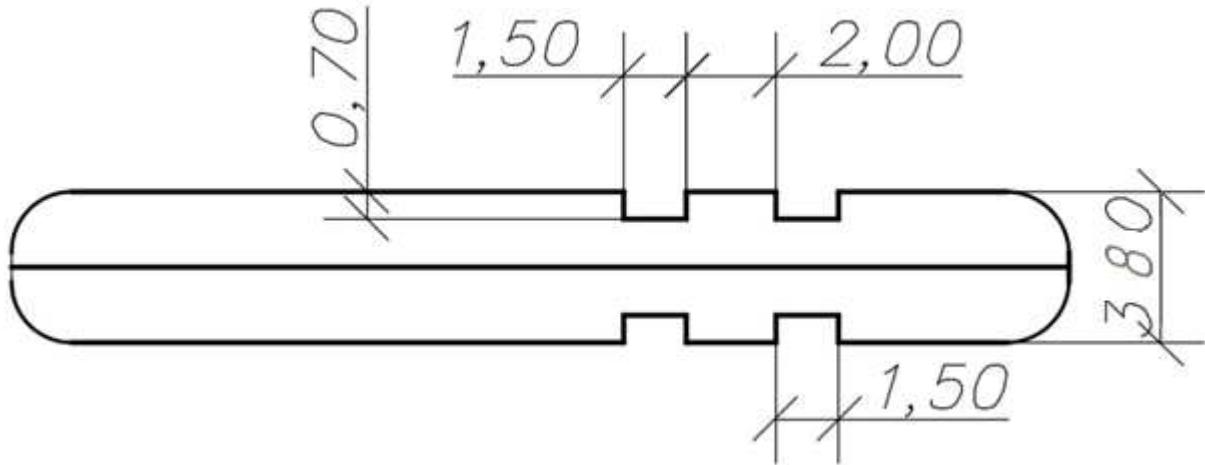


Рисунок 6.3 – Размеры разрезного быка

6.5.4 Устои

Устраивается один разделительный устой, отделяющий водосбросную и станционную плотины. Ширина устоя принимается равной ширине разрезного быка, т.е. $b_{уст} = 3,8$ м. Длина устоя принимается равной 75,6 м.

6.5.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются смотровые продольные и поперечные галереи с шагом 15 м по высоте.

Размеры продольных галерей принимаются:

- Смотровая галерея – 2,0 x 2,5 м;
- Цементационная галерея – 2,5 x 3,0 м.

Смотровые галереи расположены на отметке $\nabla 210,7$ м. Цементационная и дренажная галереи расположены на отметке $\nabla 192,7$ м.

6.5.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается равным 20 см, расстояние между осями скважин 2 м. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа и до стенки продольной галереи должно удовлетворять условию:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{kp,m}}, \quad (6.47)$$

где H_d – напор над расчётным сечением.

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, для II класса ГТС равен 1,2;

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

Для галереи $\nabla 192,7$:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{гал} = 234,2 - 192,7 = 41,5 \text{ м}; \quad (6.51)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до стенки дренажной галереи:

$$a_{dp} = \frac{41,5 \cdot 1,2}{25} = 1,992 \text{ м}; \quad (6.52)$$

Принимается равным 3 м.

Для галереи $\nabla 210,7$:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{гал} = 234,2 - 210,7 = 23,5 \text{ м}; \quad (6.53)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до стенки дренажной галереи:

$$a_{dp} = \frac{23,5 \cdot 1,2}{25} = 1,128 \text{ м}, \quad (6.54)$$

Принимается равным 3 м.

6.6 Основные элементы плотины

6.6.1 Противофильтрационная завеса

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_{\text{зав}} > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}}, \quad (6.55)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, для II класса ГТС равен 1,2;

$J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 25 для удельного водопоглощения скального грунта в завесе, принятым $q_c = 0,05 \text{ л}/(\text{мин} \cdot \text{м}^2)$ [28, таблица 9].

Напор на цементационной завесе, отнесённый к максимальному напору, для ГТС II класса [21] равен:

$$\frac{H_3}{H_{max}} = 0,4, \quad (6.56)$$

отсюда

$$H_3 = 0,4H_{max} = 0,4 \cdot (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\min}), \quad (6.57)$$

$$H_3 = 0,4 \cdot (234,2 - 194,67) = 15,81 \text{ м}$$

$$\nabla\text{УНБ}_{\min} = f(Q_{\text{сах}} = 150 \text{ м}^3/\text{с})$$

Потери напора на завесе равны:

$$\Delta H_3 = H_{max} - H_3 = 39,53 - 15,81 = 23,72 \text{ м}, \quad (6.58)$$

Тогда толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{23,72 \cdot 1,2}{25} > 1,14 \text{ м};$$

Так как обычно ряд цементационных скважин обеспечивает толщину завесы примерно 3м, отсюда, толщина цементационной завесы принимается 3 м. Завеса однорядная. Расстояние между скважинами в ряду составляет 3м.

Глубина цементационной завесы принимается равной:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\min}), \quad (6.59)$$

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot (234,2 - 194,67) = 19,76 \text{ м}$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,1 \div 0,25) \cdot B, \quad (6.60)$$

$$l_3 = 0,1317 \cdot 32,25 = 4,25 \text{ м}$$

6.6.2 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах

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

Напор на дренаже для ГТС II класса равен:

$$\frac{H_{dp}}{H_{max}} = 0,15 , \quad (6.61)$$

Отсюда

$$H_{dp} = 0,15 H_{max} = 0,15 \cdot (\nabla HPU - \nabla UHB_{min}), \quad (6.62)$$

$$H_{dp} = 0,15 \cdot (234,2 - 194,67) = 5,93 \text{ м}$$

Глубина скважин определяется:

$$h_{dp} = (0,5 \div 0,7) h_{zav}, \quad (6.63)$$

$$h_{dp} = 0,5 \cdot 19,76 = 9,88 \text{ м}$$

Расстояние между осями дренажных и цементационных скважин принимается равным 5 м.

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

Сокращённый состав нагрузок определяется при $\nabla HPU = 234,2$ м в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при пропуске санитарного расхода $Q_{сан} = 150 \text{ м}^3/c$ $\nabla UHB_{min} = 194,67$ м. Нагрузки собираются на 1 п.м. длины плотины.

Площади плотины, быка, эпюр действующих нагрузок и плечи действующих сил строятся и вычисляются в программе Compas-3D.

6.7.1 Вес сооружения и затворов

Вес плотины и быка определяются за вычетом объема продольных цементационной и дренажной галерей (Рисунок 6.4).

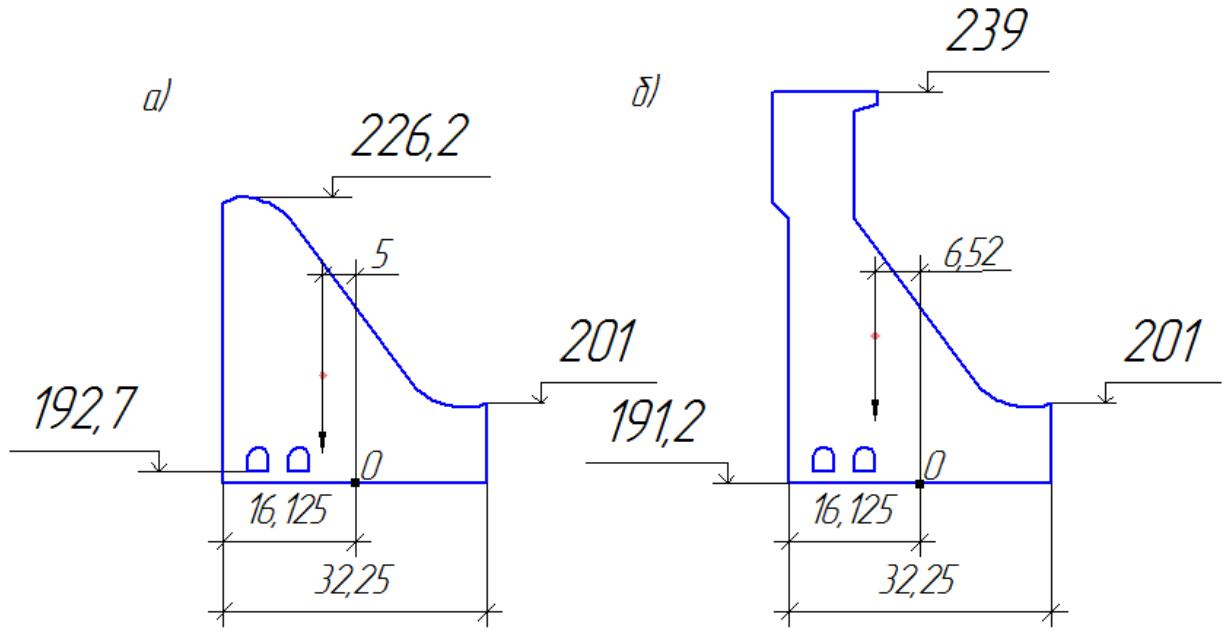


Рисунок 6.4 – Поперечный разрез плотины (а) и быка (б) при определении площади поперечного сечения

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} b g \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{732,74 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{16 + 3,8} = 13801,33 \text{ кН}, \quad (6.64)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины ($S_{\text{пл}} = 732,74 \text{ м}^2$);

b – ширина пролёта;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Плечо силы веса плотины относительно середины подошвы плотины (точка О) равно 5 м.

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_b = \frac{S_b \delta_B g \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{996,6 \cdot 3,8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{16 + 3,8} = 4692,79 \text{ кН}, \quad (6.65)$$

где S_b – это площадь поперечного сечения быка ($S_b = 996,6 \text{ м}^2$).

Плечо силы веса быка относительно середины подошвы плотины (точка О) равно 6,52 м.

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

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g \approx 0,055 \cdot 168 \cdot \sqrt{168} \cdot 9,81 = 1174,9 \text{ кН}, \quad (6.66)$$

где f –площадь затвора, рассчитывается по формуле (5.4):

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_{В} + 0,5)b = (236,2 - 226,2 + 0,5) \cdot 16 = 168 \text{ м}^2, \quad (6.67)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{1174,9}{16+3,8} = 59,34 \text{ кН}, \quad (6.68)$$

Плечо силы веса затвора относительно середины подошвы плотины (точка О) равно 15,38 м.

6.7.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 43^2}{2} = 9069,3 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

где

$$h_1 = \nabla H_{ПУ} - \nabla \text{под} = 234,2 - 191,2 = 43 \text{ м}, \quad (6.70)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 3,47^2}{2} = 59 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

$$\text{где } h_2 = \nabla U_{НБ_{\min}} - \nabla \text{под} = 194,67 - 191,2 = 3,47 \text{ м}, \quad (6.72)$$

Плечо силы гидростатического давления со стороны верхнего бьефа относительно подошвы плотины равно:

$$t_B = \frac{1}{3}h_1 = \frac{1}{3} \cdot 43 = 14,3 \text{ м}, \quad (6.73)$$

Со стороны нижнего бьефа аналогично:

$$t_H = \frac{1}{3}h_2 = \frac{1}{3} \cdot 3,47 = 1,16 \text{ м}, \quad (6.74)$$

6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления определяется по формуле (6.75):

$$W_{B3B} = S_{\text{эп}} \rho g = 111,9 \cdot 1 \cdot 9,81 = 1097,7 \text{ кН}, \quad (6.75)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

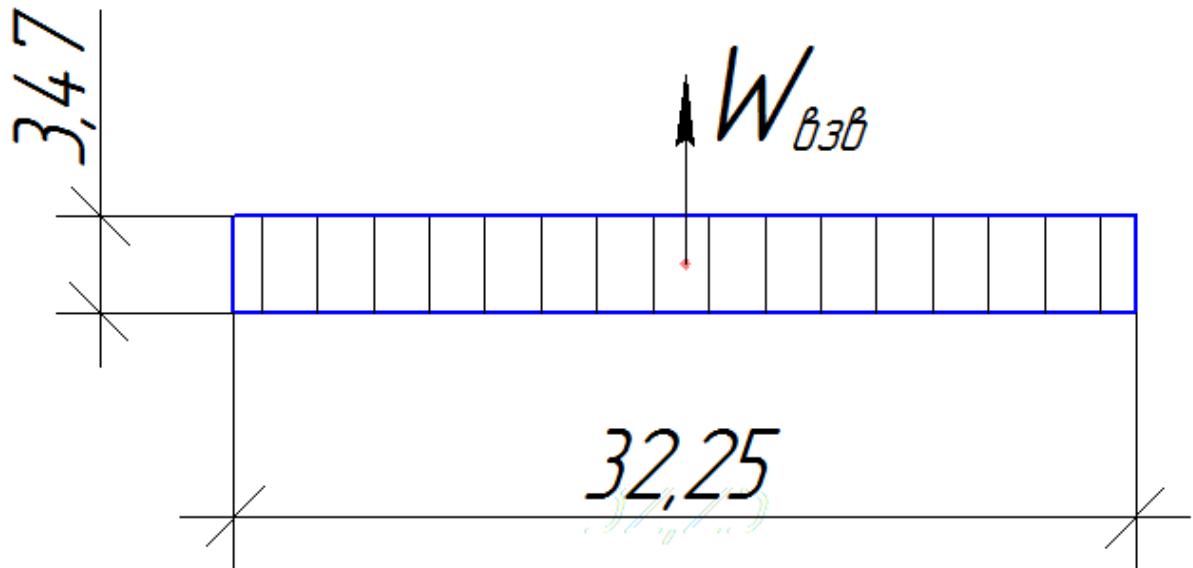


Рисунок 6.5 – Эпюра взвешивающего давления

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

6.7.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с [22].

Напор на цементационной завесе $H_3 = 15,81$ м;

Напор на дренаже: $H_{\text{др}} = 5,93$ м;

Фильтрационное давление, действующее на подошву:

$$W_{\phi} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 265,46 = 2604,16 \text{ кН}, \quad (6.76)$$

где $S_{\text{эп}} = 265,46 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления.

Плечо силы фильтрационного давления относительно середины подошвы плотины (точка О) равно 9 м.

6.7.5 Давление грунта

Грунт, оказывающий давление на основание плотины с верхнего и нижнего бьефа, состоит из слоя песка крупного с гравием, толщиной 2 м, слоя скального грунта – габбро, толщиной 1 м. Также со стороны верхнего бьефа

будут оказывать давление наносы, представляющие собой слой взвешенного в воде суглинка, толщиной 3 м, принесённого с верховьев реки.

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$P_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_H/2), \quad (6.77)$$

$$P_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_H/2) = 12,1 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2(45 - 27/2) = 13,6 \text{ кПа}$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, для суглинка равен $\varphi_H = 27^\circ$;

γ_H рассчитывается по формуле:

$$\gamma_H = \gamma_c - (1 - n_0)\gamma_w = 18 - (1 - 0,4) \cdot 9,81 = 12,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.78)$$

где γ_c – удельный вес суглинка;

n_0 – пористость сухого суглинка;

γ_w – удельный вес воды.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (13,6 \cdot 3)/2 = 20,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.79)$$

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

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_H h_H \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 12,1 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{33}{2} \right) = 7,1 \text{ кПа}, \quad (6.80)$$

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

В точке на нижней границе слоя песка крупного с гравием, толщиной 3 м, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{\text{гр}} = (\gamma_H h_H + \gamma_{\text{гр}}^{B3B} h_{\text{гр}}) \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.81)$$

$$p''_{\text{гр}} = (12,1 \cdot 3 + 11,43 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{33}{2} \right) = 13,9 \text{ кПа}$$

$$\gamma_{\text{гр}}^{B3B} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0)\gamma_w = 18 - (1 - 0,33) \cdot 9,81 = 11,43 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.82)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес песка крупного с гравием;

n_0 – пористость сухого грунта;

γ_w – удельный вес воды.

Боковое давление скального грунта рассчитывается аналогичным образом:

$$p'_{\text{ск}} = (\gamma_h h_h + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{ск}}}{2} \right), \quad (6.83)$$

$$p'_{\text{ск}} = (12,1 \cdot 3 + 11,43 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 12,75 \text{ кПа}$$

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

$$p''_{\text{ск}} = (\gamma_h h_h + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} h_{\text{гр}} + \gamma_{\text{ск}} h_{\text{ск}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{ск}}}{2} \right), \quad (6.85)$$

$$p''_{\text{ск}} = (12,1 \cdot 3 + 11,43 \cdot 2 + 28 \cdot 1) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 19,8 \text{ кПа}$$

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

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

Равнодействующая активного давления грунта:

$$E_{\text{ав}} = \frac{p'_{\text{гр}} + p''_{\text{гр}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} + \frac{p'_{\text{ск}} + p''_{\text{ск}}}{2} \cdot h_{\text{ск}}, \quad (6.86)$$

$$E_{\text{ав}} = \frac{7,1 + 13,9}{2} \cdot 2 + \frac{12,75 + 19,8}{2} \cdot 1 = 37,275 \text{ кН}$$

Плечо силы давления наносов относительно подошвы плотины равно 4 м. Плечо силы активного давления грунта относительно подошвы плотины равно 1,298 м.

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

В точке на нижней границе слоя песка крупного с гравием, толщиной 2 м, давление равняется:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} h_{\text{гр}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.87)$$

$$p'_{\text{гр}} = 11,43 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{33}{2} \right) = 77,54 \text{ кПа}$$

Боковое давление скального грунта рассчитаем аналогичным образом:

$$p'_{\text{ск}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{ВЗВ}} h_{\text{гр}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{ск}}}{2} \right), \quad (6.88)$$

$$p'_{\text{ск}} = 11,43 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 84,36 \text{ кПа}$$

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

$$p''_{\text{ск}} = (\gamma_{\text{гр}}^{\text{ВЗВ}} h_{\text{гр}} + \gamma_{\text{ск}} h_{\text{ск}}) \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{ск}}}{2} \right), \quad (6.89)$$

$$p''_{\text{ск}} = (11,43 \cdot 2 + 28 \cdot 1) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 187,7 \text{ кПа}$$

Равнодействующая пассивного давления грунта:

$$E_{\text{пн}} = \frac{1}{2} \cdot h_{\text{гр}} \cdot p'_{\text{гр}} + \frac{p'_{\text{ск}} + p''_{\text{ск}}}{2} \cdot h_{\text{ск}}, \quad (6.90)$$

$$E_{\text{пн}} = \frac{1}{2} \cdot 2 \cdot 77,54 + \frac{84,36 + 187,7}{2} \cdot 1 = 213,6 \text{ кН}$$

Эпюра активного давления грунта показана на рисунке 6.6.

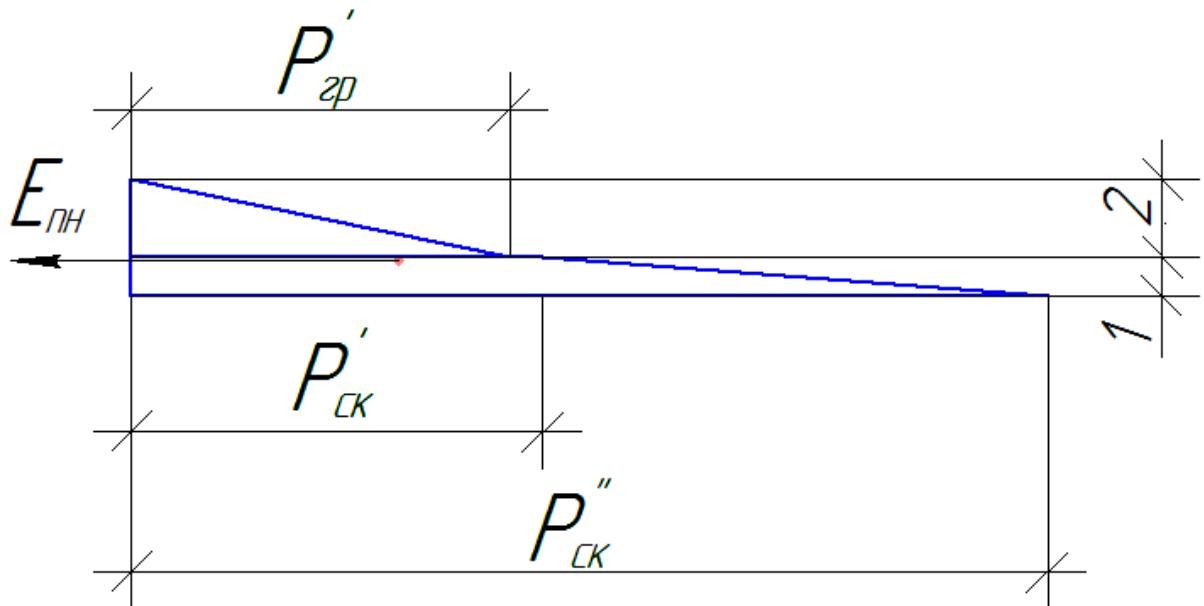


Рисунок 6.6 – Эпюра пассивного давления грунта

Плечо силы пассивного давления грунта относительно подошвы плотины равно 0,89 м.

6.7.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.91)$$

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

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

h_0 – рассчитывается по формуле 6.92.

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,44^2}{15} = 0,43 \text{ м}; \quad (6.92)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,44 \cdot \left(\frac{15}{3,14} + \frac{0,43}{2} \right) = 35,26 \text{ кН}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{15}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,44 = 1,85 \text{ м}; \quad (6.93)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена на $1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 1,44 = 1,584$ м над $\nabla\text{НПУ}$, а другая ниже $\nabla\text{НПУ}$ на $8h_{1\%} = 8 \cdot 1,44 = 11,52$ м.

Высота треугольника определяется геометрически:

$$W_{\text{волн}} = (S_1 + S_2)\gamma_{\text{в}} = \left(\frac{1}{2} \cdot 1,1h_{1\%} \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 8h_{1\%} \cdot x \right) \cdot \gamma_{\text{в}}, \quad (6.94)$$

где x – высота треугольника.

$$W_{\text{волн}} = \left(\frac{1}{2} \cdot 1,584 \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 11,52 \cdot x \right) \cdot 9,81 = 64,3x$$

Отсюда:

$$x = \frac{W_{\text{волн}}}{64,3} = \frac{35,26}{64,3} = 0,55 \text{ м}, \quad (6.95)$$

Эпюра волнового давления показана на рисунке 6.7.

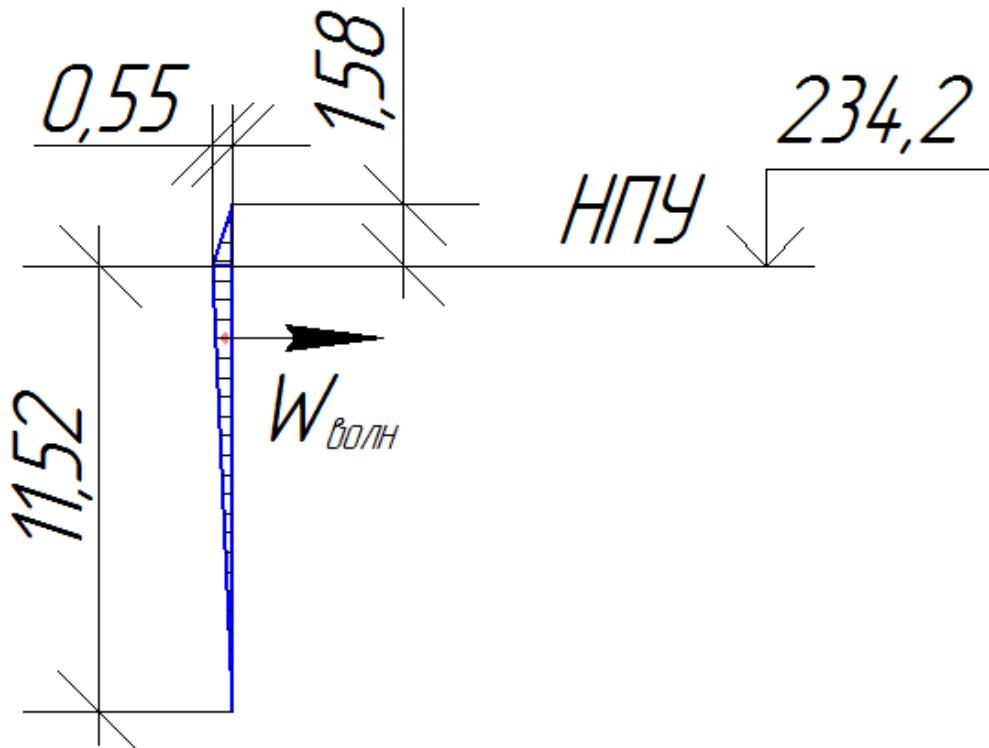


Рисунок 6.7 – Эпюра волнового давления

6.8 Расчёт прочности плотины

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

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы.

В расчёте плотины сжимающие напряжения со знаком « $-$ », растягивающие – со знаком « $+$ », изгибающий момент относительно середины расчётного сечения, действующий на тело плотины почасовой 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	\rightarrow	9069,30	14,30	129690,99
Тн	1	\leftarrow	59,00	-1,16	-68,44
Gпл	0,95	\downarrow	13111,26	-5	-65556,31
Gб	0,95	\downarrow	4458,15	-6,52	-29067,14
Wвзв	1	\uparrow	1097,74	0,00	0,00
Wф	1	\uparrow	2355,77	9,00	21201,96

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Ен	1,2	→	24,48	4,00	97,92
Еа	1,2	→	44,73	1,30	58,06
Еп	0,8	←	170,88	-0,89	-152,08
Wволн	1	→	35,26	41,15	1450,95
q _z	0,9	↓	53,41	-15,38	-821,38
			$\Sigma \uparrow \downarrow = 14169,31$ кН		$\Sigma M = 57138,68$ кНм

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:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{14169,31}{32,25} + \frac{6 \cdot 56834,52}{32,25^2} = -111,5 \text{ кПа}, \quad (6.96)$$

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:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.97)$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 234,2 - 191,2 = 43 \text{ м. – напор над расчётым сечением со стороны верхнего бьефа};$

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

$$\sigma_x^u = -111,5 \cdot 0 - 10 \cdot 43 \cdot (1 - 0) = -430 \text{ кПа}$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 43 - 111,5) \cdot 0 = 0, \quad (6.98)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.99)$$

$$\sigma_1^u = -111,5 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 43 \cdot 0 = -111,5 \text{ кПа}$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 43 = -430 \text{ кН/м}^2, \quad (6.100)$$

Низовая грань:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{14509,87}{32,25} - \frac{6 \cdot 56834,52}{32,25^2} = -767,2 \text{ кН/м}^2, \quad (6.101)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.102)$$

где $m_t = \operatorname{ctan} \alpha_2 = 0$ – заложение низовой грани в расчётном сечении;

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{подошвы} = 194,67 - 191,2 = 3,47 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\sigma_x^t = -767,2 \cdot 0^2 - 10 \cdot 3,47 \cdot (1 - 0^2) = -34,7 \text{ кН/м}^2$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = 0 \text{ кН/м}^2, \quad (6.103)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.104)$$

$$\sigma_3^t = -767,2 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 3,47 \cdot 0^2 = -767,2 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,47 = -34,7 \text{ кН/м}^2, \quad (6.105)$$

В таблице 6.3 приведены краевые напряжения на гранях плотины.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-111,5
	σ_x^u	-430
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-111,5
	σ_3^u	-430

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Низовая	σ_y^t	-767,2
	σ_x^t	-34,7
	τ_{xy}^t	0
	σ_1^t	-34,7
	σ_3^t	-767,2

6.8.1 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.106)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения [26];

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации, $\gamma_{lc} = 1$ [26];

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного сочетания нагрузок и воздействий, $\gamma_{cd} = 0,95$ [26].

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

$$1,2 \cdot 1,00 \cdot |-767,2| \leq 0,95 \cdot 20000, \quad (6.107)$$

$920,6 < 19000$, условие прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$-111,5 \text{ кН/м}^2 < 0$ - условие выполнено.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.108)$$

$$111,5 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot (234,2 - 191,2);$$

$$111,5 \text{ кН/м}^2 > 107,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.9 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.109)$$

где

$$R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взв}} - W_{\Phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + E_{nh} \cdot \gamma'_{cd} + c \cdot \omega, \quad (6.110)$$

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

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

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 32,25 \text{ м}^2$ – проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

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

$$R = 13263 \text{ кН/м}$$

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + E_{\text{а}} + W_{\text{вол}} + E_{\text{н}}, \quad (6.111)$$

$$F = 9069,3 - 59 + 44,73 + 35,26 + 24,48 = 9114,77 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{13263 \cdot 0,95}{9114,77 \cdot 1} = 1,38,$$

$1,38 > 1,2$ – условие выполняется.

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

6.10 Проектирование грунтовой плотины

Для возведения правобережной глухой грунтовой плотины будут использоваться песок и суглинок, имеющиеся в створе проектируемого гидроузла.

Тело грунтовой плотины выполняется из песка. Крутизна верхового и низового откосов принимается 1:3 [27]. Высота грунтовой плотины составляет:

$$h_{ГП} = \nabla ГП - \nabla под_{ГП} = 238 - 191,2 = 46,8 \text{ м}, \quad (6.112)$$

где $\nabla под_{ГП} = 191,2 \text{ м}$ – отметка подошвы грунтовой плотины.

Ширина подошвы грунтовой плотины определяется по формуле:

$$B_{ГП} = b_{ГП} + 2 \cdot m \cdot h_{ГП} = 12,4 + 2 \cdot 3 \cdot 46,8 = 293,2 \text{ м}, \quad (6.113)$$

где $b_{ГП} = 12,4 \text{ м}$ – ширина гребня плотины.

В теле грунтовой плотины устраивается ядро из суглинка. Ширина ядра по гребню составляет 20% от ширины гребня [27]:

$$a_{гр} = 0,2 \cdot b_{ГП} = 0,2 \cdot 12,4 = 2,5 \text{ м}, \quad (6.114)$$

Ширина ядра по подошве плотины назначается такой, чтобы градиенты напора фильтрационного потока удовлетворяли критерию фильтрационной прочности. Принята ширина ядра по подошве грунтовой плотины 35% от ширины гребня [27]:

$$a_{гр} = 0,35 \cdot b_{ГП} = 0,35 \cdot 12,4 = 4,3 \text{ м}, \quad (6.115)$$

Между песчаным телом грунтовой плотины и ядром из суглинка устраиваются переходные зоны с обоих сторон и толщиной 3 м [27].

Крепление верхового откоса осуществляется бетонными плитами, низового – посевами трав.

7 Оценка объемов продаж и расчет расходов на проект

7.1 Определение объемов генерации производства

Выручка от реализации электроэнергии формируется исходя из тарифа на электроэнергию и объема реализованной электроэнергии, учитывая затраты на собственные нужды. Оценка объемов продаж представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1—Оценка объемов продаж в первые годы выпуска электроэнергии

Наименование	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	440	440	440
Число часов установленной мощности, час	7 250,00	7 250,00	7 250,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	3 189 420,0 0	3 189 420,0 0	3 189 420,0 0
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	63 788,40	63 788,40	63 788,40
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	3 125 631,6 0	3 125 631,6 0	3 125 631,6 0
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1 077,00	1 110,00	1 143,00
Выручка от реализации электроэнергии, руб.	280 525 436 ,10	289 120 923 ,00	297 716 409 ,90
НДС к выручке, млн. руб.	42 792 015, 68	44 103 191, 64	45 414 367, 61

После выхода ГЭС на установленную мощность 440 МВт идет увеличение выручки от реализации электроэнергии.

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Текущие расходы формируются в соответствии с заданной производственной программой, в данном курсовом проекте формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

Структура текущих расходов формируется в соответствии с заданной производственной программой.

Переменные расходы определяются исходя из произведения норматива переменных расходов определенного вида на соответствующий стоимостной или натуральный объем.

Постоянные расходы рассчитываются отдельно для каждого интервала планирования и не пропорциональны объему продаж или производства.

Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

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 рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования и средней ставки амортизационных отчислений 2,5 % в год.

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

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты,) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы в первые годы эксплуатации представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2–Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка	Величина
Фонд оплаты труда	255200	112267584
Прочие	274000	120538080
Итого	529200	232805664

В состав расходов фонда оплаты труда (ФОТ) включены: заработка плата, расходы на негосударственное пенсионное обеспечение. В прочие расходы входят: расходы на покупку электроэнергии, амортизация, инфраструктурные расходы, расходы на страхование имущества, налог на имущество, платы за водопользование, расходы на ремонт, убытки прошлых лет, штрафы, пени, курсовые разницы, расходы по зоне затопления и др.

Исходя из величины инвестиций, определяем отчисления на ремонт основных производственных фондов. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3- Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 29 лет	0,08
Свыше 29 лет	0,10

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны, исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4—Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина
ОАО "СО - ЕЭС"	135380 руб. за 1 МВт	59556369,6
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб. за 1 МВт.ч	4170355,2
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб. за 1 МВт.ч	1208908,8
Итого		64935633,6

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Мая составляет 4,8 руб. Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5—Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

Наименование	2022	2023
Амортизационные отчисления	1393949153	412000000
Расходы на страхование	26686085,86	69732001,41
Эксплуатационные расходы	232805664	232805664
Расходы на ремонт производственных фондов	1111920,24	4358250,09
Расходы на услуги регулирующих компаний	64935633,6	64935633,6
Налог на воду	18247680	18247680
Итого	1737736136	802079229,1

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

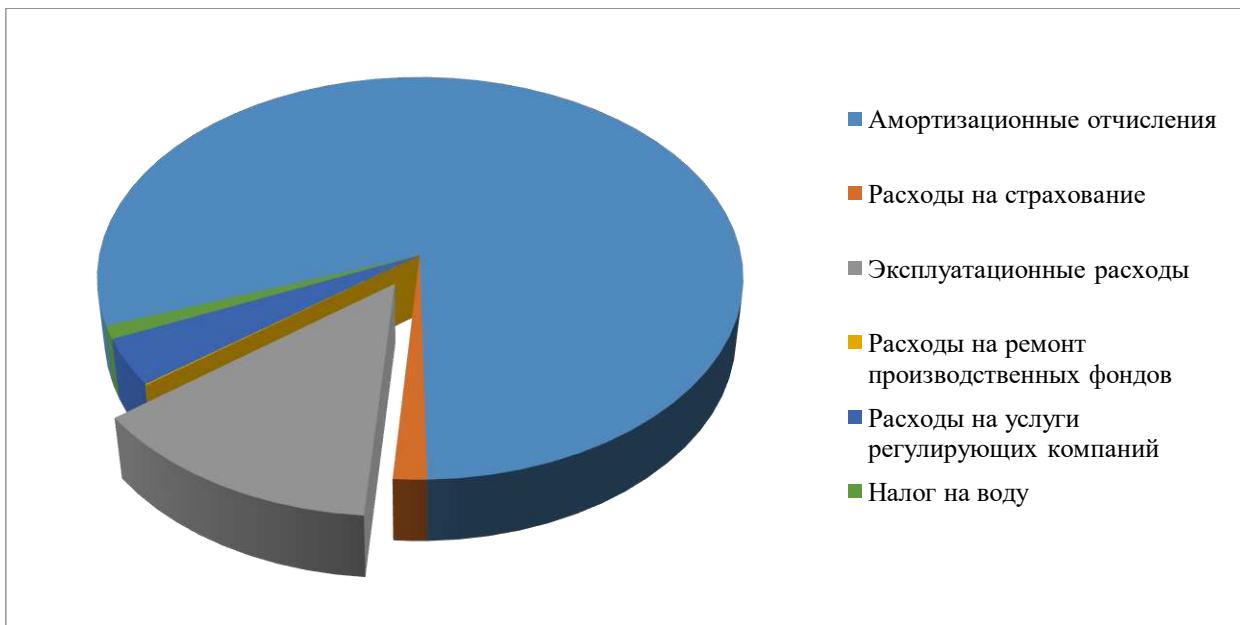


Рисунок 7.1–Структура текущих затрат, %

При оценке текущих затрат по гидроузлу выясняется, что основная часть затрат приходится на амортизационные отчисления и эксплуатационные нужды.

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы это - расходы государства в результате установления налоговых льгот, предусмотренных законом. После завершения строительства данные налоги являются крупными оттоками денежных средств. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Введение льготного периода существенно влияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие виды налогов:

- НДС-18% (от добавленной стоимости);
- взносы в социальные фонды - 34% (от фонда оплаты труда);
- налог на имущество - 2,2 % (от среднегодовой стоимости имущества);
- налог на прибыль - 20 % (от налогооблагаемой прибыли);
- налог на воду на 1 тыс. кВт ч – 4,8 руб.

Таблица 7.6-Налоговые расходы

Наименование, млн.руб.	2021	2022	2023
Налог на прибыль	195,5	851,7	1163,6
НДС	691,9	986,2	1201,7
Взносы в социальные фонды	1,1	1,1	0,5
Налог на имущество	63,9	113,3	100,4
Итого	952,4	1952,4	2466,1

В соответствии с Налоговым Кодексом РФ после завершения строительства Майской ГЭС основной отток денежных средств на налоговые расходы приходится на налог на прибыль и НДС.

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта

Основной формой, которая показывает производственную деятельность Майской ГЭС по производству электроэнергии, является “Отчет о прибылях и убытках”. Главной целью оценки суммы прибыли является определение величины отпускного тарифа на электроэнергию ГЭС, величина которого удовлетворяла бы следующие условия Заказчика («Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии»).

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

млн.руб.

Наименование	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто)	6292,1	6514,6	6690,7	7079,1
Текущие расходы	1794,5	1737,7	802,1	817,7
ЕБИТ (прибыль до налогообложения)	4497,6	4776,8	5888,6	6261,5
Скорректированный налог на прибыль	899,5	955,4	1177,7	1252,3
NOPAT (чистая прибыль)	3598,1	3821,5	4710,9	5009,2
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0

Из годового графика прибыли в первые годы эксплуатации видно, что с увеличением выручки увеличилась и чистая прибыль. Это отражается на рисунке 7.2.

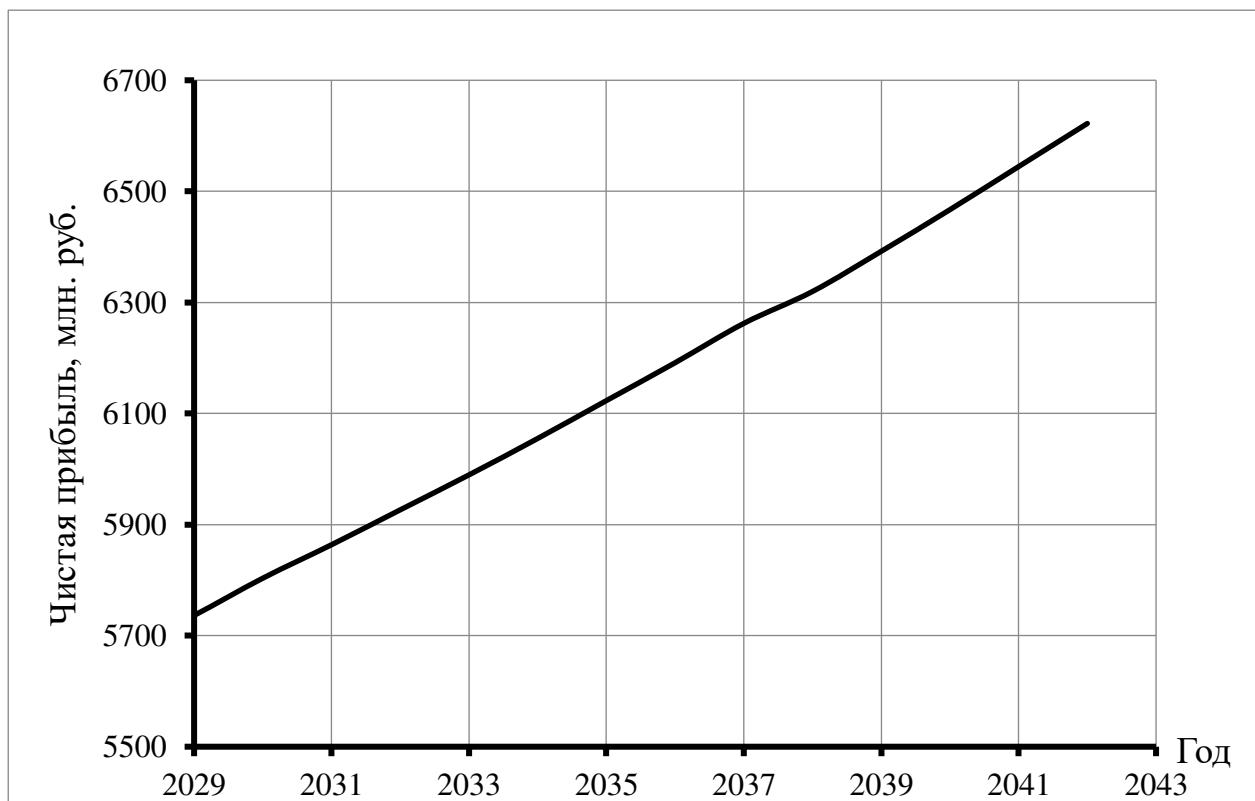


Рисунок 7.2—Чистая прибыль за первые годы эксплуатации, млн. руб.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.).

7.5.1 Методология, исходные данные

Расчеты курсового проекта производились с использованием программного продукта ProjectExpert. Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для ГЭС на реке Мая мощностью 440 МВт составляет 30 лет, в т. ч. 4 года до пуска агрегата и 15 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.

- Используемая финансовая модель при оценке эффективности отражает реальную ситуацию, сложившуюся к данному времени на российском рынке.

Допускается, что во время реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих законов.

Использование электроэнергии Майской ГЭС в ОЭС Востока определено на основании покрытия перспективных уровней электропотребления 2017-2020 годов.

Использование электроэнергии Майской ГЭС на реке Мая мощностью 440 МВт в ОЭС Востока определено на основании покрытия уровней

электропотребления 2017-2020 годов. Рост тарифа на электроэнергию для Восточного округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

7.6 Коммерческая эффективность

Целью расчета является определение прогнозного отпускного тарифа на электроэнергию ГЭС, обеспечивающего необходимую норму доходности на затраты заказчика, реализующего инвестиционный проект строительства Майской ГЭС с позиции коммерческой эффективности.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии ГЭС на реке Мая мощностью 440 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства ГЭС на реке Мая мощностью 440 МВт.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Основные показатели эффективности реализации проекта

Показатель	Рубли
Ставка дисконтирования. %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	58
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	30102,2
Индекс прибыльности – PI	1,79
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	0,22
Удельные капиталовложения, руб./кВт	31409

7.7 Бюджетная эффективность

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

К притокам бюджетных средств относится: притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.руб.	1083,1	2038,4	2465,4	2605,7	2715,8

Годы	2021	2022	2023	2024	2025
В региональный бюджет, млн.руб.	63,9	113,3	100,4	91,2	83,6
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	1147,0	2151,8	2565,8	2696,9	2799,4

Предполагаемые налоговые выплаты, поступающие в федеральный бюджет, с каждым годом растут.

7.8 Анализ чувствительности

Риски - это вероятность возникновения непредвиденных финансовых потерь в ситуации неопределенности условий инвестирования. Риск проекта – это степень опасности для успешного осуществления проекта, которая измеряется частотой, вероятностью возникновения того или иного уровня потерь. Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результатирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности к изменениям:

- объема выработки электроэнергии;
- ставки дисконтирования;
- налоговых выплат, уровня инфляции, заработной платы;

Оценка влияния ставки дисконтирования, объема инвестиций и на величину прогнозного тарифа индекса доходности приведена на рисунках 7.3, 7.4 и 7.5.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определились экспертизно.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчета будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости. Ставка дисконтирования применяется при расчете дисконтированной стоимости будущих денежных потоков.

Уменьшение ставки дисконтирования и объема инвестиций уменьшает величину доходности проекта, а при увеличении объема сбыта выработки электроэнергии доходность проекта увеличивается.

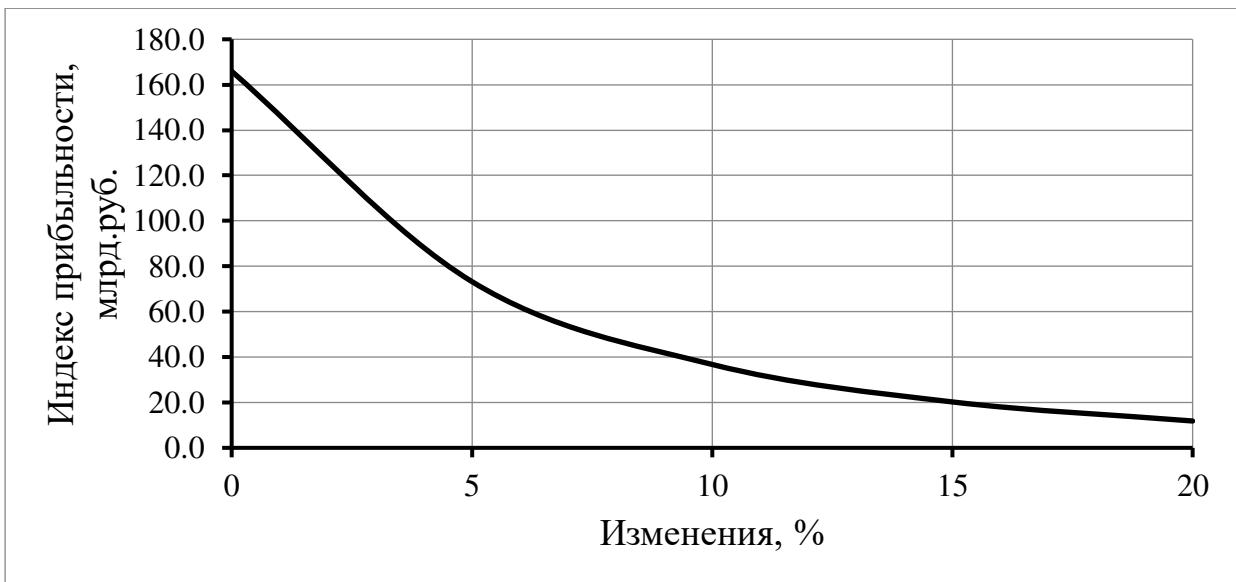


Рисунок 7.3 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины индекса прибыльности.

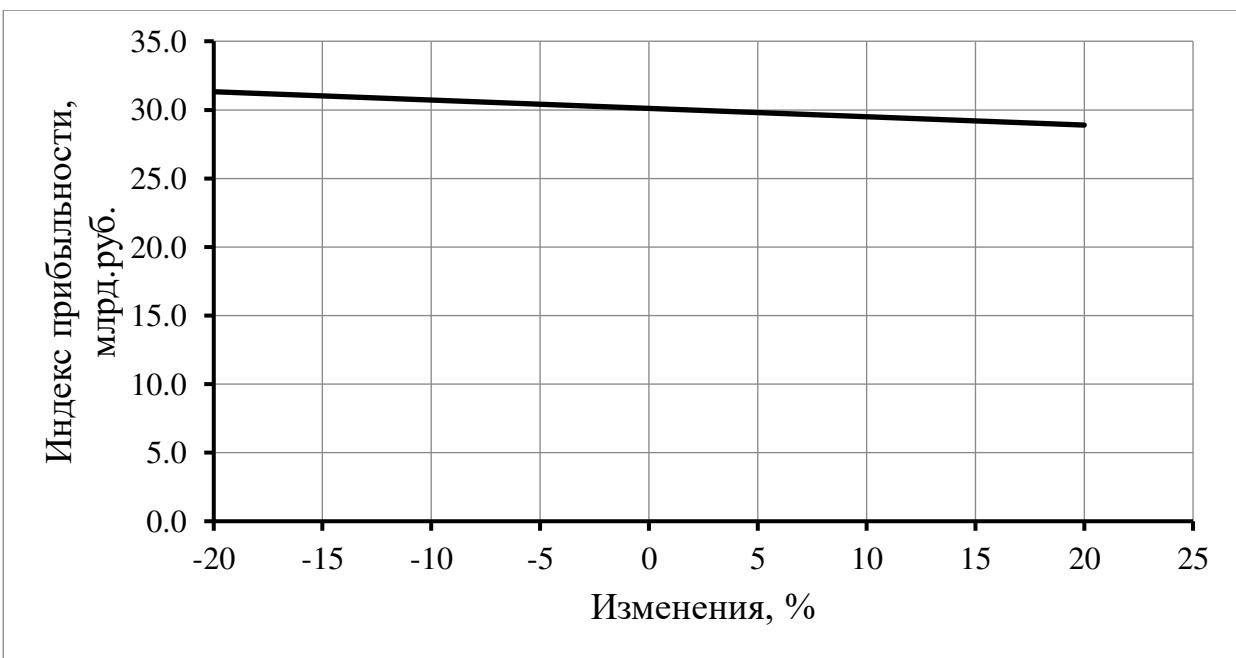


Рисунок 7.4 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от объема инвестиций

Вывод: рост объемов инвестиций приводит к уменьшению индекса прибыльности, а следовательно снижает эффективность проекта.

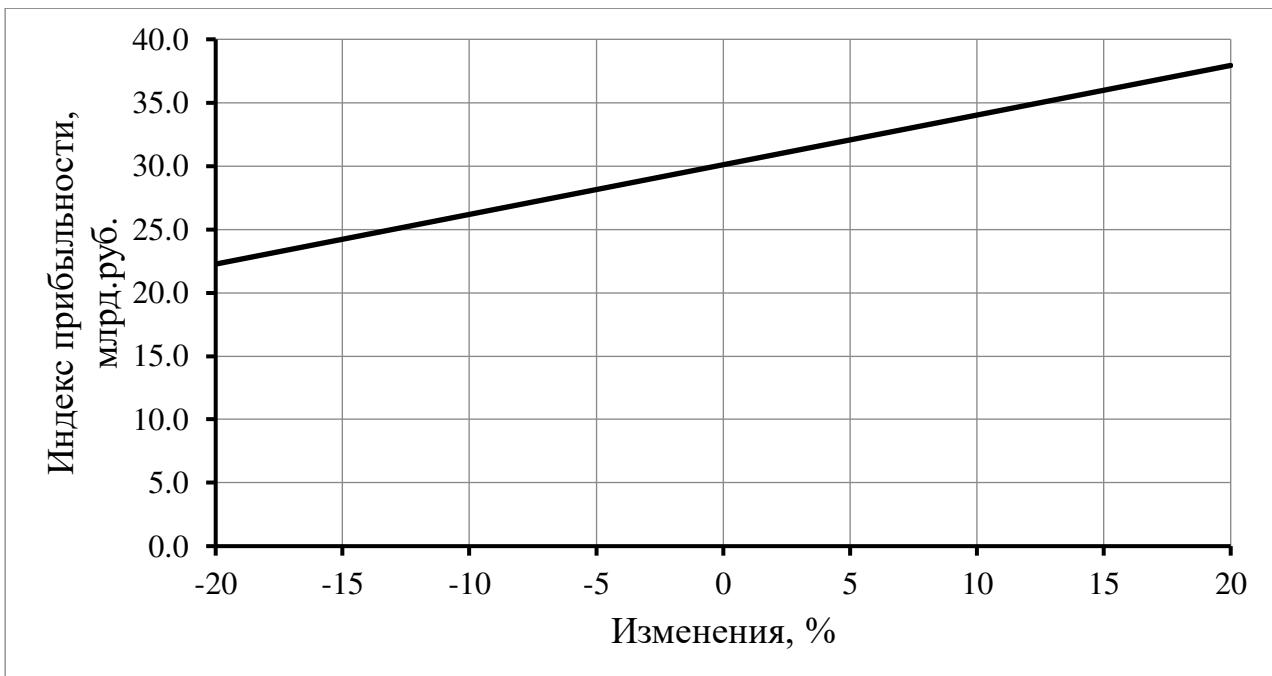


Рисунок 7.5– Изменение индекса прибыльности в зависимости от цены сбыта

Вывод: Изменение цены сбыта прямо влияет на эффективность проекта. Увеличение цены сбыта приводит к увеличению индекса прибыльности.

8 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Майской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Майской ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Майской ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

8.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Майской ГЭС

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 Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра

гидротехнических сооружений, Федеральному законом «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации 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 и производственной санитарии 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 и производственной санитарии должен осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие 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, ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, рейдовые бригады, 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 технике безопасности и 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 органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в 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;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

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.

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.

8.2.1 Общие требования безопасности

1. Работник при приеме на работу проходит вводный инструктаж. Перед допуском к самостоятельной работе он должен пройти:

- обучение по программам подготовки по профессии;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- проверку знаний.

2. Допуск к самостоятельной работе оформляется соответствующим распоряжением по структурному подразделению предприятия.

3. Работник в процессе работы обязан проходить:

-повторные инструктажи – не реже 1 раза в месяц по планируемым на каждый месяц перечням вопросов по безопасности труда и пожарной безопасности с обязательным включением вопросов из программы первичного инструктажа в течение каждого 6 месяцев;

-медицинский осмотр - один раз в два года;

-проверку знаний инструкции по охране труда, ПОТ, ПТЭ, ПУЭ и действующей инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве - один раз в год;

Работники, получившие неудовлетворительную оценку при квалификационной проверке, к самостоятельной работе не допускаются и не позднее одного месяца должны пройти повторную проверку.

4. При нарушении правил охраны труда в зависимости от характера нарушений проводится внеплановый инструктаж или внеочередная проверка знаний.

5. О каждом несчастном случае или аварии пострадавший или очевидец обязан немедленно известить своего непосредственного руководителя.

6. Не допускается работа с неисправными приспособлениями, инструментом и средствами защиты.

Во избежание попадания под действие электрического тока не следует прикасаться к оборванным свешивающимся проводам или наступать на них.

В электроустановках не допускается приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением, не огражденным токоведущим частям на расстояния, менее указанных в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Безопасные расстояния

Напряжение, кВ	Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений от временных ограждений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, м
До 1	0,6	1,0
1-35	0,6	1,0
500	3,5	4,5

6. На рабочем месте могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы:

- повышенное значение напряжения электрической цепи;
- вращающиеся машины и механизмы;
- работа на высоте;
- воздействие химических веществ;
- повышенный уровень шума, вибрации.

7. Для защиты от воздействия опасных и вредных факторов необходимо применять средства защиты.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо применять электрозащитные средства: диэлектрические перчатки, галоши, ковры, подставки, указатели напряжения, изолирующий инструмент.

При работе с легковоспламеняющимися веществами необходимо соблюдать меры пожарной безопасности: не курить, не пользоваться открытым огнем, инструментом, способным дать искру, а также электроинструментом.

Для защиты от химических производственных факторов необходимо применять спецодежду из кислотозащитной ткани, резиновые кислотощелочестойкие перчатки, защитные герметичные очки, фильтрующие противогазы, респираторы.

При работе открытых вращающихся механизмов не должно быть развевающихся частей одежды, которые могут быть захвачены движущимися частями механизмов.

При повышенном уровне шума следует применять противошумные наушники или вкладыши, беруши.

При работе на высоте более 1,3 м над уровнем земли, пола, площадки необходимо применять предохранительный пояс.

При нахождении в помещениях с действующим энергетическим оборудованием, а также в туннелях и колодцах необходимо носить защитную каску, застегнутую подбородным ремнем.

8.2.2 Мероприятия, обеспечивающие безопасное выполнение работ

1. Перед приемом смены дежурный машинист гидроагрегата:

приводит в порядок спецодежду. Рукава и полы спецодежды следует застегнуть на все пуговицы, волосы убрать под каску. Одежду необходимо заправить так, чтобы не было свисающих концов или развевающихся частей. Не допускается засучивать рукава спецодежды;

- производит обход обслуживаемого оборудования, проверяет безопасное состояние оборудования;

- проверяет на рабочем месте наличие и исправность сигнализации, инструмента, средств защиты, электрического фонаря, средств пожаротушения, плакатов или знаков безопасности;

- докладывает о замечаниях и нарушениях и готовности к приему смены вышестоящему дежурному персоналу, расписывается в оперативном журнале и оперативной схеме.

2. Необходимо проверить исправность и пригодность средств защиты и приспособлений:

на отсутствие внешних повреждений (целостность лакового покрытия изолирующих средств защиты; отсутствие проколов, трещин, разрывов у диэлектрических перчаток и бот);

дату следующего испытания (срок годности определяется по штампу).

3. Необходимо проверить наличие и исправность инструмента, который должен соответствовать следующим требованиям:

рукоятки плоскогубцев, острогубцев и кусачек должны иметь защитную изоляцию;

рабочая часть отвертки должна быть правильно заточена, на стержень надета изоляционная трубка, оставляющая открытой только рабочую часть отвертки (10мм);

гаечные ключи должны иметь параллельные губки, их рабочие поверхности не должны иметь сбитых скосов, а рукоятки - заусенцев;

рукоятка молотка должна иметь по всей длине овальную форму, не иметь сучков и трещин, плотно укрепляться в инструменте.

4. Рабочий инструмент следует хранить в переносном инструментальном ящике или монтерской сумке.

5. Должны применяться переносные светильники только заводского изготовления. У ручного переносного светильника должна быть металлическая сетка, крючок для подвески и шланговый провод с вилкой.

6. Средства защиты, приборы, инструмент и приспособления с дефектами или истекшим сроком испытания необходимо изъять и сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

8.2.3 Требования безопасности во время работы

1. При выполнении работ не допускается приближаться к неогражденным токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояния, менее указанных в таблице 8.1.

При работе с использованием электрозащитных средств (изолирующих штанг, клещей, указателей напряжения и т.п.) допускается приближение человека к токоведущим частям на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

2. Осмотр обслуживаемого оборудования выполняется по установленному маршруту.

3. Во время проведения осмотров не допускается производить переключения, снимать плакаты и ограждения, проникать за них, выполнять какую-либо работу или уборку.

4. При необходимости выполнения работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, необходимо:

оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение;

работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на диэлектрическом ковре;

5. Во время производства оперативных переключений, осмотра электроустановок, выполнения эксплуатационных работ необходимо пользоваться защитными средствами.

6. В электроустановках напряжением выше 1000 В при осмотре не разрешается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, а также открывать двери ограждений и проникать за ограждения и барьеры.

В электроустановках напряжением до 1000 В при осмотре в случае необходимости разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

7. При появлении дыма или огня, усиленного потрескивания, повышенного шума в ячейках РУ подходить к этим ячейкам не допускается. Об этом необходимо сообщить вышестоящему дежурному персоналу.

8. Осмотр камеры холодного воздуха работающего генератора допускается производить вдвоем.

Осмотр камеры под пятника на работающем генераторе допускается с разрешения начальника цеха, а при его отсутствии - с разрешения начальника смены станции.

9. При замыкании на землю в электроустановках 6-35 кВ приближаться к обнаруженному месту замыкания на расстояние менее 4 м в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) допускается только для производства оперативных переключений и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрозащитными средствами

(диэлектрическими ботами, галошами, диэлектрическими перчатками и изолирующей штангой).

10. Для исключения ошибок и обеспечения безопасности операций перед выполнением переключений необходимо осмотреть электроустановки, на которых предполагаются операции, проверить их соответствие выданному заданию и исправность, ознакомиться со схемой.

Только убедившись в правильности выбранного присоединения и коммутационного аппарата, можно производить переключения.

11. Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

12. Прежде чем включать или выключать разъединители (отделители), производят их внешний осмотр. Разъединители, привод и блокирующие устройства не должны иметь повреждений, препятствующих выполнению операций.

13. Для предотвращения неправильных операций с разъединителями, отделителями, выкатными тележками комплектных распределительных устройств (КРУ) и с заземляющими ножами распределительных устройств (РУ) станции они должны быть оборудованы блокировками.

14. При недовключении ножей рубильника (разъединителя) не допускается подбивать ножи и губки под напряжением.

15. Оперативному персоналу, непосредственно выполняющему переключения, самовольно выводить из работы блокировки безопасности не допускается.

16. Деблокирование приводов коммутационных аппаратов выполняется только по разрешению и под руководством лиц, уполномоченных на это письменным указанием по предприятию, после проверки правильности предварительно выполненных переключений, проверки состояния коммутационных аппаратов и выяснения причины отказа блокировки.

17. При отсутствии в электроустановке блокировочных устройств или при неисправности блокировки хотя бы на одном присоединении, а также при сложных переключениях, независимо от состояния блокировочных устройств, оперативные переключения проводятся по бланкам переключений. Перечень сложных переключений определяется местными инструкциями.

18. В электроустановках не допускается работа в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей будет менее указанного в таблице 7.1. При работе около неогражденных токоведущих частей нельзя располагаться так, чтобы эти части находились сзади или с двух боковых сторон.

19. Недопустимо прикасаться без применения электрозащитных средств к изоляторам оборудования, находящегося под напряжением.

20. Снимать и устанавливать предохранители необходимо при отключенном напряжении. Под напряжением, но без нагрузки и при отсутствии короткого замыкания допускается снимать и устанавливать предохранители на

присоединениях, в схеме которых отсутствуют коммутационные аппараты, позволяющие отключать напряжение.

21. Замену ламп освещения в РУ и аккумуляторных помещениях разрешается выполнять единолично.

Не допускается единолично менять лампы с приставных лестниц.

22. Работать с электроизмерительными клещами в электроустановках напряжением выше 1000 В необходимо вдвоем в диэлектрических перчатках, не наклоняясь к прибору для снятия показаний.

23. В электроустановках проверять отсутствие напряжения необходимо исправным указателем напряжения. В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться указателем напряжения необходимо в диэлектрических перчатках.

24. В электроустановках напряжением 0,4 кВ допускается проверять отсутствие напряжения предварительно проверенным вольтметром.

25. В электроустановках напряжением до 1000 В не допускается применение "контрольных" ламп для проверки отсутствия напряжения в связи с опасностью травмирования электрической дугой и осколками стекла.

26. Операции по наложению и снятию переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках, в электроустановках напряжением выше 1000 В - с применением изолирующей штанги.

27. Измерение сопротивления изоляции мегаомметром необходимо выполнять на отключенном оборудовании после снятия остаточного заряда путем заземления оборудования.

Соединительные провода от мегаомметра следует присоединять к токоведущим частям с помощью изолирующих держателей (штанг), а в электроустановках напряжением выше 1000 В - с применением диэлектрических перчаток.

Измерять сопротивление изоляции электромонтер может единолично.

28. Во время работы не допускается:

- производить какие-либо переключения оборудования без уведомления старшего дежурного персонала, за исключением случаев, угрожающих здоровью или жизни людей, а также аварии на оборудовании;

- работать на стационарном оборудовании, расположенном на высоте более 1,3 м от уровня пола (рабочей площадки), без наличия стационарных площадок с ограждениями и лестницами;

- работать на вращающемся оборудовании, не имеющем защитного ограждения;

- включать в работу электрооборудование напряжением выше 36 В без защитного заземления, а в помещениях повышенной опасности или особо опасных - без наличия диэлектрических ковриков, а в сырьих помещениях - изолирующих подставок;

- опираться и становиться на барьеры площадок, перильные ограждения, предохранительные кожухи муфт и подшипников, ходить по

трубопроводам, а также по конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для прохода по ним и не имеющим специальных поручней и ограждений;

- снимать ограждения с механизмов, а также производить какие-либо ремонтные работы;
- для обтирки наружной поверхности работающих вращающихся механизмов наматывать на руки или пальцы обтирочный материал, применять для уборки оборудования горючие вещества;
- находиться в зоне работы подъемных сооружений (кранов и других грузоподъемных механизмов).

29. При пуске вращающихся механизмов следует находиться на безопасном расстоянии от них.

8.2.4 Требования безопасности в аварийных ситуациях

1. В случае возникновения аварийной ситуации (несчастного случая, пожара, стихийного бедствия) немедленно прекратить работу и сообщить о ситуации вышестоящему оперативному персоналу.

2. В случаях, не терпящих отлагательства, выполнить необходимые переключения с последующим уведомлением вышестоящего оперативного персонала.

3. В случае возникновения пожара:

3.1 Сообщить начальнику смены станции.

3.2. Оповестить всех работающих в производственном помещении и принять меры к тушению очага возгорания. Горящие части электроустановок и электропроводку, находящиеся под напряжением, следует тушить углекислотными огнетушителями.

3.3. Принять меры к вызову на место пожара пожарной части.

3.3. В соответствии с оперативной обстановкой следует действовать согласно местному оперативному плану пожаротушения.

4. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую (доврачебную) медицинскую помощь и сообщить непосредственному руководителю о несчастном случае.

При освобождении пострадавшего от действия электрического тока необходимо следить за тем, чтобы самому не оказаться в контакте с токоведущей частью или под шаговым напряжением.

8.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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 ИТР, рабочих и служащих гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- 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 Станскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые помещения.

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. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах.

Из опыта эксплуатации масляных трансформаторов видно, что при возникновении КЗ внутри трансформатора, возможен его взрыв с последующим возгоранием, приводящий к человеческим жертвам, материальному ущербу. Поэтому для силовых трансформаторов обязательной к установке является современная защита с разрывным диском и маслосливной емкостью, которая позволит предотвратить возникновение таких последствий при внутренних КЗ на трансформаторах. Подобную защиту также целесообразно установить на трансформаторах собственных нужд станции.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен выполняться обход.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Все кабельные коридоры, тунNELи с кабелями 0,4 – 6 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями не допускается. Проходы между секциями осуществляются посредством установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическим и дистанционным ручным управлением.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованны и разделены секционными задвижками. Трубопроводы заполняются водой, расположены в помещениях открыто с температурой не менее +5°C. ЗПУ устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируется: пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого ЗПУ по импульсу, поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта; пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не включения системы; на пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе; остановка насосов после прекращения пожара и закрытия ЗПУ через определенное время; пуск насосов при опробовании дистанционно; сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов; об отсутствии напряжения питания насосов.

Каждое помещение (кабинеты ИТР, РУСН, КРУЭ и т.д.) на Станской гидроэлектростанции должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для конкретного помещения, в которых отражаются правила ПБ, указываются номера НСС, дежурного пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

8.4 Охрана окружающей среды

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на собственнике гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

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

–Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№ 7 от 10.01.2002);

- Земельный кодекс РФ (№ 136-ФЗ от 25.10.2001);
- Водный кодекс РФ (№ 74 - ФЗ от 03.06.2006);
- Лесной кодекс РФ (№ 200- ФЗ от 04.12.2006);
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (№ 96 от 04.05.1999);
- ФЗ «О животном мире» (№ 52 от 13.12.1996);

8.5 Водоохраные мероприятия

8.5.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят: санитарная очистка территорий населенных пунктов;

- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз жидких отходов и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с

выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

8.5.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчётов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэррозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;

- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопрыскивания лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

8.5.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные ёмкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:
 - регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;
 - эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
 - при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;
 - при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточнённые в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод.

Осуществление строительства гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, переселению населения, восстановлению сельскохозяйственного производства и организации транспортных связей, лесорубке и лесоочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

В санитарном отношении река является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется. Возможными источниками загрязнения поверхностных вод являются расположенные в зоне водохранилища животноводческие помещения, выгребные ямы при индивидуальных хозяйствах, а также строительный мусор, остающийся после выноса населенных пунктов.

Для ликвидации возможных источников загрязнения водных объектов, земельных ресурсов необходимо провести следующие виды работ:

- 1) очистка и обработка территории сносимых населенных пунктов, хозяйственных и животноводческих объектов;
- 2) лесоочистка территории водохранилища на площадях специального назначения.
- 3) перенос кладбищ и скотомогильников.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду реки Уссури невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище.

8.6 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Источниками загрязнений на предприятии являются пылегазоочестные установки, малярные работы, дизель-генератор и тому подобное. На этапе производства строительно-монтажных работ загрязнение атмосферного воздуха связано с выбросами строительной техники, транспортных средств, других механизмов.

Для уменьшения негативного воздействия на окружающую среду выполняют следующие мероприятия:

- очистка топлива и сырья от вредных примесей;
- исключение сухих способов переработки пылящих материалов,
- герметизация производств и транспортных средств при транспортировке различных продуктов и материалов,
- кооперация с другими предприятиями, уменьшающая количество «грязных» участков на предприятии;
- сокращение неорганизованных выбросов;
- очистка и обезвреживание загрязняющих веществ из отходящих газов;
- улучшение условий рассеивания.

8.7 Охрана от промышленных отходов

При строительстве и эксплуатации ГЭС происходит образование значительного объема отходов различных классов опасности (I-V), указанных в приложении Д, таблица Д.1.

В связи с этим проводят следующие мероприятия:

- раздельный сбор отходов по видам и классам опасности;
- организация мест накопления отходов;
- своевременный вывоз отходов с учетом класса опасности и способов утилизации/хранения/захоронения осуществляется на специально оборудованные полигоны.

9 Краткосрочное планирование водноэнергетического режима работы проектируемой ГЭС

9.1 Горизонты планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС

При планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС необходимо учитывать их специфику и особенности ограничений, накладываемых на режим их функционирования.

Специфика планирования водноэнергетических режимов ГЭС обусловливается следующими параметрами:

- указаниями уполномоченных органов;
- климатическими характеристиками района бассейна водосбора водохранилища и нижнего бьефа;
- геологическими и морфометрическими особенностями зоны водохранилища, створа гидроузла и нижнего бьефа;
- безопасностью гидротехнических сооружений; – структурой генерирующих мощностей энергосистемы и характером режима электропотребления;
- видом регулирования стока водохранилищами;
- требованиями к водному режиму со стороны водопользователей.

Расчет водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на всех горизонтах планирования осуществляется на основании следующих входных данных:

- гидрологическая информация;
- морфометрическая информация;
- метеорологическая информация;
- информация о пропускной способности водосбросных сооружений гидроузла водохранилища;
- водохозяйственная информация;
- водноэнергетическая информация;
- утвержденные правила использования водохранилищ (каскада водохранилищ);
- перечень источников, использованных для формирования системы технологических и режимных ограничений. Для технологических ограничений должны быть указаны даты проведения испытаний или внесения изменений в проектную документацию;
- ограничения или требования к водноэнергетическому режиму со стороны энергосистемы и водохозяйственного комплекса;
- ограничения по требованиям безопасности эксплуатации гидротехнических сооружений на среднеинтервальные и/или максимальные и минимальные значения: уровня верхнего бьефа или скорости его изменения.

Различают долгосрочное (от одного года и более), среднесрочное (от одного квартала до декады) и краткосрочное (от одних суток до одной недели) планирование водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС.

- При долгосрочном планировании осуществляются сценарные расчеты водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на период от одного года и более на основе статистических данных в условиях отсутствия прогноза притока, с учетом характеристик ГТС и правил использования водохранилищ.

Долгосрочное планирование водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС производится с целью формирования предложений по оптимальным срокам вывода оборудования в ремонт, режимов сработки и наполнения, и формирования плана выработки электроэнергии и балансов электроэнергии и мощности на долгосрочный период, а также обеспечения обоснованности при формировании рекомендаций по использованию водных ресурсов межведомственной оперативной группой, назначаемой уполномоченным органом, устанавливающим режимы сработки и наполнения водохранилищ, для выработки рекомендаций по регулированию работы водохранилища.

- При среднесрочном планировании осуществляются сценарные расчеты водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на период планирования от одного квартала до декады, учитывающие характеристики сооружений и правила их работы, а также правила использования водохранилищ и водохозяйственных систем, при необходимости осуществляется моделирование движения водных масс в водохранилищах на участках рек или каналов (русловые участки).

Осуществляется с целью расчета допустимых водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС, обеспечения максимальной выработки электроэнергии и мощности и, при необходимости, выручки от ее продажи, а также обеспечения обоснованности при формировании рекомендаций по использованию водных ресурсов межведомственной оперативной группой, назначаемой органом, устанавливающим режимы сработки.

- При краткосрочном планировании осуществляется расчет водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на период от одних суток до одной недели с расчетным интервалом времени в 1 час (при необходимости в 30 мин), учитывающий текущее состояние оборудования и сооружений ГЭС, неустановившееся движение воды в нижнем бьефе и базирующийся на показателях среднесрочного планирования. При расчете водоэнергетического режима низконапорных и средненапорных ГЭС должно учитываться неустановившееся движение воды в нижнем бьефе и сгонно-нагонные явления в верхнем бьефе.

Целями краткосрочного планирования водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются обеспечение выполнения требований (ограничений) участников водохозяйственной и энергетической систем к режиму ГЭС и

каскадов ГЭС, требований к водоэнергетическим режимам ГЭС и каскадов ГЭС, а также определение оптимального водоэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС по критерию максимума выработки электроэнергии или максимума выручки от продажи электроэнергии.

При планировании водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС должны быть определены следующие плановые водохозяйственные и водоэнергетические показатели:

- мощность ГЭС;
- выработка электроэнергии ГЭС;
- уровень верхнего бьефа;
- уровень нижнего бьефа;

- расход воды в нижний бьеф (расход воды на шлюзование, расход воды на фильтрацию через тело плотины, расход воды через сооружения ГЭС, расход через гидроагрегаты и водосбросные сооружения).

9.2 Общая процедура краткосрочного планирования водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС

Процедура краткосрочного планирования водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС реализуется в соответствии с [32], [33], [34].

Основные этапы краткосрочного планирования водоэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС:

- формирование прогноза полезного притока воды к створу ГЭС;
- определение совместности ограничений на водоэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС и формирование краткосрочных планов;
- оптимизация водоэнергетических режимов ГЭС и выбор состава генерирующего оборудования.

При проведении расчетов должны использоваться данные о фактическом водоэнергетическом режиме ГЭС за прошедшие сутки.

При расчете водоэнергетического режима низконапорных и средненапорных ГЭС должно учитываться неустановившееся движение воды в нижнем бьефе и сгонно-нагонные явления в верхнем бьефе.

9.3 Формирование прогноза полезного притока воды к створу гидроузла

Прогнозирование объемов полезного притока к створу ГЭС в краткосрочной перспективе осуществляется на основании данных среднесрочного планирования с учетом расхода воды в нижний бьеф вышележащей ГЭС, с использованием результатов измерений расходов воды на водомерных постах на реках, фактических данных о метеорологической обстановке (осадки, температура, водонасыщенность снега, влажность и др.) и накопленной статистики притока к створу гидроузла. При отсутствии этих данных среднесуточный расход притока за рассматриваемые сутки принимается

равный расходу воды, определенному в результате среднесрочного планирования.

Алгоритм формирования прогноза полезного притока воды к створу ГЭС в краткосрочной перспективе состоит из следующих шагов:

1. задание расчетных значений полезного притока к створу ГЭС для каждого расчетного интервала времени равными среднесуточному значению полезного притока воды, определенного в рамках среднесрочного планирования водноэнергетического режима;

2. определение погрешности среднесрочного планирования полезного притока к створу ГЭС. Погрешность вычисляется как разность расчетной и фактической величин полезного притока к створу ГЭС за прошедшие сутки. Расчетная величина определяется в результате среднесрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС. Фактическая величина определяется путём непосредственного измерения притока (при наличии данных) или по балансу воды в водохранилище;

3. корректировка полезного притока к створу ГЭС на планируемые сутки на погрешность среднесрочного планирования полезного притока к створу ГЭС за прошедшие сутки.

Результатом моделирования объемов полезного притока к створу ГЭС в краткосрочной перспективе являются значения полезного притока к створу ГЭС для каждого расчетного интервала времени.

9.4 Ограничения, учитываемые при краткосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС. Определение совместимости ограничений.

Цель проверки совместимости ограничений заключается в подтверждении факта существования и оценки зоны допустимых значений параметров водноэнергетического режима ГЭС. При обнаружении несовместимых ограничений, заданных двумя или более участниками энерговодохозяйственного комплекса, устанавливается, какие участники задали несовместные ограничения для проверки ошибочности задания или выявления противоречивых требований, требующих согласования.

При краткосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС ограничения могут накладываться на следующие режимные параметры:

- расход воды в нижний бьеф;
- скорость сработки и наполнения водохранилища;
- уровень нижнего бьефа;
- уровень верхнего бьефа;
- уровень воды в контролируемых створах;
- колебание уровня воды в нижнем бьефе и контролируемых створах;
- активная мощность ГЭС.

При краткосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС производится поиск области допустимых значений для каждого из режимных параметров (проверка совместимости) при выполнении заданной системы ограничений и определение планового водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС.

Система ограничений на водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС определяется на основании результатов среднесрочного планирования и следующих групп критериев:

- управления водохозяйственной и энергетической системами;
- безопасности и надежности эксплуатации ГТС и гидроэнергетического оборудования;
- охраны природы в зоне водохранилища и нижнего бьефа ГЭС.

Входные данные для определения совместимости ограничений:

- эксплуатационные характеристики гидроагрегатов ГЭС с актуализированными зонами нежелательной и недопустимой работы;
- гидрологические и морфометрические характеристики водохранилища (по данным последних натурных исследований или по проектным данным);
- значения максимальной и минимальной допустимой скорости набора и сброса нагрузки гидроагрегата в нормальном режиме;
- мощность и номера гидроагрегатов, выведенных в ремонт;
- мощность и номера гидроагрегатов (если заданы), включенных в резерв (оперативный, аварийный);
- среднесуточный расход притока воды в водохранилище ГЭС с учетом отбора и возврата воды в водохранилище ГЭС;
- требования по максимальному и минимальному среднесуточному объему отбора и возврата воды водопотребителями, имеющими водозаборы и водосбросы в водохранилище и нижнем бьефе ГЭС;
- требования по максимальному и минимальному уровню воды в водохранилище и нижнем бьефе ГЭС, а также в заданных контролируемых створах, определяемых расположением водозаборов потребителей, условиями обеспечения судоходства и рыбного хозяйства для каждого расчетного интервала времени;
- требования по значениям максимальной и минимальной рабочей мощности по группам оборудования (работающего на разные группы точек поставки) для расчетных интервалов времени;
- разрешенные заявки на вывод оборудования в ремонт (время начала и окончания, номер гидроагрегата);
- ограничения по среднесуточному (мгновенному) расходу воды на холостой сброс по эксплуатационному состоянию водосбросных сооружений, русла реки или иным эксплуатационным условиям;
- ограничения по скорости набора и сброса нагрузки гидроагрегата ГЭС (по активной мощности);

- требования по максимальной скорости сработки-наполнения водохранилища для снижения риска переработки берегов;
- требования к колебаниям уровня воды в нижнем бьефе ГЭС для снижения риска переформирования берегов.

Алгоритм поиска области допустимых значений для каждого из режимных параметров (проверка совместимости) при выполнении заданной системы ограничений и определении планового водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС состоит из следующих шагов:

- а) проведение серии водноэнергетических расчетов с использованием ограничений, наложенных различными участниками энерговодохозяйственного комплекса;
- б) определение зоны допустимых водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС при выполнении заданной системы ограничений и формирование краткосрочных планов производится путём определения области допустимых значений режимных параметров, удовлетворяющих всем ограничениям одновременно. В случае отсутствия области допустимого водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС, производится корректировка системы ограничений;
- в) проверка соответствия краткосрочных планов результатам среднесрочного планирования. В случае выявления несоответствия, производится корректировка среднесрочных планов;
- г) прогноз динамики изменения уровня нижнего бьефа. Прогноз производится методами построения статистических зависимостей с самообучением, например:
 - методами регрессионного анализа и самоорганизации;
 - методами нейронных сетей.

Результатами поиска области допустимых значений для каждого из режимных параметров (проверка совместимости) при выполнении заданной системы ограничений и определения планового водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС являются:

- режим ГЭС по мощности, уровню верхнего бьефа, уровню нижнего бьефа, расходу воды в нижний бьеф, расходу притока к створу ГЭС, расходу воды из водохранилища, распределению рабочей и резервной мощности между гидроагрегатами (включая гидроагрегаты, выведенные в ремонт), значение нарушения ограничений по расходу или уровню воды;
- уведомительная информация о наличии или отсутствии допустимых водноэнергетических режимов ГЭС для дальнейшей оптимизации по заданному критерию.

9.5 Прогноз притоков в водохранилище проектируемой ГЭС

Расчет режима работы ГЭС производится на основании гидрологических прогнозов, предоставляемых Росгидрометом. Прогноз выпускается за 2-3 дня до начала расчетного (планового) периода. Эти прогнозы, совместно с данными о запасе воды в водохранилище, могут использоваться при оперативной корректировке плановой выработки на ближайший квартал и месяц.

Росгидромет — федеральный орган исполнительной власти, находящийся в ведении Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, осуществляющий функции по управлению государственным имуществом и оказанию государственных услуг в области гидрометеорологии и смежных с ней областях, мониторинга окружающей природной среды, её загрязнения, государственному надзору за проведением работ по активному воздействию на метеорологические и другие геофизические процессы.

Основные задачи Росгидромета:

- Осуществление всего комплекса работ по организации наблюдений;
- Обработка информации о текущем состоянии природной среды;
- Составление всех видов прогнозов и предупреждений;
- Контроль природной среды;
- Доведение информации до потребителя;
- Организация научных исследований в области метеорологии, климатологии и загрязнения природной среды.

Основные функции Росгидромета:

- государственный надзор за проведением работ по активному воздействию на метеорологические и другие геофизические процессы на территории Российской Федерации,
- лицензирование отдельных видов деятельности, отнесенных к компетенции Службы в соответствии с законодательством Российской Федерации,
- государственный учет поверхностных вод и ведение государственного водного кадастра в части поверхностных водных объектов,
- ведение Единого государственного фонда данных о состоянии окружающей природной среды, ее загрязнении,
- формирование и обеспечение функционирования государственной наблюдательной сети, в том числе организацию и прекращение деятельности стационарных и подвижных пунктов наблюдений, определение их местоположения,
- государственный мониторинг атмосферного воздуха.

В систему Росгидромета входят:

- сеть пунктов наблюдений, поставляющих информацию о фактическом состоянии атмосферы;

- центры по изучению и контролю природной среды;
- обсерватории и научно-исследовательские институты, занимающиеся изучением различных аспектов метеорологии, климатологии и отвечающие за организацию соответствующих направлений исследований в системе гидрометслужбы.

9.6 Расчет планового режима работы Майской ГЭС

По данным Росгидромета ожидается приток в диапазоне 800-900 м³/с на период с 4.06.18 по 13.06.18. На основании предоставленных Росгидрометом гидрологических прогнозов был произведен расчет планового режима работы Майской ГЭС для трёх вариантов: минимальный, средний и максимальный режим (таблица 9.1, 9.2, 9.3, соответственно).

Таблица 9.1 – Расчет минимального режима работы Майской ГЭС на период с 4.06.18 по 10.06.18

День недели	Приток, м ³ /с	Активная мощность ГЭС, МВт	Среднесуточная выработка, МВт·ч	УВБ, м	УНБ, м	Напор, м	Расход, м ³ /с
Пн	751	295	7080	235,49	196,01	39,48	740
Вт	762	300	7200	235,5	196,03	39,47	749
Ср	777	309	7416	235,51	196,05	39,46	756
Чт	795	319	7656	235,52	196,08	39,44	766
Пт	814	328	7872	235,53	196,12	39,41	780
Сб	835	340	8160	235,54	196,15	39,39	790
Вс	849	345	8280	235,55	196,17	39,38	805

Таблица 9.2 – Расчет среднего режима работы Майской ГЭС на период с 4.06.18 по 10.06.18

День недели	Приток, м ³ /с	Активная мощность ГЭС, МВт	Среднесуточная выработка, МВт·ч	УВБ, м	УНБ, м	Напор, м	Расход, м ³ /с
Пн	754	300	7200	235,49	196,02	39,47	733
Вт	795	320	7680	235,52	196,08	39,44	763
Ср	832	335	8040	235,54	196,14	39,40	797
Чт	857	346	8304	235,55	196,18	39,37	818
Пт	869	354	8496	235,56	196,2	39,36	821
Сб	886	365	8760	235,57	196,23	39,34	826
Вс	905	372	8928	235,58	196,26	39,32	846

Таблица 9.3 – Расчет максимального режима работы Майской ГЭС на период с 4.06.18 по 10.06.18

День недели	Приток, м ³ /с	Активная мощность ГЭС, МВт	Среднесуточная выработка, МВт·ч	УВБ, м	УНБ, м	Напор, м	Расход, м ³ /с
Пн	758	300	7200	235,49	196,02	39,47	741
Вт	825	338	8112	235,53	196,13	39,40	776
Ср	868	350	8400	235,56	196,2	39,36	830
Чт	912	362	8688	235,58	196,27	39,31	885
Пт	954	374	8976	235,6	196,33	39,27	937
Сб	968	380	9120	235,61	196,35	39,26	949
Вс	985	390	9360	235,62	196,37	39,25	957

Плановый приток и уровень верхнего бьефа для трёх вариантов режима работы станции представлены на рисунках 9.1, 9.2.

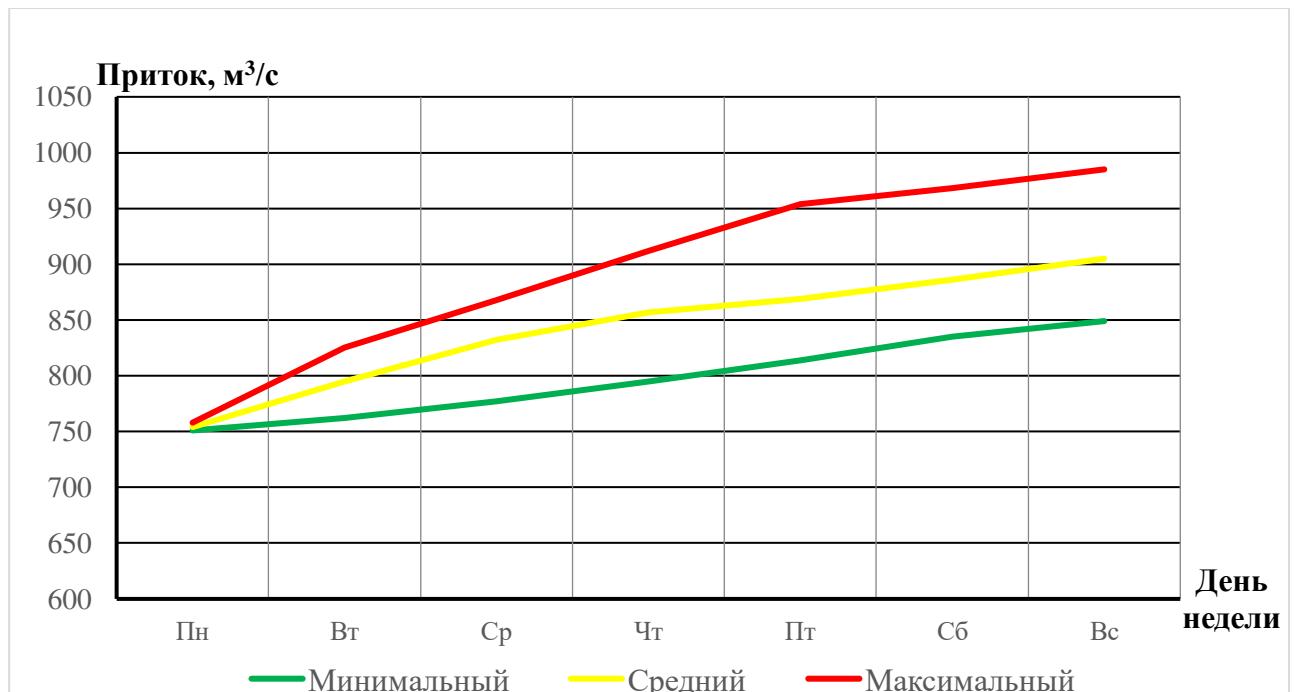


Рисунок 9.1 – Плановый приток р. Мая на период с 4.06.18 по 10.06.18

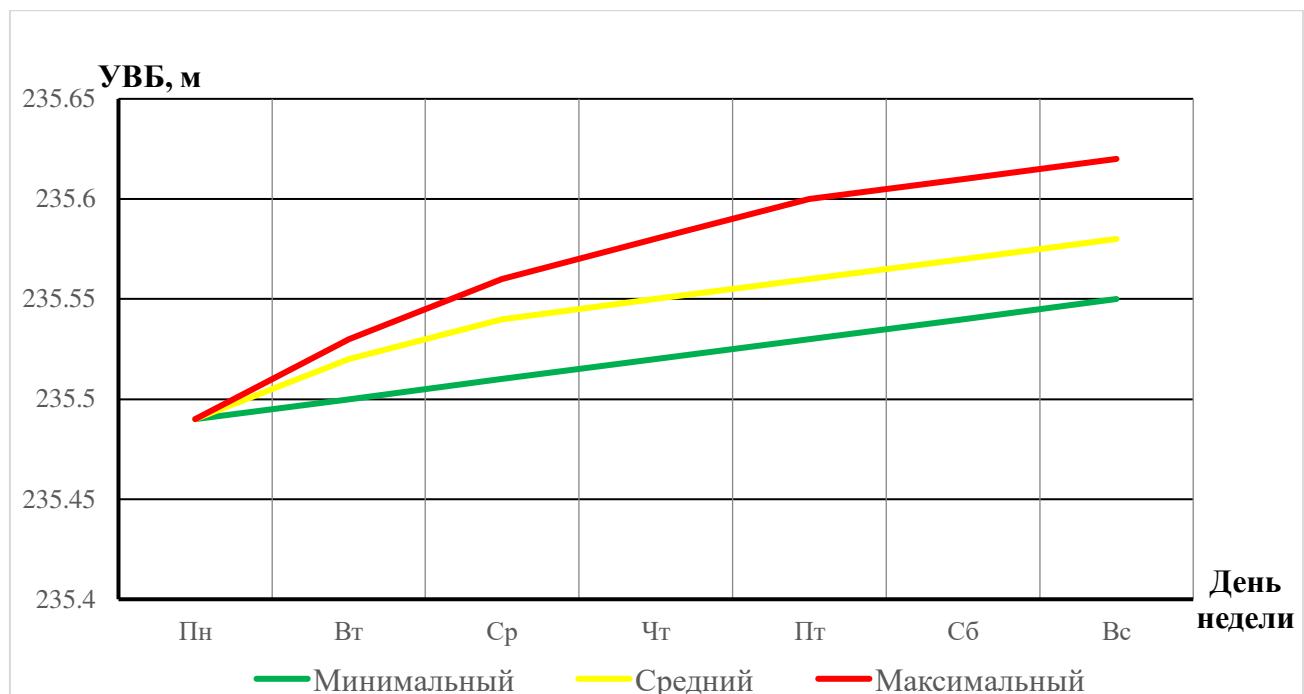


График планового режима работы Майской ГЭС наглядно представлен на рисунках 9.3, 9.4.

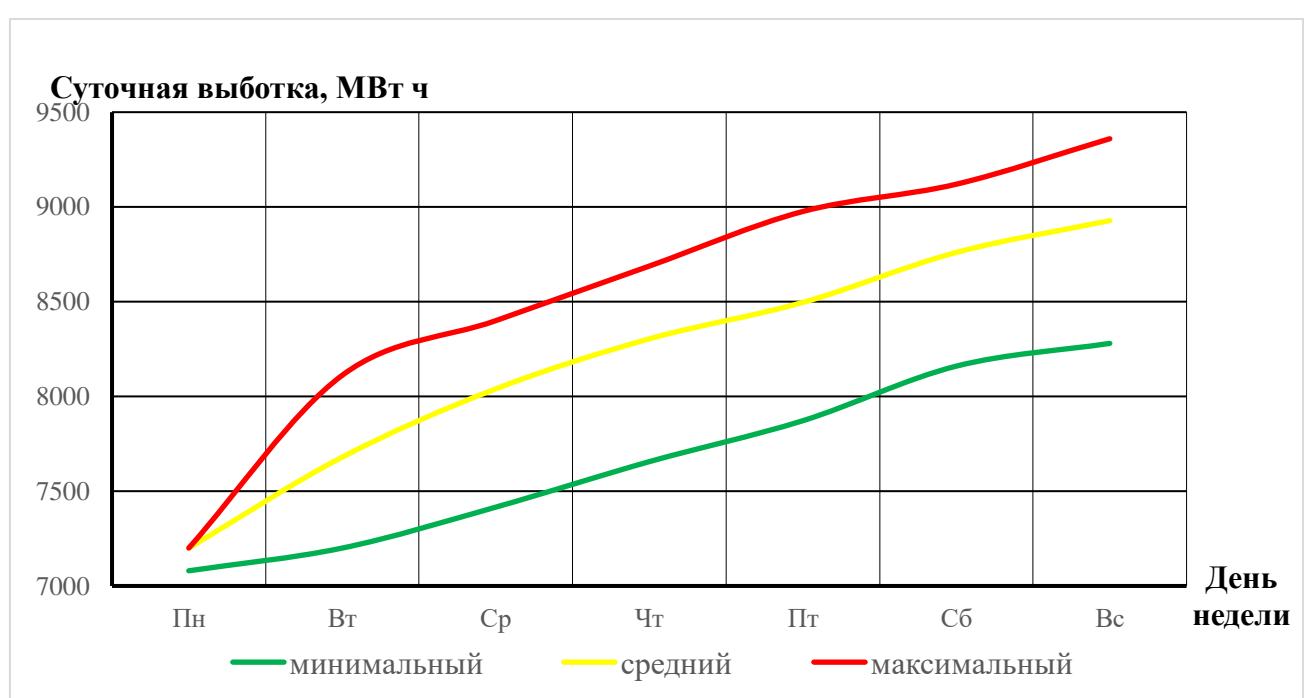


Рисунок 9.3 – Суточная выработка Майской ГЭС на период с 4.06.18 по 10.06.18

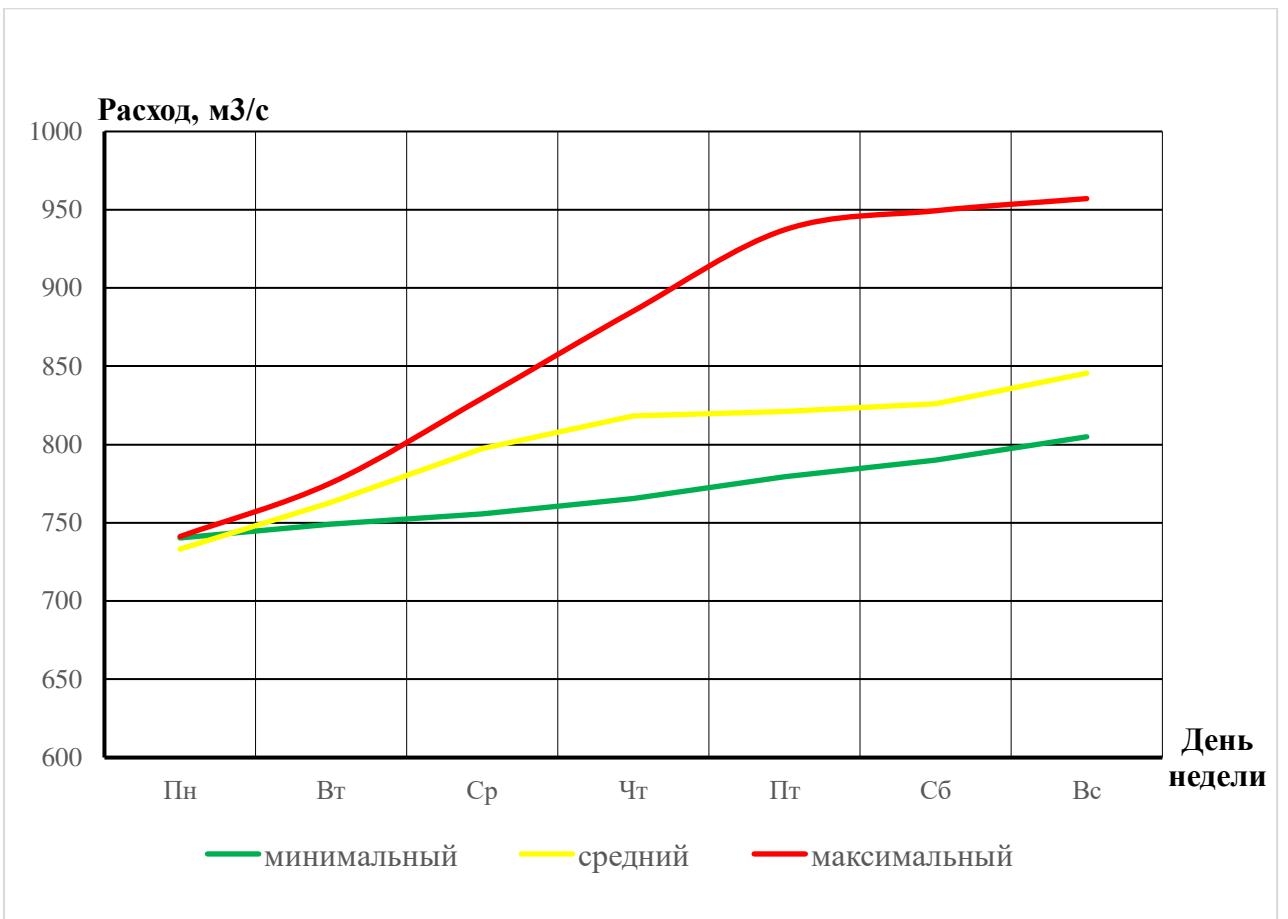


Рисунок 9.3 – Расход Майской ГЭС на период с 4.06.18 по 10.06.18

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Майского гидроузла на реке Мая, являющегося сооружением II класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев:

- Основного (при обеспеченности 1 %) $Q_{1\%} = 7533 \text{ м}^3/\text{с};$
- Поверочного (при обеспеченности 0,1 %) $Q_{1\%} = 9106 \text{ м}^3/\text{с}.$

В ходе водоэнергетических расчетов была определена установленная мощность $N_{уст} = 440 \text{ МВт}$ и среднемноголетняя выработка $\mathcal{E}_{ср.мн.лет} = 2,5 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}.$

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), из которой определены следующие напоры:

- расчетный напор $H_p=32,31 \text{ м}$
- максимальный напор $H_{\max}=39,53 \text{ м}$
- минимальный $H_{\min}=20,05 \text{ м}$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору составляет $1553 \text{ м}^3/\text{с}.$

При выборе турбин рассматривалось 2 варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с восемью гидротурбинами ПЛ40б-В.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой 150 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-808/130-40У4, с номинальной активной мощностью $64,7 \text{ МВт}.$

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ-220 кВ – «две рабочие системы шин». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-160000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-250/10,5, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 300/39. В качестве генераторного комплекса КАГ-20.

После выбора основного электрооборудования оборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ, а также рассчитаны уставки основных защит генератора.

Компоновка гидроузла принята русловая. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- правобережная грунтовая плотина – 743 м;

- донный водоспуск – 19,8 м;
- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 217,8 м;
- станционная часть плотины – 144 м;
- левобережная глухая плотина – 50 м;
- левобережная грунтовая плотина – 112 м;

На данном этапе расчетным путем были определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 32,25 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 191,2 м;
- число водосливных отверстий – 11;
- ширина водосливных отверстий в свету – 16 м;
- отметка гребня – 239 м;
- ширина гребня – 12,4 м;

В качестве гасителя кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, был выбран способ свободно отброшенной струи.

Для уменьшения величины противодавления устроена цементационная завеса на глубину 19,8 метров относительно подошвы сооружения и дренаж на глубину 9,9 метров относительно подошвы сооружения.

Также в этом разделе проведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности составил 1,38 (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). Таким образом, плотина Майского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность выяснилось, что сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотины отвечает всем требованиям, предусмотренным СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости 5 лет 2 месяца;
- удельная себестоимость электроэнергии – 0,22 руб/кВт·ч.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
3. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
5. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014г. Требования к устройству электрической части. [Электронный ресурс] // ОАО РАО «ЕЭС России» . – Режим доступа : <http://www.elec.ru/>.
6. Приказ №216 от 30 апреля 2008г. «Об утверждении Методических рекомендаций по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства»: Положение о Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 16 июня 2004 г. N 284.
7. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования». [Электронный ресурс] // ОАО РАО «ЕЭС России» . – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.
8. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс] // ОАО РАО «ЕЭС России» . – Режим доступа : fsk-ees.ru
9. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ». [Электронный ресурс] // ОАО РАО «ЕЭС России» . – Режим доступа : fsk-ees.ru
10. СТО «Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта» [Электронный ресурс] // ОАО РАО «ЕЭС России» . – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.

11. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
12. СТО 17330282.27.140.020-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания, нормы и требования». [Электронный ресурс] // Российское открытое акционерное общество энергетики и электрофикации «ЕЭС России» . – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.
13. ГОСТ Р 56303 – 2014 «Оперативно – диспетчерское управление . Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению». [Электронный ресурс] // Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. – Режим доступа : <http://www.docs.cntd.ru/>.
14. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» [Электронный ресурс] // . – ОАО РАО «ЕЭС России». Режим доступа : <http://www.fsk-ees.ru/>.
15. ГОСТ Р 56302-2014 «Оперативно – диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования». [Электронный ресурс] // Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. – Режим доступа : <http://www.docs.cntd.ru/>.
16. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ». [Электронный ресурс] // ОАО РАО «ЕЭС России». Режим доступа : <http://www.fsk-ees.ru/>.
17. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электро – энергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно – Шушенский филиал, 2010. – 180 с.
18. [Электронный ресурс] // Продукция ОАО «Электрозвод». – Режим доступа : <http://www.elektrozavod.ru/production/>.
19. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
20. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
21. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.- Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
22. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.:
23. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». (Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 - 84*) - М.: Минрегион России, 2012.

24. Гидротехнические сооружения. Часть 1 . Учебник для вузов / под ред. Л.Н. Рассказова. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2008. – 576 с.
25. 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.
26. СП 23.13330.2011. Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная версия СНиП 2.02.02-85 - М.: Госстрой, 1989.
27. Методические указания по разработке правил использования водохранилищ. Утверждены Приказом Минприроды России от 26.01.2011 № 17.
28. Методические указания по разработке схем комплексного использования и охраны водных объектов. Утверждены приказом МПР РФ от 04.07.2007 № 169.
29. СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95) Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. Утверждены Приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229. Зарегистрированы Минюстом РФ 20.06.2003 рег.св. № 4799.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Мая за период 1961-2010 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год
1961	92	63	51	91	3258	3940	2193	1892	2463	841	382	197	1288
1962	121	40	39	128	3205	3230	1393	2483	1968	890	232	188	1160
1963	111	67	29	58	3465	4101	1703	2150	1187	791	206	141	1167
1964	86	47	44	43	2232	3667	942	763	1187	752	232	150	845
1965	61	28	41	70	1560	3681	2090	1376	1731	702	193	89	968
1966	31	27	19	49	2341	1807	1445	1279	584	326	163	96	681
1967	80	40	41	53	2847	2709	2451	1570	1760	445	262	188	1037
1968	108	78	68	92	1864	5590	2851	1967	1167	762	356	94	1250
1969	55	40	30	37	2445	1238	1509	624	1137	465	168	121	656
1970	96	130	99	138	5468	3744	2077	3408	2740	1394	391	339	1669
1971	47	47	47	43	2966	2958	1290	1570	1770	435	128	94	950
1972	74	66	76	73	3236	4510	1303	1419	2186	900	348	162	1196
1973	55	32	41	46	2524	1786	1071	1333	841	801	124	141	733
1974	47	28	25	39	2621	3178	903	796	1137	316	133	125	779
1975	117	62	60	53	3110	4625	2090	1204	1385	791	240	181	1160
1976	166	110	53	56	4140	4601	1742	3053	2067	1741	257	313	1525
1977	84	52	46	69	4482	3258	2477	2225	1573	673	322	76	1278
1978	59	40	18	47	2847	2989	722	1183	1207	495	107	98	818

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Мая за период 1961-2010 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год
1979	90	43	31	92	4962	2867	3148	1957	1652	574	214	94	1310
1980	74	115	79	97	4297	3846	3419	2516	2819	900	421	231	1568
1981	137	82	39	72	5030	4583	4012	2795	2670	888	322	168	1733
1982	127	43	42	49	3459	5569	1742	1989	1810	811	223	120	1332
1983	86	48	53	49	3575	4164	2322	1623	1523	910	223	119	1225
1984	108	61	79	119	3631	5870	3199	1161	2334	791	412	228	1499
1985	145	71	64	84	2354	3629	3702	1677	2008	574	232	154	1224
1986	63	85	46	66	1933	4241	2903	1720	2107	692	137	193	1182
1987	92	59	80	64	2254	3978	1690	2462	2136	673	197	150	1153
1988	84	35	38	37	2888	2192	1883	763	1671	495	253	145	874
1989	78	38	43	77	2216	3853	1548	1398	900	504	180	112	912
1990	72	44	26	37	1996	2881	1285	1709	653	762	197	81	812
1991	53	73	50	49	2078	4720	2154	2311	2160	445	331	102	1211
1992	78	38	46	92	3512	5024	1226	2150	1108	663	283	185	1200
1993	104	71	60	80	4137	2916	1200	1967	811	485	300	167	1025
1994	125	80	51	99	3566	5080	2361	2440	2126	702	343	162	1428
1995	59	28	34	74	3346	3052	1948	1752	979	712	270	208	1039
1996	155	81	52	93	2436	6957	1625	1795	2957	633	335	132	1438
1997	72	54	37	104	4451	3562	2038	1817	1840	1048	210	127	1280
1998	106	113	52	90	5114	2618	4076	1785	1404	1573	407	222	1463

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Мая за период 1961-2010 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год
1999	111	48	59	68	2800	5027	1058	1118	1029	554	333	207	1034
2000	172	95	67	84	4011	4852	2941	2204	2294	1197	304	111	1528
2001	66	20	25	32	2414	2332	1122	645	495	474	159	108	658
2002	86	80	62	77	4535	4905	2051	1634	2107	524	309	86	1371
2003	74	54	44	45	2706	1640	735	978	1009	554	137	151	677
2004	133	52	39	87	3035	7593	3083	3096	1503	1225	257	63	1681
2005	27	22	19	31	1745	1877	1174	860	663	564	107	68	596
2006	51	53	28	34	1372	2188	774	989	692	444	146	64	569
2007	55	52	29	62	1428	1884	1445	785	1553	495	240	117	679
2008	108	90	117	121	4294	5614	1845	1494	2571	1112	232	106	1475
2009	70	43	32	46	1453	1933	864	656	969	523	197	68	571
2010	53	33	51	53	3164	1807	1226	1011	1058	534	94	98	765

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчеты

Таблица Б.1 – Типовой график нагрузки для зимних и летних суток

Час	Ф-ла коэффициента	Коэффициент Зима	P _{тип} , МВт	Ф-ла коэффициента	Коэффициент Лето	P _{тип} , МВт
			Зимние сутки			Летние сутки
1	2.04b ₁ -1.03	0,653	828	1.86β ₂ -0.84	0,741	611
2	2.28b ₁ -1.27	0,611	775	2.06β ₂ -1.04	0,711	586
3	2.3b ₁ -1.30	0,598	758	2.15β ₂ -1.14	0,688	567
4	2.3b ₁ -1.33	0,568	720	2.25β ₂ -1.25	0,663	546
5	2.3b ₁ -1.30	0,598	758	2.34β ₂ -1.33	0,659	543
6	2.34b ₁ -1.32	0,611	774	2.19β ₂ -1.20	0,662	545
7	2.36b ₁ -1.30	0,647	821	2.06β ₂ -1.07	0,681	561
8	1.55b ₁ -0.55	0,729	924	1.5β ₂ -0.505	0,770	634
9	0.84b ₁ +0.16	0,853	1082	0.85β ₂ +0.15	0,873	719
10	0.16b ₁ +0.834	0,966	1225	0.163β ₂ +0.84	0,979	806
11	0.195b ₁ +0.79	0,951	1206	1.0	1.6	800
12	0.292b ₁ +0.68	0,921	1168	0.26β ₂ +0.742	0,963	794
13	0.455b ₁ +0.50	0,875	1110	0.49β ₂ +0.508	0,925	762
14	0.39b ₁ +0.575	0,897	1138	0.39β ₂ +0.611	0,943	777
15	0.29b ₁ +0.697	0,936	1188	0.26β ₂ +0.742	0,963	794
16	0.33b ₁ +0.641	0,913	1158	0.39β ₂ +0.666	0,998	822
17	0.454b ₁ +0.53	0,905	1147	0.62β ₂ +0.38	0,907	747
18	0.098b ₁ +0.90	0,981	1244	0.39β ₂ +0.606	0,938	773
19	1.0	1.6	1240	0.49β ₂ +0.508	0,925	762
20	0.162b ₁ +0.84	0,974	1235	0.62β ₂ +0.38	0,907	747
21	0.24b ₁ +0.742	0,940	1192	0.66β ₂ +0.313	0,874	720
22	0.29b ₁ +0.707	0,946	1200	0.62β ₂ +0.39	0,917	756
23	0.78b ₁ +0.22	0,864	1095	0.75β ₂ +0.26	0,898	740
24	1.36b ₁ +0.36	1,482	962	1.14β ₂ +0.125	1,094	676
b₁			0,825	b₂		0,85
P_{max}^{зим}, МВт			1244	P_{max}^{лет}, МВт		822

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчет интегральной кривой для зимних суток

Время, ч	P _{ПОТР} , МВт	P _{РАНЖ} , МВт	D(P), МВт	t	D(Э), тыс кВт ч	P	Э
1	978	1394	4	1	4	4	4
2	925	1390	5	2	9	9	14
3	908	1385	10	3	29	19	43
4	870	1375	19	4	77	38	120
5	908	1356	6	5	29	44	149
6	924	1350	8	6	48	52	196
7	971	1342	5	7	33	57	230
8	1074	1338	19	8	156	76	385
9	1232	1318	10	9	87	86	473
10	1375	1308	11	10	110	97	583
11	1356	1297	10	11	109	107	692
12	1318	1288	27	12	325	134	1017
13	1260	1260	15	13	196	149	1213
14	1288	1245	13	14	186	162	1400
15	1338	1232	120	15	1800	282	3200
16	1308	1112	38	16	601	320	3801
17	1297	1074	96	17	1634	416	5435
18	1394	978	8	18	137	423	5572
19	1390	971	46	19	868	469	6440
20	1385	925	1	20	13	470	6452
21	1342	924	16	21	346	486	6799
22	1350	908	0	22	0	486	6799
23	1245	908	38	23	875	524	7674
24	1112	870	870	24	20877	1394	28551

Таблица Б.3 – Расчет интегральной кривой для летних суток

Время, ч	P _{ПОТР} , МВт	P _{РАНЖ} , МВт	D(P), МВт	t	D(Э), тыс кВт ч	P	Э
1	641	852	16	1	16	16	16
2	616	836	6	2	13	22	28
3	597	830	6	3	19	28	48
4	576	824	0	4	0	28	48
5	573	824	17	5	84	45	132
6	575	807	4	6	25	49	157
7	591	803	11	7	75	60	232
8	664	792	0	8	0	60	232
9	749	792	6	9	56	66	288
10	836	786	8	10	82	75	370
11	830	777	0	11	0	75	370
12	824	777	8	12	94	82	464
13	792	770	19	13	252	102	716
14	807	750	1	14	17	103	733

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.3 – Расчет интегральной кривой для летних суток

Время, ч	P _{ПОТР} , МВт	P _{РАНЖ} , МВт	D(P), МВт	t	D(Э), тыс кВт·ч	P	Э
15	824	749	43	15	644	146	1377
16	852	706	42	16	664	187	2041
17	777	664	24	17	406	211	2448
18	803	641	25	18	445	236	2892
19	792	616	19	19	368	255	3260
20	777	597	5	20	107	261	3368
21	750	591	15	21	320	276	3688
22	786	576	1	22	18	277	3706
23	770	575	2	23	47	279	3753
24	706	573	573	24	13752	852	17506

Таблица Б.4 – Расчетная обеспеченность

Q _{СР.ПОЛ} , м ³ /с	Q _{СР.МЕЖ} , м ³ /с	Q _{СР.ГО} д, м ³ /с	Год	m	Q _{СР.ГОдуб} , м ³ /с	Год	Q _{СР.ПОЛубын} , м ³ /с	Год	Q _{СР.МЕЖубы} , м ³ /с	Год	P, %
2749	245	1289	1961	1	1733	1981	3818	1981	385	1976	1
2453	234	1159	1962	2	1681	2004	3662	2004	370	1970	3
2521	200	1167	1963	3	1669	1970	3487	1970	366	1998	5
1758	193	845	1964	4	1568	1980	3379	1980	290	2000	7
2088	169	969	1965	5	1528	2000	3260	2000	274	1980	9
1491	102	681	1966	6	1525	1976	3239	1984	269	2008	11
2267	158	1037	1967	7	1499	1984	3164	2008	265	2004	13
2688	223	1250	1968	8	1475	2008	3154	1996	257	1984	15
1391	131	656	1969	9	1463	1998	3121	1976	245	1961	17
3487	370	1669	1970	10	1438	1996	3115	1994	244	1981	19
2111	127	953	1971	11	1428	1994	3046	2002	243	1972	21
2531	243	1196	1972	12	1371	2002	2999	1998	236	1997	23
1511	177	733	1973	13	1332	1982	2917	1979	234	1962	25
1727	102	779	1974	14	1310	1979	2914	1982	223	1968	27
2520	189	1160	1975	15	1289	1961	2803	1977	223	1994	29
3121	385	1525	1976	16	1280	1997	2749	1961	213	1983	31
2803	190	1279	1977	17	1279	1977	2742	1997	212	1996	33
1790	127	820	1978	18	1250	1968	2688	1968	202	1982	35
2917	163	1310	1979	19	1226	1985	2685	1991	200	1963	37
3379	274	1568	1980	20	1225	1983	2674	1985	198	1992	39
3818	244	1733	1981	21	1211	1991	2641	1983	198	1995	41
2914	202	1332	1982	22	1200	1992	2604	1992	197	1999	43
2641	213	1225	1983	23	1196	1972	2581	1986	193	1964	45
3239	257	1499	1984	24	1182	1986	2531	1972	192	1985	47
2674	192	1226	1985	25	1167	1963	2521	1963	190	1977	49
2581	183	1182	1986	26	1160	1975	2520	1975	189	1975	50
2504	188	1153	1987	27	1159	1962	2504	1987	188	1987	52
1879	155	874	1988	28	1153	1987	2453	1962	183	1986	54
1983	147	912	1989	29	1039	1995	2267	1967	181	1993	56
1705	174	812	1990	30	1037	1967	2215	1995	177	1973	58

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.4 – Расчетная обеспеченность

Qср.ПОЛ, м ³ /с	Qср.МЕЖ, м ³ /с	Qср.ГОД, м ³ /с	Год	m	Qср.ГОДубыв, м ³ /с	Год	Qср.ПОЛубыв, м ³ /с	Год	Qср.МЕЖубыв м ³ /с	Год	P, %
2685	158	1211	1991	31	1034	1999	2206	1993	175	2002	60
2604	198	1200	1992	32	1025	1993	2206	1999	174	1990	62
2206	181	1025	1993	33	969	1965	2111	1971	169	1965	64
3115	223	1428	1994	34	953	1971	2088	1965	163	1979	66
2215	198	1039	1995	35	912	1989	1983	1989	158	1967	68
3154	212	1438	1996	36	874	1988	1879	1988	158	1991	70
2742	236	1280	1997	37	845	1964	1790	1978	155	1988	72
2999	366	1463	1998	38	820	1978	1758	1964	151	2003	74
2206	197	1034	1999	39	812	1990	1727	1974	150	2007	76
3260	290	1528	2000	40	779	1974	1705	1990	147	1989	78
1405	126	659	2001	41	765	2010	1653	2010	140	2009	80
3046	175	1371	2002	42	733	1973	1511	1973	131	1969	82
1414	151	677	2003	43	681	1966	1491	1966	131	2010	84
3662	265	1681	2004	44	679	2007	1419	2007	127	1971	86
1264	120	596	2005	45	677	2003	1414	2003	127	1978	88
1203	117	570	2006	46	659	2001	1405	2001	126	2001	90
1419	150	679	2007	47	656	1969	1391	1969	120	2005	92
3164	269	1475	2008	48	596	2005	1264	2005	117	2006	94
1175	140	571	2009	49	571	2009	1203	2006	102	1966	96
1653	131	765	2010	50	570	2006	1175	2009	102	1974	98

Таблица Б.5 – 1 итерация сработки и наполнения водохранилища в маловодном году

Мес	Сработка водохранилища												$Z_{\text{НБ}}$, м	H, м	Мощность, МВт		
	$Q_{\text{быт}}$	Q_{Φ}	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	Q_x	$Q_{\text{ВХК}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$V_H, \text{км}^3$	$dV, \text{км}^3$	$V_K, \text{км}^3$	Z_H	Z_K	Z_{CP}		$N_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГАР}}$	
10	467	2	334	801	0	300	801	13,88	0,87	13,01	234,20	234,18	234,59	196,09	37,70	267	267
11	132	2	970	1102	0	300	1102	13,01	2,51	10,50	234,18	231,30	232,74	196,52	35,42	345	345
12	101	2	1310	1411	0	300	1411	10,50	3,40	7,10	231,30	226,58	228,94	196,86	31,28	390	390
1	13	2	2000	2013	0	300	2013	7,10	5,18	1,92	226,58	209,26	217,92	197,32	19,80	352	390
2	18	2	650	668	0	300	668	1,92	1,68	0,24	209,26	196,49	202,88	195,87	6,21	37	345
3	25	2	100	125	0	300	125	0,24	0,26	-0,02	196,49	194,00	195,25	194,59	-0,14	0	267
4	44	2	0	44	0	600	44	-0,02	0,00	-0,02	194,00	194,00	194,00	194,35	-1,15	0	BXK
5	2338	2	0	2338	0	600	2338	-0,02	0,00	-0,02	194,00	194,00	194,00	197,50	-4,30	-89	BXK
6	2187	2	0	2187	0	600	2187	-0,02	0,00	-0,02	194,00	194,00	194,00	197,42	-4,22	-81	BXK
7	1069	2	0	1069	0	600	1069	-0,02	0,00	-0,02	194,00	194,00	194,00	196,48	-3,28	-31	BXK
8	669	2	0	669	0	600	669	-0,02	0,00	-0,02	194,00	194,00	194,00	195,87	-2,67	-16	BXK
9	634	2	0	634	0	600	634	-0,02	0,00	-0,02	194,00	194,00	194,00	195,80	-2,60	-15	BXK

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Сработка и наполнение водохранилища в маловодном году

Мес	Сработка водохранилища												$Z_{НБ}$, м	H, м	Мощность, МВт		
	Расход, м ³ /с						Объем водохранилища			Отметка ВБ, м							
	Q _{быт}	Q _Ф	Q _{ВДХР}	Q _{ГЭС}	Q _Х	Q _{ВХК}	Q _{НБ}	V _Н , км ³	dV, км ³	V _К , км ³	Z _Н	Z _К	Z _{CP}		N _{ГЭС}	N _{ГАР}	
11	132	2	507	639	0	300	639	13,88	1,31	12,57	234,20	233,72	234,36	195,81	37,75	213	213
12	101	2	717	818	0	300	818	12,57	1,86	10,71	233,72	231,56	232,64	196,12	35,72	258	258
1	13	2	870	883	0	300	883	10,71	2,26	8,45	231,56	228,64	230,10	196,22	33,08	258	258
2	18	2	783	801	0	300	801	8,45	2,03	6,42	228,64	225,36	227,00	196,09	30,11	213	213
3	25	2	535	560	0	300	560	6,42	1,39	5,03	225,36	222,20	223,78	195,66	27,32	135	135
4	44	2	556	600	0	600	600	5,03	1,44	3,59	222,20	217,51	219,86	195,74	23,32	124	BXK
5	2338	2	-1738	600	0	600	600	3,59	-4,50	8,09	217,51	228,13	222,82	195,74	26,28	139	BXK
6	2187	2	-1587	600	0	600	600	8,09	-4,11	12,20	228,13	233,31	230,72	195,74	34,18	181	BXK
7	1069	2	-469	600	0	600	600	12,20	-1,22	13,42	233,31	234,59	233,95	195,74	37,41	198	BXK
8	669	2	-69	600	0	600	600	13,42	-0,18	13,60	234,59	234,75	234,67	195,74	38,13	202	BXK
9	634	2	-34	600	0	600	600	13,60	-0,09	13,69	234,75	234,83	234,79	195,74	38,25	203	BXK
10	467	2	-74	393	0	300	393	13,69	-0,19	13,88	234,83	234,20	234,92	195,30	38,82	135	135

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Сработка и наполнение водохранилища в средневодном году

Мес	Расход, м ³ /с								Объем водохранилища			Отметка ВБ, м			Z _{НБ} , м	H, м	Мощность, МВт		t, ч мес	Э, млн кВт ч
	Q _{быт}	Q _Ф	Q _{ВДХР}	Q _{ГЭС}	Q _Х	Q _{ВХК}	Q _{НБ}	V _H , км ³	dV, км ³	V _K , км ³	Z _H	Z _K	Z _{CP}	N _{ГЭС}		N _{ГАР}				
11	180	2	457	637	0	300	637	13,88	1,18	12,70	234,20	233,86	234,43	195,81	37,82	213	213	744	158,5	
12	145	2	667	812	0	300	812	12,70	1,73	10,97	233,86	231,87	232,87	196,11	35,96	258	258	720	185,8	
1	91	2	777	868	0	300	868	10,97	2,01	8,96	231,87	229,34	230,61	196,20	33,61	258	258	744	192	
2	25	2	751	776	0	300	776	8,96	1,95	7,01	229,34	226,43	227,89	196,05	31,04	213	213	744	158,5	
3	24	2	507	531	0	300	531	7,01	1,31	5,70	226,43	223,85	225,14	195,60	28,74	135	135	672	90,7	
4	81	2	815	896	0	600	896	5,70	2,11	3,59	223,85	217,51	220,68	196,24	23,64	187	BXK	744	139,1	
5	3262	2	-1738	1524	0	600	1524	3,59	-4,50	8,09	217,51	228,13	222,82	196,96	25,06	337	BXK	720	242,6	
6	3288	2	-1587	1520	181	600	1701	8,09	-4,11	12,20	228,13	233,31	230,72	197,11	32,81	440	BXK	744	327,4	
7	1403	2	-469	934	0	600	934	12,20	-1,22	13,42	233,31	234,59	233,95	196,30	36,85	304	BXK	720	218,9	
8	2522	2	-69	1352	1101	600	2453	13,42	-0,18	13,60	234,59	234,75	234,67	197,55	36,32	434	BXK	744	322,9	
9	1993	2	-34	1347	612	600	1959	13,60	-0,09	13,69	234,75	234,83	234,79	197,28	36,71	437	BXK	744	325,1	
10	696	2	-74	622	0	300	622	13,69	-0,19	13,88	234,83	234,20	234,92	195,78	38,34	211	135	720	151,9	
Э _{СР.МН.ЛЕТ} , млрд кВт ч																	2,5			

Продолжение приложения Б

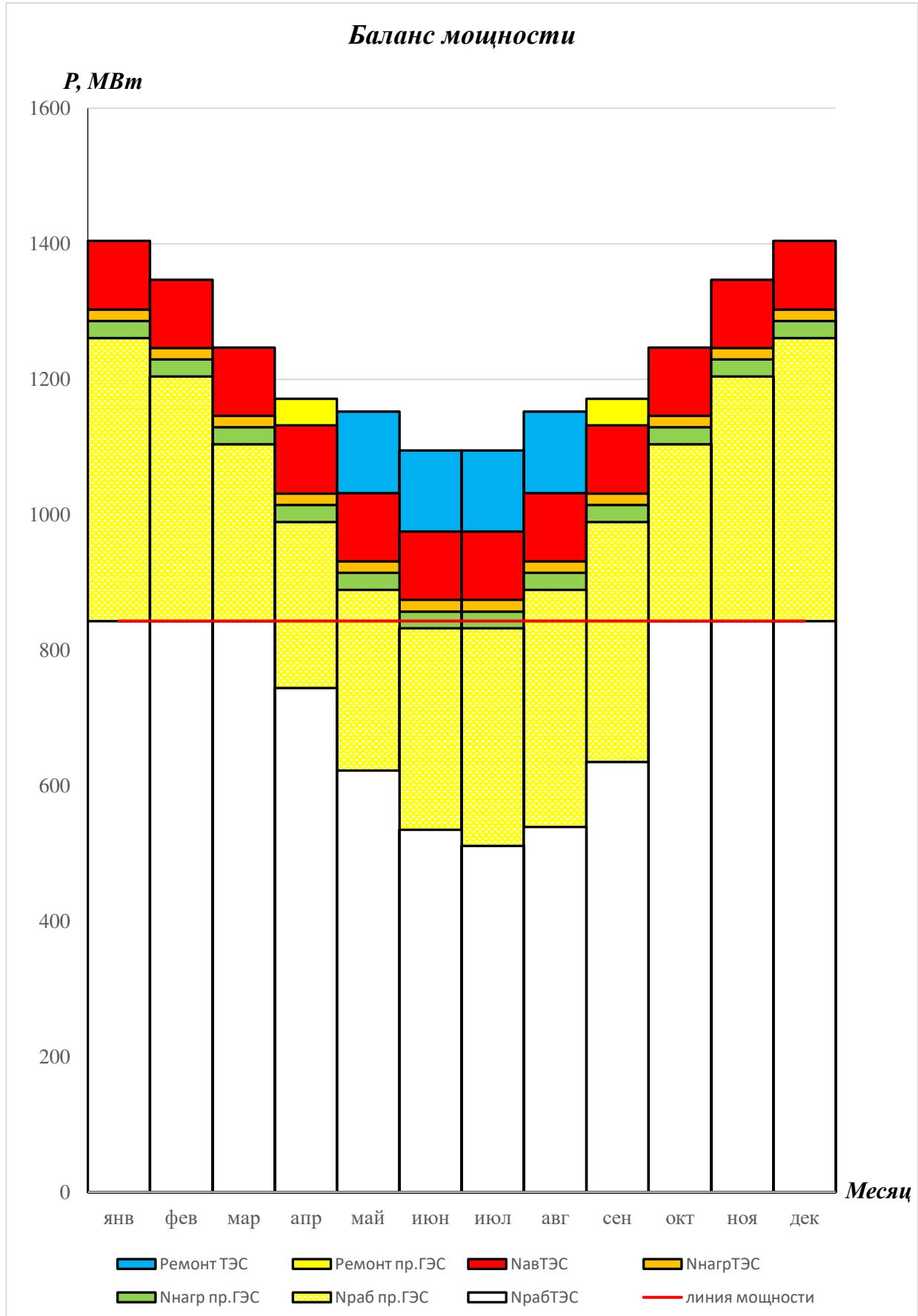


Рисунок Б.1 – Баланс мощности

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

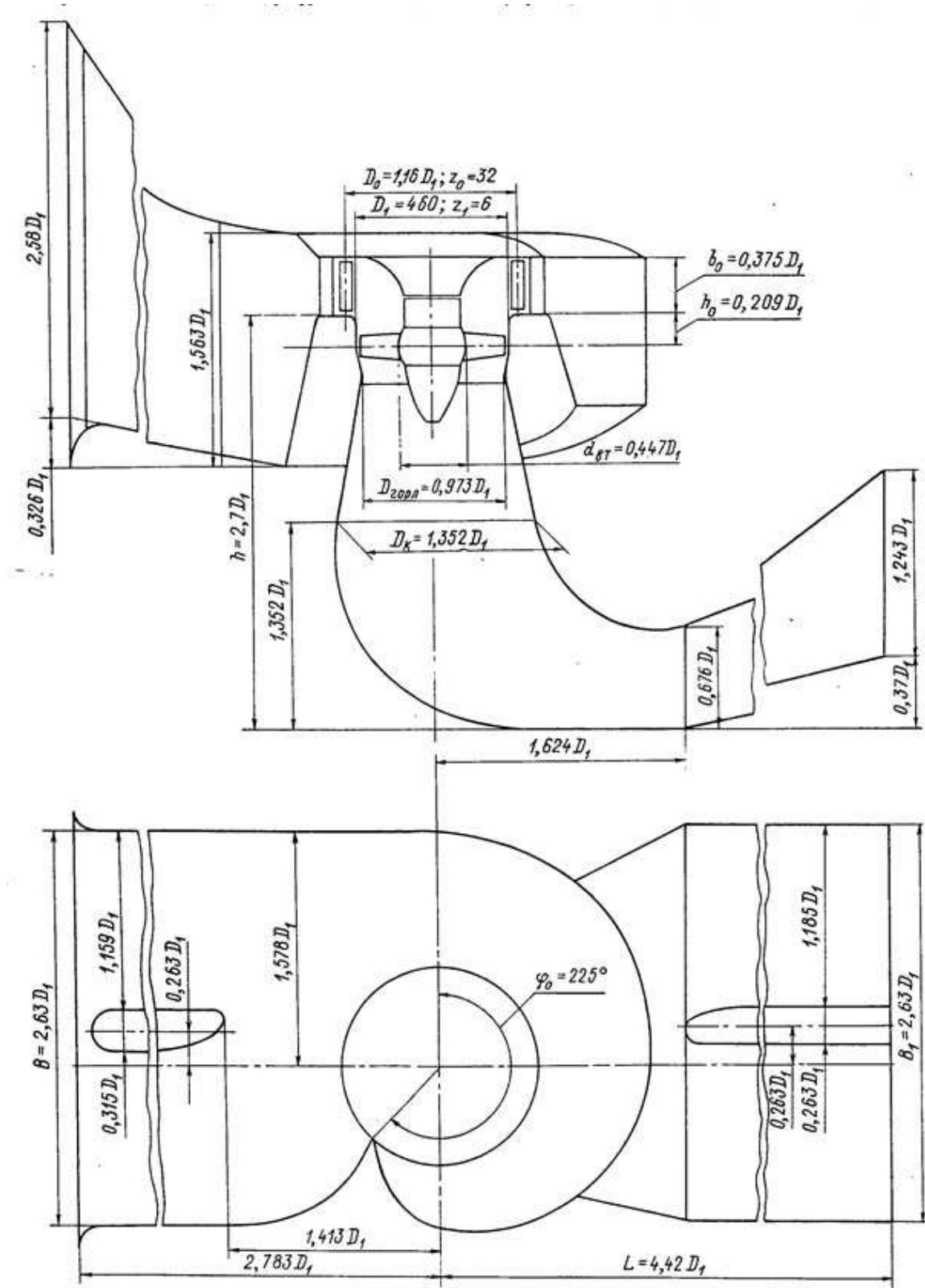


Рисунок В.1 – Проточная часть модели ПЛ40/800-В-46

Продолжение приложения В

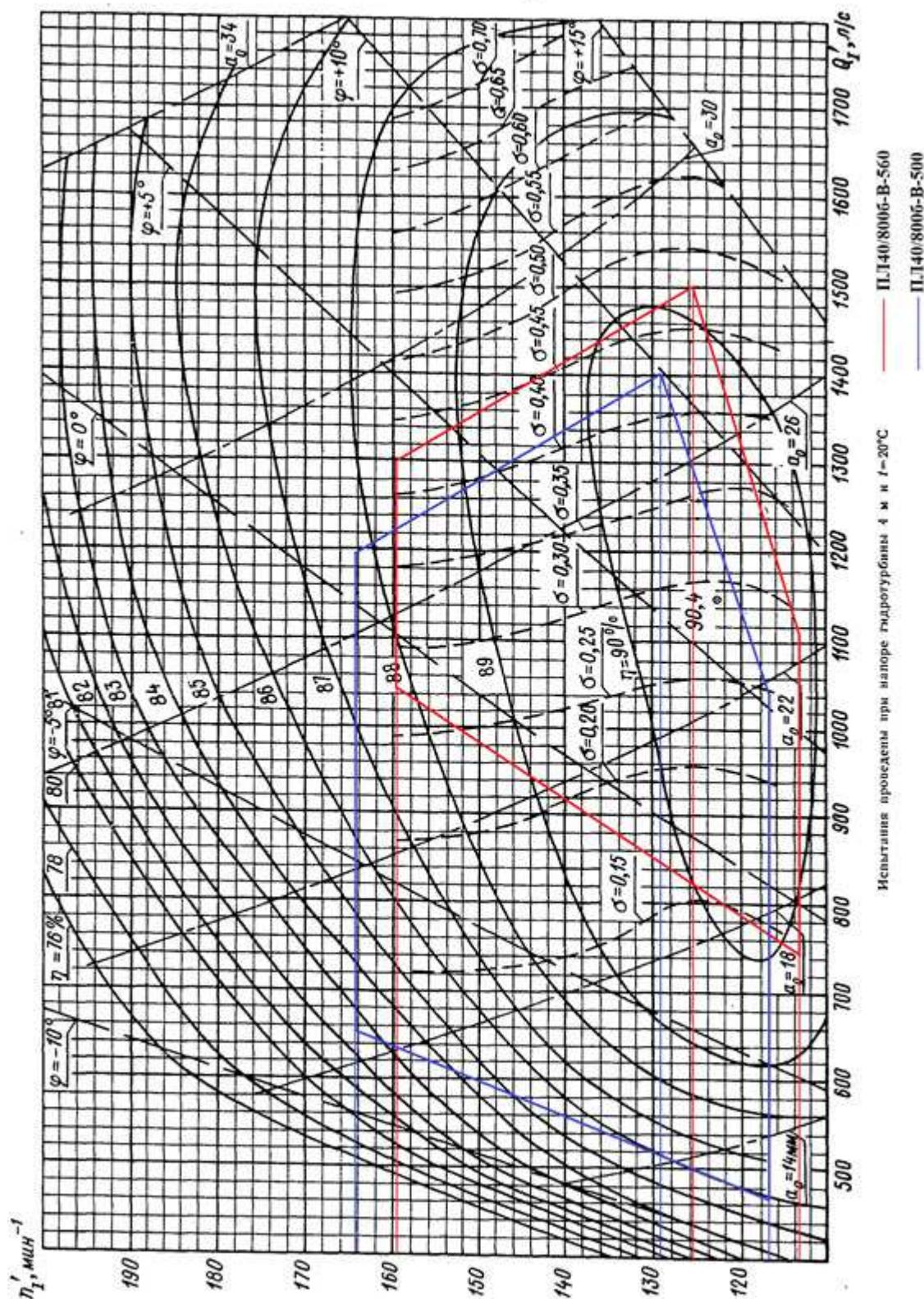


Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ40/8006-B-40

Продолжение приложения В

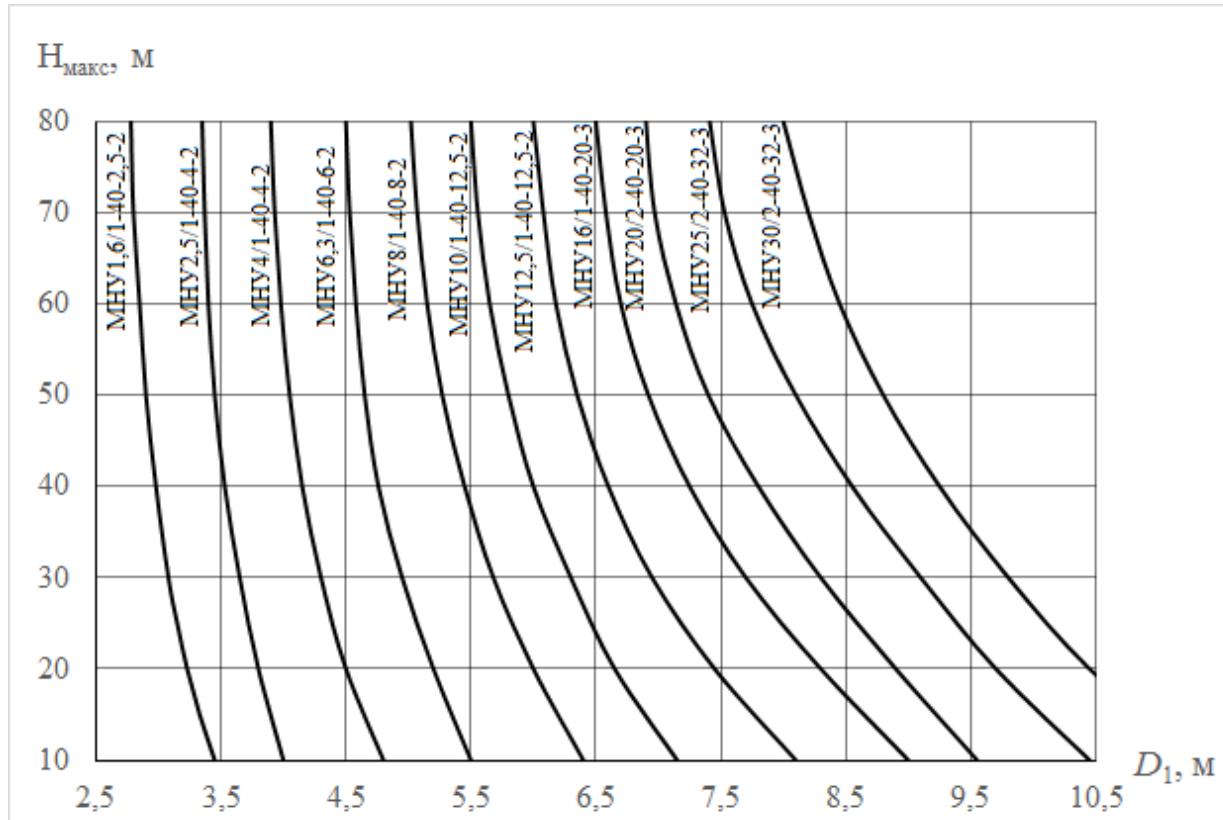


Рисунок В.3 – Номограмма выбора МНУ ПЛ – турбин

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита

Таблица Г.1 – Матрица отключений

Защиты		Наименование	Обозначение	Действие						
				Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГТ	Откл. В-220 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал
Диф. защита, продольн.			$I_{\Delta G}$	+	+	+	+	-	-	-
33Г	U_{0G}	t_1		-	-	-	-	-	-	+
		t_2		-	---	-	-	-	+	-
		t_3		+	+	+	-	-	-	-
ЗПН	$U>$	t		+	+	+	-	-	-	-
		1 ступень t_1		+	+	-	-	-	-	-
		2 ступень t_2		+	+	-	-	-	-	-
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО		-	-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		OTC I	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
Защита от симм. к.з. и перегрузок	I_1	СО		-	-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		O T	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
Дистанционная защита	$Z<$	1 ступ.	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	+	-	-	-	-
		2 ступ.	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО		-	-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		отсечка		+	+	-	-	-	-	-

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки срабатывания защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,48 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,59 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	4,77 A
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	- 5 B
		t_2	U_{02G}	- 10 B
		t_3	U_{0G}	- 15 B
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,1 -
			Уставка срабатывания	- 0,2 B
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	U_{CP1}	$1,2U_H$ 120 B
		2 ступень	U_{CP2}	$1,4U_H$ 140 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,22 A
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_H$ 0,57 A
		OTC I	$I_{2С.З.}$	$0,195 \cdot I_H$ 0,62 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$ 3,4 A
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$ 3,5 A
		OTC	I_{1OTC}	$1,22 \cdot I_{HOM}$ 3,89 A
			U_{cp}	- 66 B
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,045 0,113 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,36 0,9 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$ 4,92 A
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,12 \cdot I_{HOM.P}$ 5,15 A
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{HOM.P}$ 10,07A

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

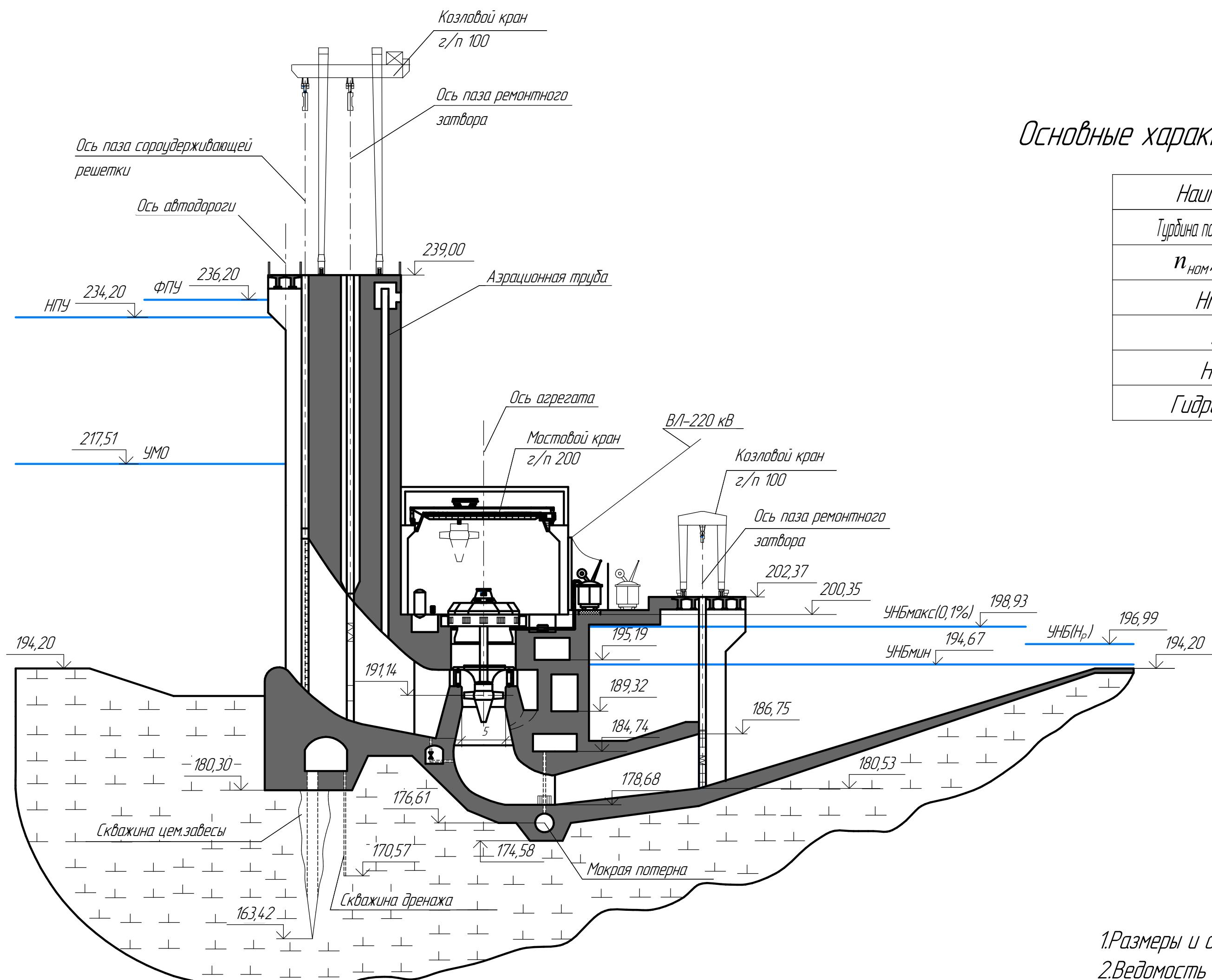
Охрана труда

Таблица Д.1 - Классификация отходов по классам опасности

Класс опасности отхода для окружающей природной среды	Степень вредного воздействия опасных отходов на окружающую природную среду	Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды
I класс (чрезвычайно опасные)	очень высокая	Экологическая система необратимо нарушена. Период восстановления отсутствует.
II класс (высокоопасные)	высокая	Экологическая система сильно нарушена. Период восстановления не менее 30 лет после полного устранения источника вредного воздействия.
III класс (умеренно опасные)	средняя	Экологическая система нарушена. Период восстановления не менее 10 лет после снижения вредного воздействия от существующего источника.
IV класс (малоопасные)	низкая	Экологическая система нарушена. Период самовосстановления не менее 3 лет.
V класс (практически неопасные)	очень низкая	Экологическая система практически не нарушена.

Разрез по станционной части и зданию ГЭС

Масштаб 2500:1



Основные характеристики гидросилового оборудования

Наименование	Тип, параметры
Турбина поворотно-лопастная	ПЛ40/800-В-500
$n_{ном}$, об/мин	150
$H_{макс}$, м	39,53
H_p , м	32,31
$H_{мин}$, м	20,05
Гидрогенератор	СВ808/130-4044

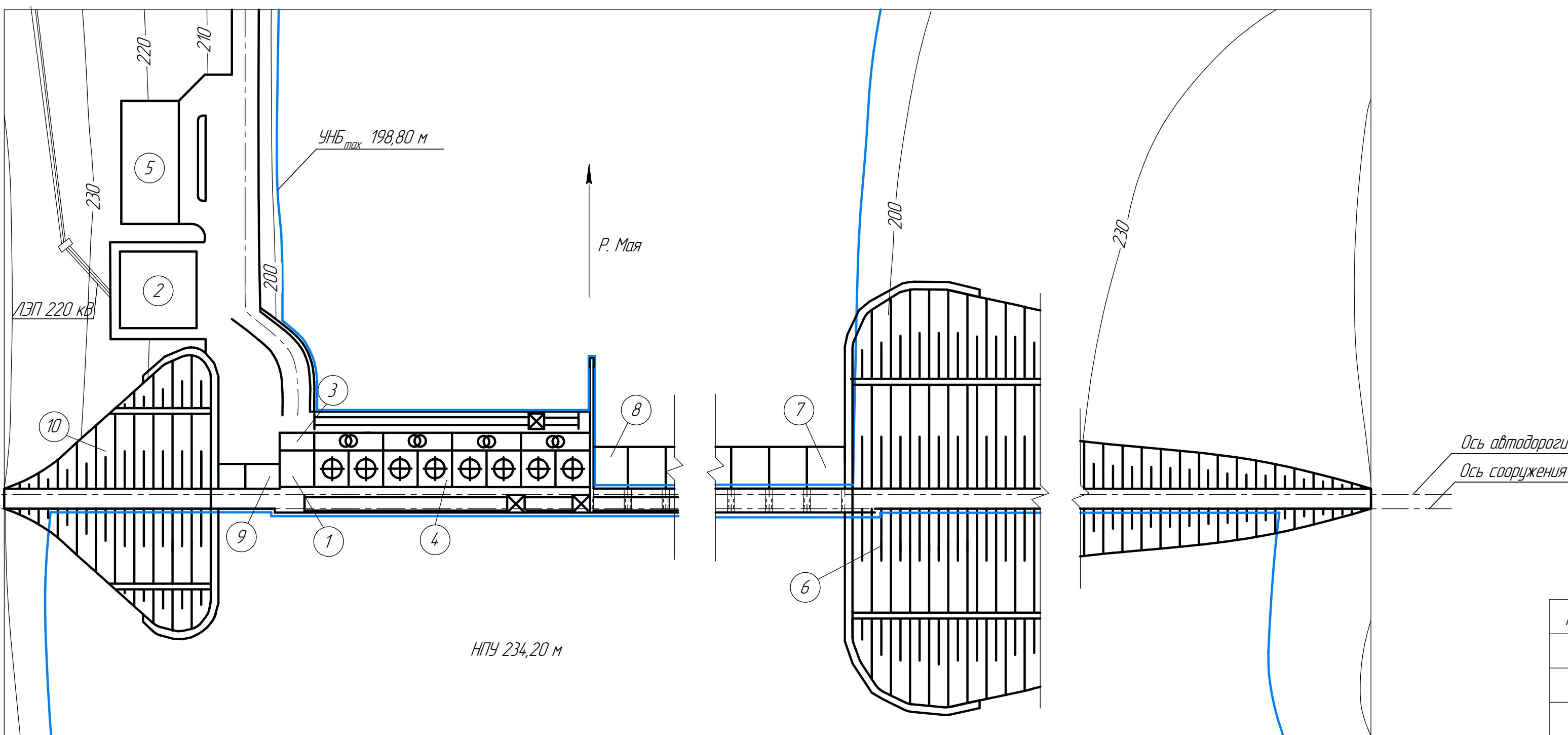
[Symbol] - габарит

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах
 2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БКР-13.03.02-1401657-ГП

БКР-13.03.02-1401657-ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм	Кол. уч	Лист	№ док	Годп	Дата
Разраб.					
Граб.					
Т. Контр					
Н. Контр					
Утв.					
Проектирование Майской ГЭС на реке Мая			Стадия	Лист	Листов
				1	1
Станционная плотина ГЭС Поперечный разрез Основные характеристики ГА			Кафедра ГГЭС, ГЭ14-03Б, 2018г.		

Генеральный план

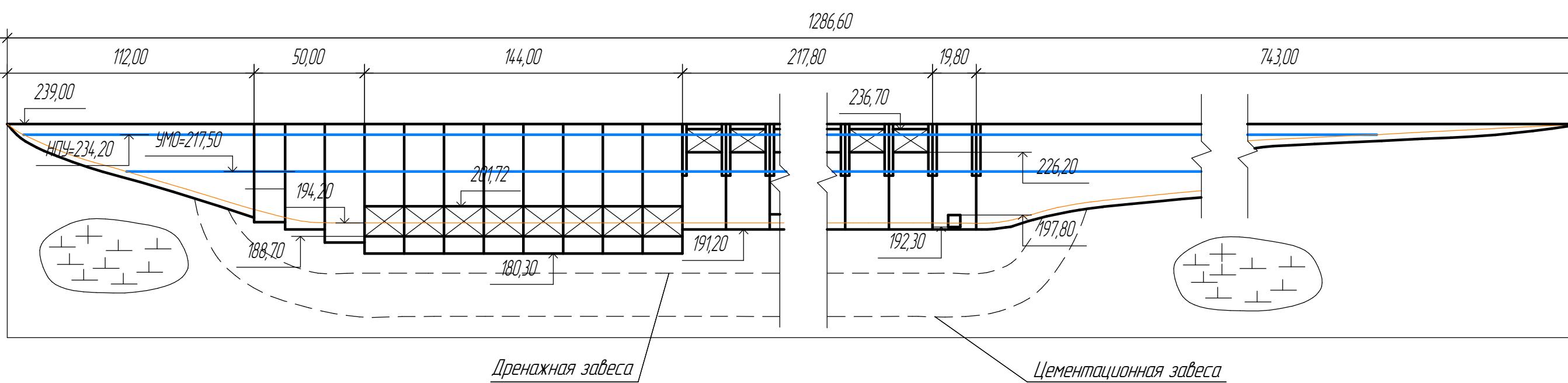
Масштаб 1:2000



Экспликация объектов

№	Наименование
1	Монтажная площадка
2	КРУЭ 220 кВ
3	Площадка для ремонта трансформаторов
4	Машинный зал
5	Административное здание
6	Правобережная грунтовая плотина
7	Донный водоспуск
8	Водосливная плотина
9	Левобережная глухая бетонная плотина
10	Левобережная грунтовая плотина

Вид с верхнего бьефа



— габарит

Размеры и отмечки на чертеже даны в метрах

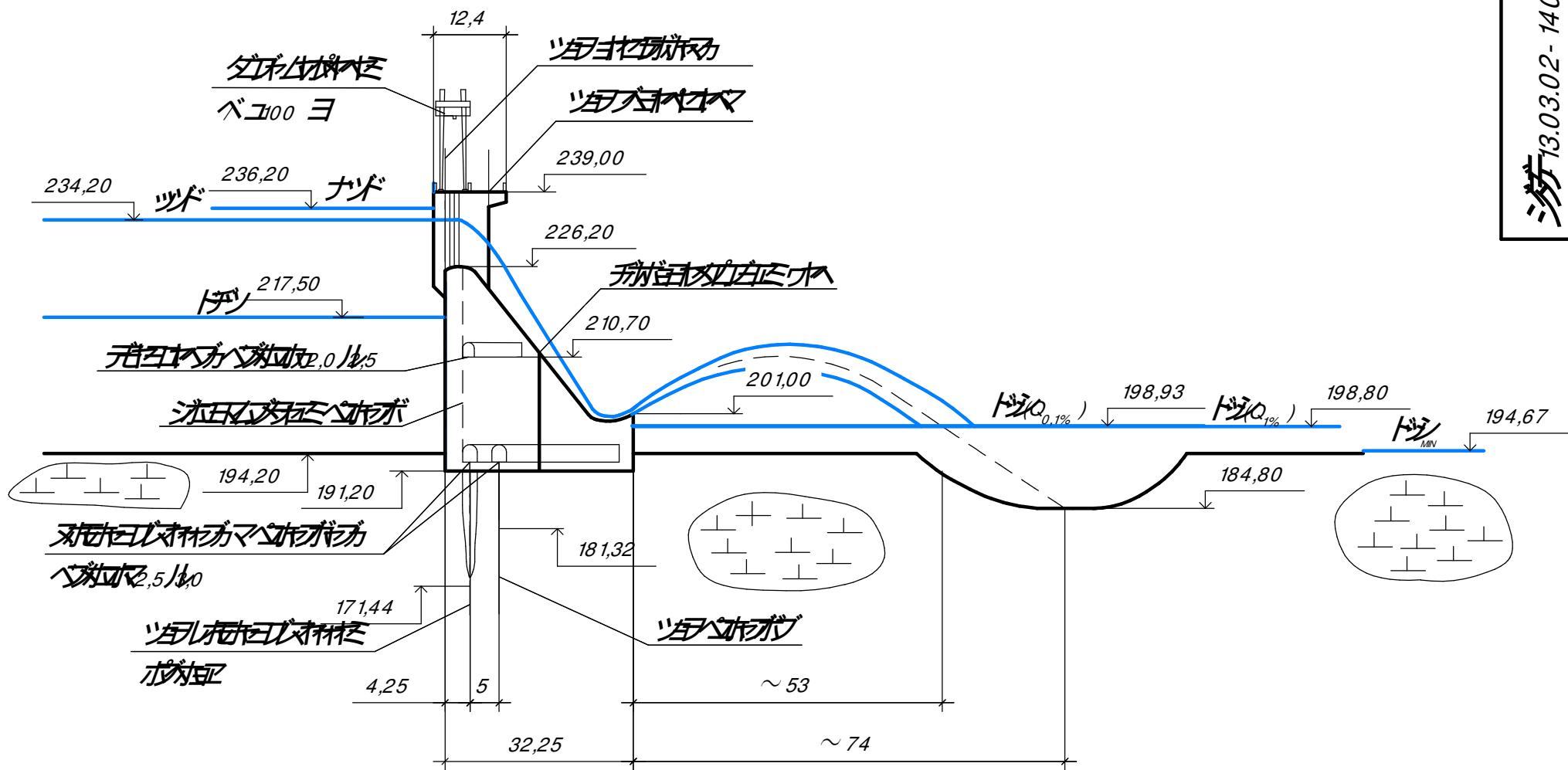
БКР-13.03.02-1401657-ГП

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального центра
образования

Изм.	Кол. чч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.						Проектирование	1	4
Проб.						Майской ГЭС		
Т. Контр.						на реке Мая		
Н. Контр.								
Утв.								

Генеральный план
Вид с верхнего бьефа
Ведомость состава проекта
Кафедра ГГЭЭС,
ГЭ14-03Б, 2018г.

ツボルホラミ ブルボンバヨマツキコスルホ
チヨヨブ 1:1000

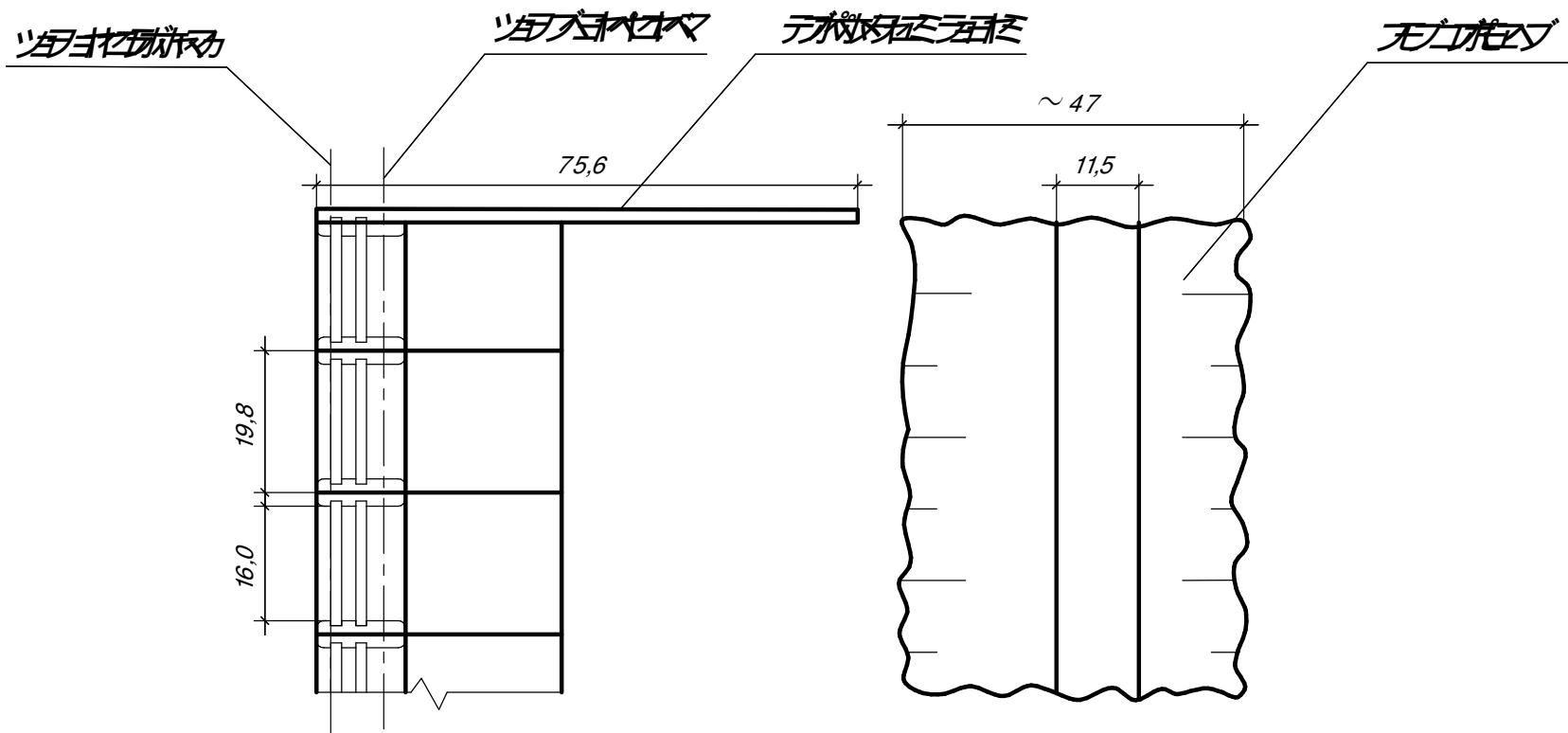


Город. №
Перв. примен.

Инф. № подр.
Годд. и дата
Взам. инф. №
Инф. № подр.
Годд. и дата

13.03.02- 1401657- 五

ツボルホラミ ブルボンバヨマツキコスルホ



1. テボウスルボクセヨリスルヤブホヨムガバズエヘモヨリレ
2. シホ君ヨリヨヨヘビスユホヨブヨリモヤブホヨムガシテ 13.03.02- 1401657- ズ

13.03.02- 1401657- 五

テボウスルボクセリスル

テボウスルボクセリスルヤブホヨムガバズエ正ヨリレ

ツボルホラミバオホチヨリスル

ヤブホヨリスル

ツボルホラミ ブルボン

バヨマツキコスルホ

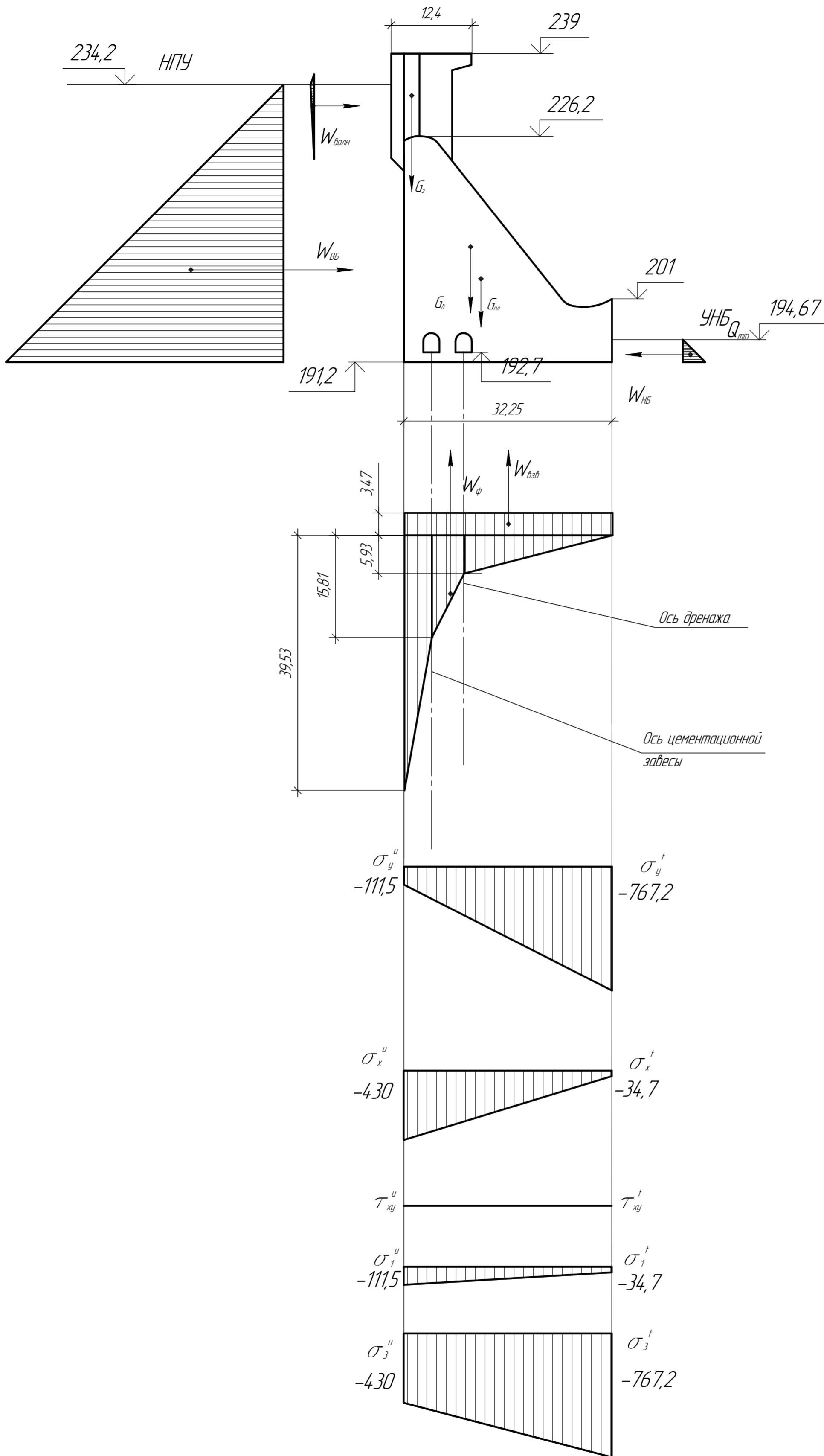
タブホバヨスビ

ス4-03シ/2018ベ

ソネ	ダメヨ	天田	榆	ツヨ	スヨ
ラブリ					
ツハ					
トタセヨ					
ツダセヨ					
トハ					

Нагрузки и напряжения, действующие при основном сочетании нагрузок

Масштаб 2000:1



Условные обозначения нагрузок

Нагрузка	Обозначение
Вес водосливной плотины	G_n
Вес дыка	G_d
Гидростатическое давление воды со стороны ВБ	$W_{\text{вн}}$
Гидростатическое давление воды со стороны НБ	$W_{\text{внут}}$
Фильтрационное давление воды	W_ϕ
Взвешивающее давление воды	$W_{\text{вес}}$
Волновое давление	$W_{\text{вол}}$
Вес затворов	Q_j

Условные обозначения напряжений

σ_y – нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке

σ_x – нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке

τ_{xy} – касательное напряжение

σ_1 – главное минимальное сжимающее напряжение

σ_3 – главное максимальное сжимающее напряжение

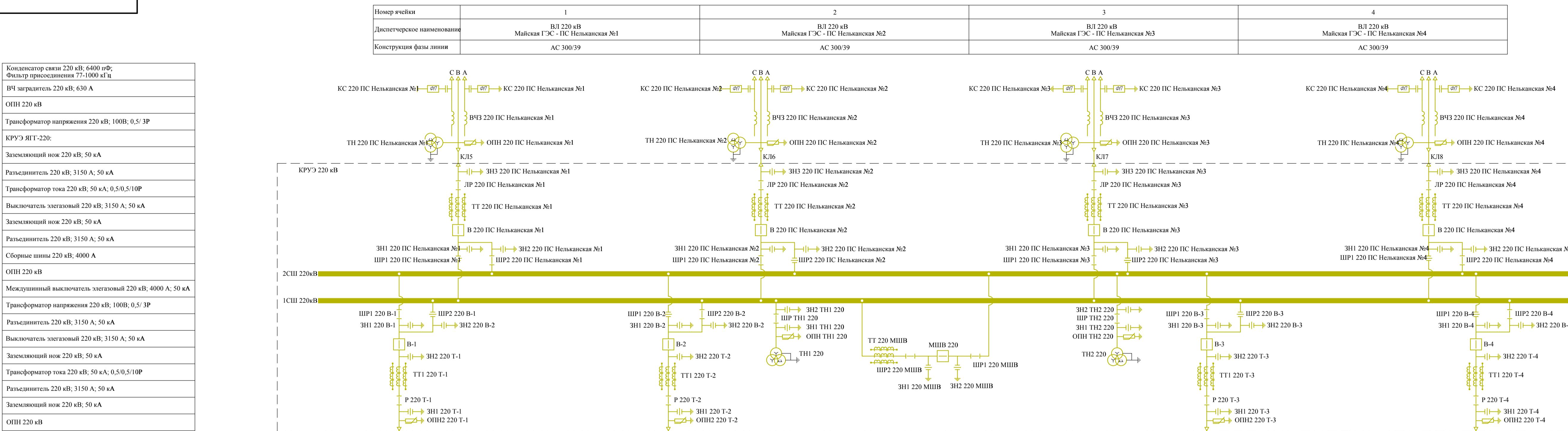
Страница № 1 из 1
Первый лист

Изм. № подп. Подп. и дата Взам. изм. № подп. Изм. № подп. Изм. и дата

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах

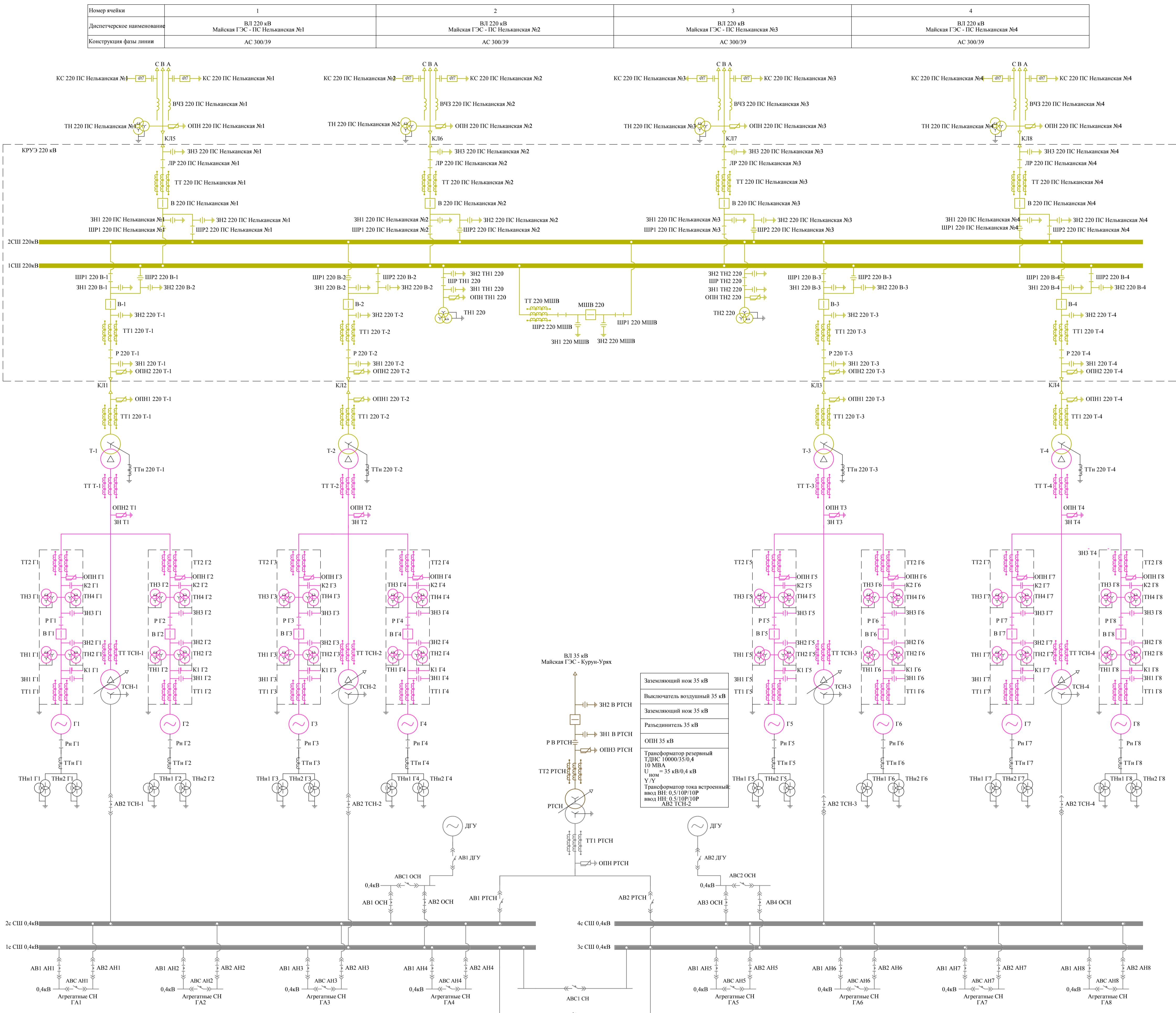
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401657-ГП

ВКР-13.03.02-1401657-ГР3					
Саяно-Шушенский филиал					
Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.					
Проб.					
Т. Контр					
Н. Контр					
Утв.					
Эпюры напряжений и нагрузок, действующих на водосливную плотину					Кафедра ГГЭЭС, ГЭ14-03Б, 2018г
			Страница	Лист	Листов
				4	1



ОПН 220 кВ
Трансформатор трехфазный Т-1, Т-2, Т-3, Т-4
ТДЦ 16000/220/0,5
U _{ном} = 230 кВ/10,5 кВ
Y _{н/д}
Трансформатор тока встроенный: вход ВН: 0,5/10Р/10Р вход НН: 0,5/10Р/10Р вход нейтрал: 10Р/10Р
ОПН 20 кВ
Заземляющий нож 20 кВ; 90 кА
Разъединитель 20 кВ; 6300 А; 90 кА
Генераторный комплекс КАГ-20:
Трансформатор тока 20 кВ; 120 кА; 0,5/10Р/10Р
ОПН 20 кВ
Конденсатор 20 кВ
Трансформатор напряжения 20 кВ; 100В; 0,5/3Р
Заземляющий нож 20 кВ; 90 кА
Разъединитель 20 кВ; 6300 А; 90 кА
Выключатель легазовый ВТ-20 6300 А; 90 кА
Заземляющий нож 20 кВ; 90 кА
Трансформатор напряжения 20 кВ; 100В; 0,5/3Р
Конденсатор 20 кВ
Заземляющий нож 20 кВ; 90 кА
Трансформатор тока 20 кВ; 120 кА; 0,5/10Р/10Р
Генератор СВ-808/130-40 $S_n=64,7 \text{ МВА}$ $\cos\phi = 0,85$ $U_n = 10,5 \text{ кВ}$
Трансформатор тока 20 кВ; 10Р/10Р
Трансформатор напряжения 20 кВ; 3Р/3Р
Автоматический выключатель 0,4 кВ; 3500 А; 85 кА

Дизель-генераторная установка 0,4 кВ; 650 кВт
Автоматический выключатель 0,4 кВ; 1000А; 65 кА



Изм	Кол. уч	Лист	№ док	Подп	Дата
Разраб					
Проб					
Г. Кондр					
Н. Кондр					
Чтб					

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета

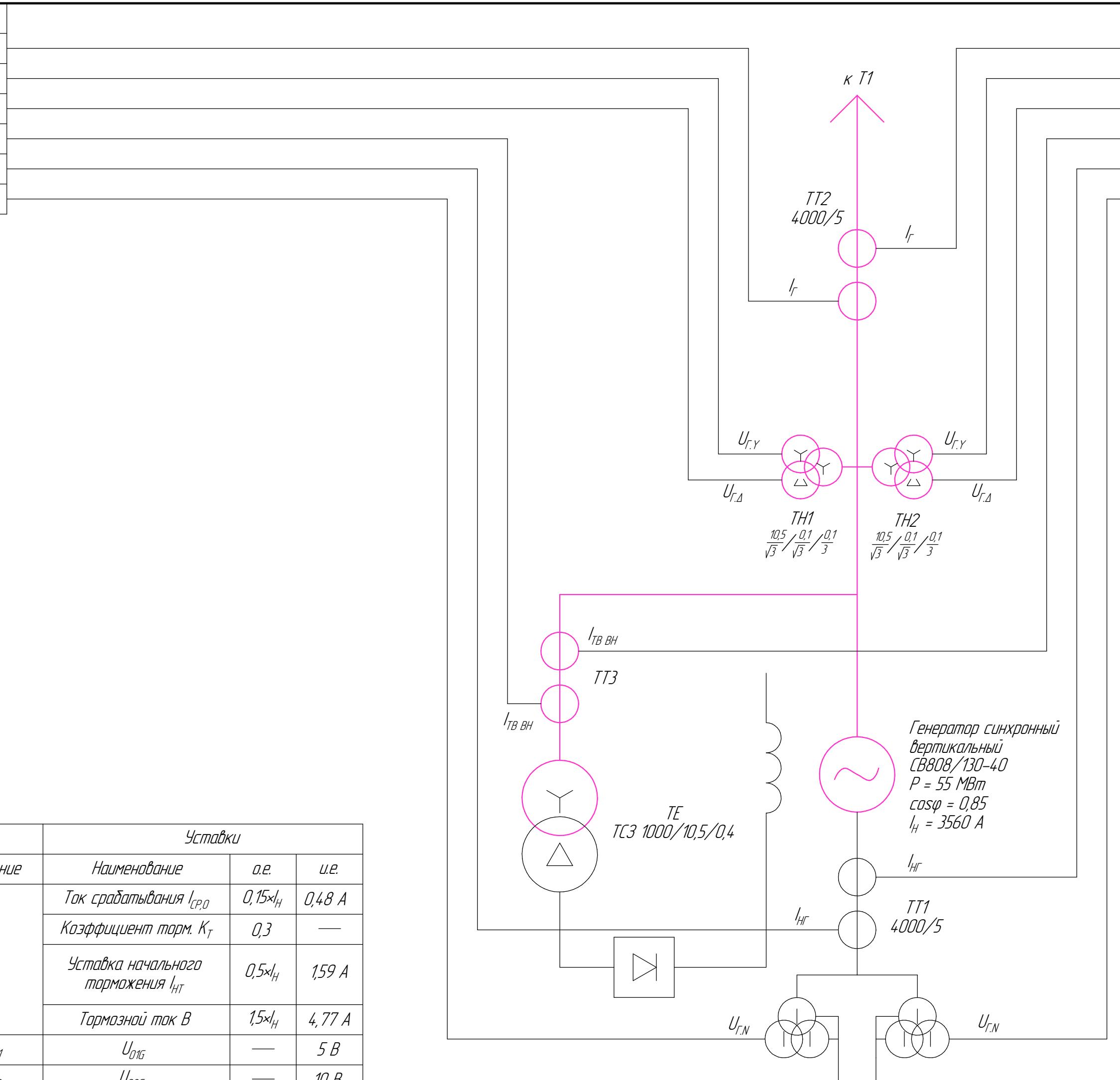
Проектирование Майской ГЭС
на реке Мая

Главная схема
электрических соединений

Формат А1

Ном. № подп.	Подп. №	Взам. ном. №	Ном. № док.	Подп. и дата
--------------	---------	--------------	-------------	--------------

ШЭ1113(Система А)		
ИД	I_f	Y
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИИ	$U_{f,Y}$	Y
КИИ, Un(U_0)	$U_{f,A}$	Δ
I _{TB}	$I_{TB\text{ BH}}$	Y
ИД, I2, I1, Z1<, Z2<	I_H	Y
Un(U_0)	$U_{f,N}$	—



ШЭ1113(Система Б)		
Y	I_f	ИД
Y	$U_{f,Y}$	Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИИ
Δ	$U_{f,A}$	КИИ, Un(U_0)
Y	$I_{TB\text{ BH}}$	I _{TB}
Y	I_H	ИД, I2, I1, Z1<, Z2<
—	$U_{f,N}$	Un(U_0)

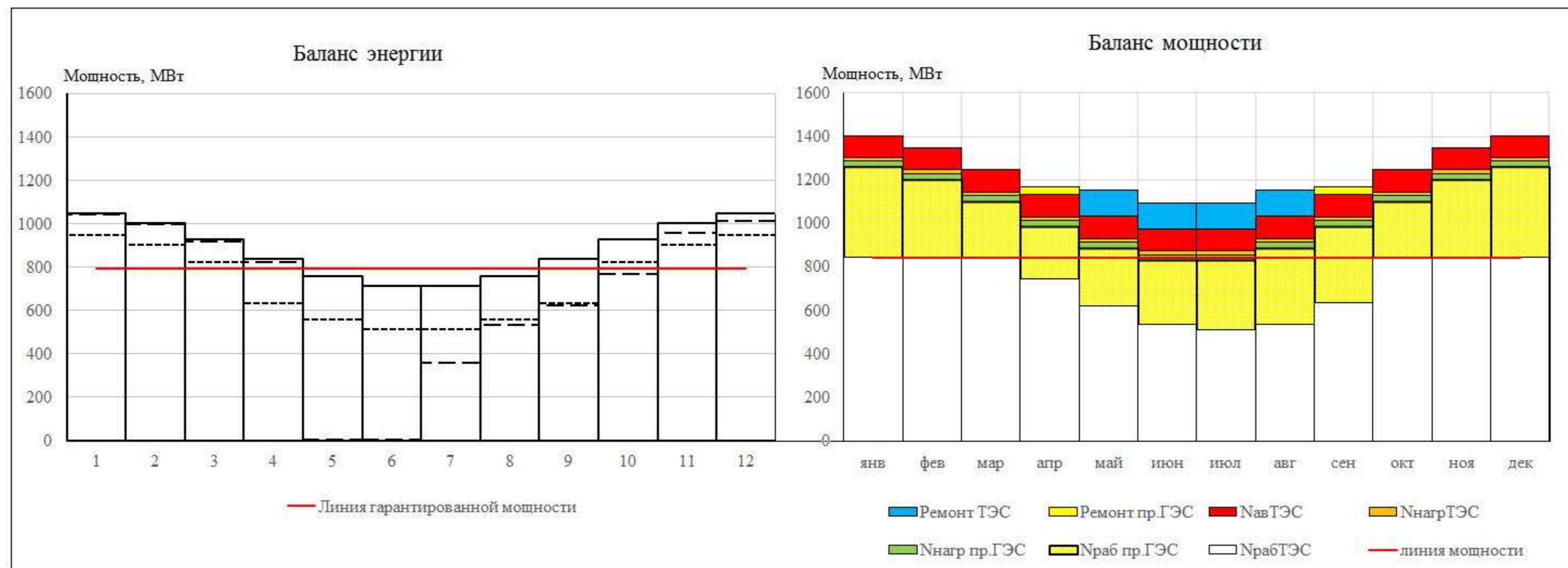
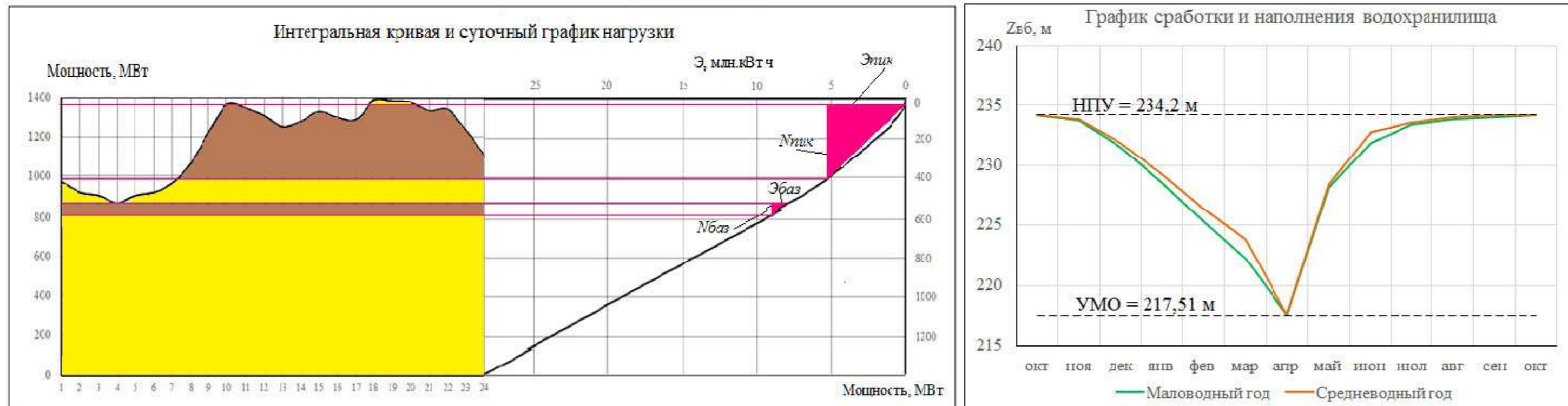
Действие		Защиты		Наименование		Обозначение		Диф. защита продольная		ИД		+ + + +		Отключение В/Г		Запуск ПЖТ ГГ		Останов турбины и сброс АРЭ		Отключение В200кВ и ТЧН		Разгрузка по мощности		Предуп. сигнал																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
U_0	t_1	U_0	t_2	U_0	t_3	U_{03}	t	$I_{CP,0}$	$0,15 \times I_H$	$0,48 A$	$I_{CP,0}$	t_1	t_2	t_3	t	I_{CP1}	$1,2 \times I_H$	$120 B$	I_{CP2}	$1,4 \times I_H$	$140 B$	$I_{2\text{СИГН}}$	$0,07 \times I_H$	$0,22 A$	$I_{2\text{ПУСК}}$	$0,18 \times I_H$	$0,57 A$	$I_{2\text{СЗ}}$	$0,195 \times I_H$	$0,62 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СМ}}$	$1,22 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{2\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{2\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{2\text{СЗ}}$	$2,19 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,07 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СМ}}$	$1,12 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СМ}}$	$1,22 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$0,62 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$0,57 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$0,22 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$0,57 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$0,48 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$120 B$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$140 B$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$2,19 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$0,62 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$0,57 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$0,22 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$0,57 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$2,19 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$0,62 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$0,57 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$2,19 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$0,62 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$0,57 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$2,19 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$2,19 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$2,19 \times I_H$	$10,07 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$4,92 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,12 \times I_H$	$5,15 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,40 A$	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \times I_H$	$3,52 A$	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \times I_H$	$3,89 A$	$I_{1\$

Использование водной энергии Майской ГЭС на реке Мая

Установленная мощность $N_{уст} = 443$ МВт;

Гарантированная мощность $N_{ГАР} = 258$ МВт;

Среднемноголетняя выработка $\text{эср.мн.дат} = 2,5$ млрд·кВт·ч.



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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

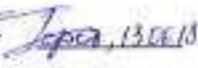

Игорь Георгиевич Терехов
подпись

инициалы, фамилия
«17» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

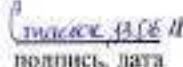
13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЯ.
КРАТКОСРОЧНОЕ ПРАНИРОВАНИЕ ВОДНО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
РЕЖИМА РАБОТЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**

Руководитель 
подпись, дата

Руководитель группы режимов
оперативной службы
СШГЭС
должность

К.В. Терехов
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата

В.А. Стасюк
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018