

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 К.Ю. Погоняйченко

подпись инициалы, фамилия

« В » 13.06.18 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУНГУСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПОДКАМЕННАЯ
ТУНГУСКА. ПОРЯДОК РЕГУЛИРОВАНИЯ
ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Руководитель  13.06.18
подпись, дата

руководитель группы режимов
Оперативной службы Филиала
ПАО "РусГидро" - "Саяно-
Шушенская ГЭС имени П.С.
Непорожнего"
должность

К.В Терехов
инициалы, фамилия

Выпускник  13.06.18
подпись, дата

Д.А. Евмененко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тунгуской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска. Порядок регулирования водно-энергетических режимов работы гидроэлектростанции.

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Затя 09.06.18 Е.Ю. Затева
подпись, дата инициалы, фамилия

Гидротурбинное,
Гидромеханическое и вспомогательное
оборудование

Масленникова 08.06.18 А.В. Масленникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Погооряйченко 07.06.18 И.Ю. Погооряйченко
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Владимирова 05.06.18 В.В. Владимирова
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Арбушина 07.06.18 Т.А. Арбушина
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

Погооряйченко 07.06.18 И.Ю. Погооряйченко
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Владимирова 30.05.18 В.В. Владимирова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Тадеева 16.06.18 А.А. Тадеева
подпись, дата инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
Сокращённый паспорт Тунгусской ГЭС	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Сейсмические условия	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2 Водноэнергетические расчёты.....	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Исходные данные.....	13
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов	13
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов	15
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	16
2.1.5 Определение типа регулирования.....	17
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	18
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	18
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года.....	19
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС	21
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года	21
2.3 Баланс мощности и энергии.....	22
2.3.1 Баланс энергии энергосистемы	22
2.3.2 Баланс мощности энергосистемы	22
3 Основное и вспомогательное оборудование	24
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	24
3.1.1 Построение режимного поля	24
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	26
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	29
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	29
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	32
3.2.3 Расчет и построение металлической СК с круглым сечением и полным углом охвата	33
3.3 Расчет деталей и узлов на прочность.....	34
3.3.1 Расчет вала на прочность	34
3.3.2 Расчет подшипников.....	35
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	36
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора	36
3.6 Выбор гидрогенератора	36

4	Электрическая часть	39
4.1	Выбор главной схемы электрических соединений.....	39
4.2	Выбор повышающих трансформаторов и трансформаторов собственных нужд.....	42
4.2.1	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	42
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединённым блоком	43
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	44
4.2.4	Выбор трансформаторов собственных нужд для схемы с одиночным и объединённым блоком	45
4.2.5	Выбор трансформаторов собственных нужд для схемы с укрупненным блоком	46
4.3	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета.....	46
4.4	Распределительное устройство.....	47
4.4.1	Выбор проводов отходящих воздушных линий	47
4.4.2	Выбор схемы распределительного устройства.....	49
4.4.3	Электротехническое оборудование.....	50
4.5	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в распределительном устройстве высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ	50
4.5.1	Расчет исходных данных	50
4.5.2	Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrKZ	52
4.5.3	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов.....	53
4.6	Выбор ячейки КРУЭ 220кв и разъединителей.....	54
4.7	Выбор трансформаторов напряжения.....	56
4.8	Выбор ограничителе перенапряжения.....	56
4.9	Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении.....	56
4.10	Выбор и проверка коммутационных аппаратов на напряжении 0,4 кВ...	57
4.11	Выбор резервного источника питания (ДГУ)	57
4.12	Установка дополнительного оборудования	57
5	Релейная защита и автоматика.....	58
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	58
5.2	Описание защит и расчет их уставок.....	59
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора	59
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N).....	61
5.2.3	Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$).....	64
5.2.4	Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора (I_2)....	64
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок статора (I_1)	68
5.2.6	Дистанционная защита генератора ($Z1<$), ($Z2<$)	70
5.3.7	Защита ротора от перегрузки (I_p)	72

5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	74
5.4	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	74
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	77
6.1	Определение отметки гребня плотины.....	77
6.1.1	Определение отметки гребня земляной плотины.....	77
6.2	Гидравлический расчет водосбросной плотины.....	80
6.2.1	Пропуск расходов через глубинные водосбросы.....	80
6.2.2	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	82
6.2.3	Гашение энергии потока. Расчет водобойной стенки.....	83
6.3	Конструирование бетонной плотины.....	86
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	86
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	88
6.3.3	Быки.....	89
6.3.4	Устои.....	89
6.3.5	Галереи в теле плотины.....	89
6.3.6	Дренаж тела бетонной плотины.....	90
6.4	Элементы подземного контура плотины.....	90
6.4.1	Основные размеры цементационной завесы.....	90
6.4.2	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	92
6.5	Определение основных нагрузок на плотину.....	92
6.5.1	Вес сооружения.....	92
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	93
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	94
6.5.4	Сила фильтрационного давления.....	94
6.5.5	Волновое давление.....	94
6.5.6	Давление наносов.....	95
6.6	Расчет прочности плотины.....	95
6.6.1	Определение напряжений.....	95
6.6.2	Критерии прочности плотины.....	98
6.7	Расчет устойчивости плотины.....	98
7	Охрана труда. Пожарная безопасность.....	100
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	100
7.2	Требования по охране труда и технике безопасности для работников Тунгуской ГЭС.....	100
7.2.1	Общие положения.....	100
7.2.2	Охрана труда Тунгуской ГЭС.....	102
7.3	Пожарная безопасность.....	105
7.3.1	Общие требования к пожарной безопасности.....	105
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	107
7.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках.....	107
7.4	Охрана труда.....	108
7.4.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	110
7.4.2	Водоохранная зона.....	111
7.4.3	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.....	112

7.4.4 Экологические последствия строительства гидроузла.....	113
8 Технико-экономические показатели	114
8.1 Объем продаж.....	114
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	114
8.3 Налоговые расходы.....	116
8.4 Оценка суммы прибыли	117
8.5 Методология и исходные данные оценки инвестиционного проекта	118
8.6 Бюджетная эффективность	119
8.7 Коммерческая эффективность	119
8.8 Анализ рисков инвестиционного проекта	120
9 Порядок регулирования водноэнергетических режимов работы гидроэлектростанции	123
9.1 Проблемы управления водноэнергетическими режимами ГЭС	123
9.2 Диспетчерские правила регулирования стока водохранилища	126
9.3 Зоны диспетчерского графика	127
9.4 Требования, предъявляемые к разрабатываемым режимам использования водных ресурсов водохранилища, проектируемой ГЭС.....	129
9.5 Построение зон диспетчерского графика водохранилища.....	130
9.6 Порядок регулирования режима водохранилища по диспетчерскому графику	131
9.7 Формирование предложений по назначению сбросных расходов и ведению режима работы ГЭС	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	136
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	137
ПРИЛОЖЕНИЯ А – Д	142-156

ВВЕДЕНИЕ

Цивилизованное общество невозможно представить без энергетической отрасли. Современные города полностью зависят от снабжения электрической энергией. Так при выходе из строя генерирующих мощностей или распределительных сетей, тысячи людей могут оказаться без элементарных средств обеспечения жизнедеятельности: водоснабжения, отопления, канализации, освещения. Энергетика XXI века должна надёжно и бесперебойно обеспечивать потребителя электрической энергией, при этом поддерживать качественные показатели энергии на высоком уровне.

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

Гидроэнергетика является ключевым элементом обеспечения надёжности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90% резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций показатель времени 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 инженерного анализа и творческого подхода к решению конкретных задач, находить оптимальные проектные решения.

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ТУНГУСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Подкаменная Тунгуска (правый приток Енисея)
2. Местонахождение ГЭС..... Красноярский край
3. Тип проектируемой установки..... ГЭС
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....607 м³/с
 - б) всех турбин.....1280 м³/с
 - в) максимальный с обеспеченностью: 1%5789 м³/с
0,1%.....6759 м³/с
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... годовой
 - б)отметка: НПУ.....110,0 м
ФПУ110,5 м
УМО.....90,73 м
 - в)объемы:
 - полный.....20 м³
 - полезный.....8,9 м³
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....74 м
 - б) расчетный.....62,5 м
 - в) минимальный.....51 м
7. Энергетические характеристики:
 - а)мощность:
 - установленная.....660 МВт
 - гарантированная.....410 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка энергии.....2,95 млрд. кВт·ч
8. Плотина(общая длина/максимальная высота):
 - а)правобережная грунтовая плотина.....409м/67м
 - б)станционная часть.....240м/80м
 - в)левобережная грунтовая плотина.....367м/67м
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип.....донный водосброс
 - б) число и размер пролетов.....10x5м
 - в)общая длина.....90м
 - г) максимальная высота.....81,2м
10. Здание ГЭС
 - а)тип здания.....приплотинное
 - б) число агрегатов.....6
 - в) грунты в основании.....гранит
 - г) тип спиральной камеры.....металлическая круглая
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбин.....РО-75-В, D1=4,5 м

- б) тип генератора..... СВ-915/165-40У4
в) номинальная активная мощность генератора.....100 МВт
г) частота вращения.....150 об/мин
д) тип трансформаторов.....ТДЦ-250000/220-У1
12. Техничко-экономические показатели
- а) срок окупаемости.....5,3 лет
б) себестоимость.....0,3 руб/ кВт·ч
в) удельные капиталовложения.....23047 руб/ кВт·ч

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Подкаменная Тунгуска — река в России, в Иркутской области и Красноярском крае, правый приток Енисея. Длина 1865 км, площадь бассейна составляет 240 тыс. км². Берёт начало с Ангарского кряжа и протекает по Среднесибирскому плоскогорью. В своих верховьях течёт по широкой и глубокой долине и носит название Катанга. Является по преимуществу горной рекой с порожистым руслом. Во многих местах прорезает выходы твёрдых вулканических пород (траппов) и образует узкие ущелья.

1.1 Природные условия

1.1 Климат

Рассматриваемая территория относится к континентальному, субарктическому климату. Средняя температура воздуха в январе составляет -34°С, в июле +16°С. Среднегодовое количество осадков 380 мм. В зимней период возможны оттепели, но они очень редки. Осадки выпадают преимущественно в виде снега, вегетация отсутствует.

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Подкаменная Тунгуска за период 1940-1989 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
34,1	0	34	0	34,0	0
43,7	1,4	36,0	400	36,0	500
52,8	2,8	37,2	800	37,2	1000
61,1	4,2	38,0	1200	38,0	1500
68,4	5,6	38,5	1600	38,5	2000
74,8	7	38,8	2000	38,8	2500
80,7	8,4	39,1	2400	39,1	3000
86,0	9,8	39,3	2800	39,3	3500
91,1	11,2	39,6	3200	39,6	4000
95,8	12,6	39,8	3600	39,8	4500
100,0	14	40,0	4000	40,0	5000

Окончание таблицы 1.1

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
103,6	15,4	40,2	4400	40,2	5500
106,3	16,8	40,4	4800	40,4	6000
108,2	18,2	40,5	5200	40,5	6500
110,0	20	40,6	5600	40,6	7000

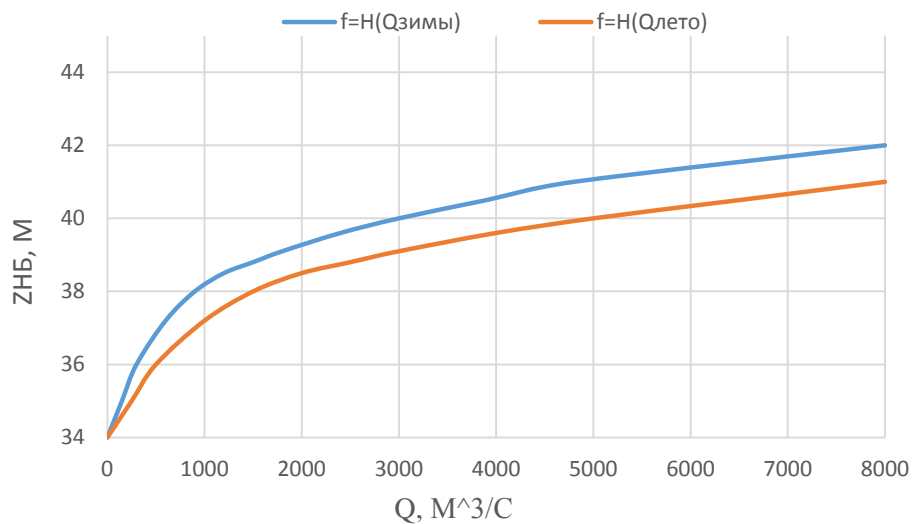


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

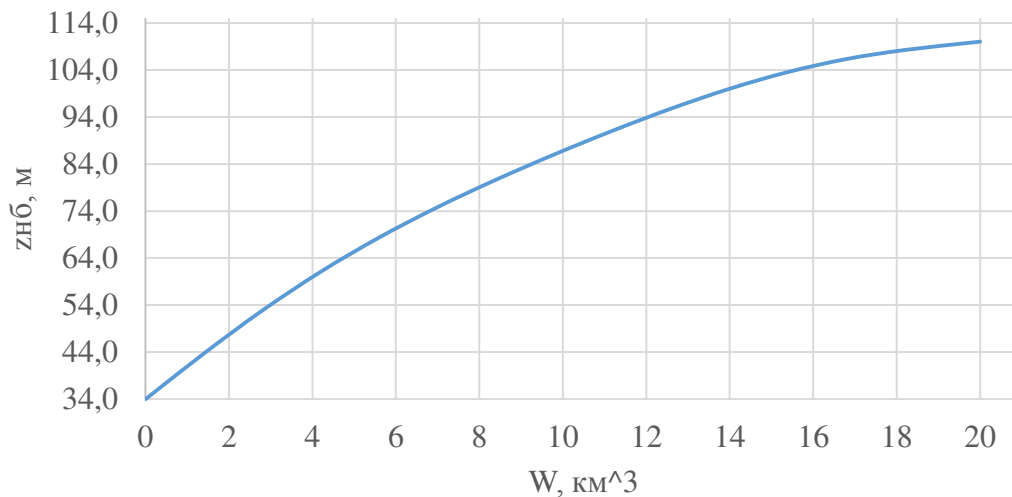


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Тунгуской ГЭС нет зон тектонического контакта. В основании реки Подкаменная Тунгуска – скальные породы: гранит.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Тунгуской ГЭС равна 5 баллам шкалы MSK-64. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений установлено, что на участке Тунгуской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 5 баллов.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленной мощности основных электрических станций, расположенных на территории энергосистемы проектируемого, представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Структура установленной мощности основных электрических станций энергосистемы

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля от установленной мощности энергосистемы, %
ГЭС	8997	64
ГРЭС	4968	36
Итого	13965	100

Информация об установленной мощности и месторасположении электрических станций, представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Электрические станции, расположенные на территории энергосистемы Башкортостана

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
Красноярская ГЭС	6000
Богучанская ГЭС	2997
Березовская ГРЭС	2400
Назаровская ГРЭС	1308
Красноярская ГРЭС-2	1260

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналога была выбрана Богучанская ГЭС в турбинно-генераторной части.

2 Водноэнергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – ОДУ Сибири;
- коэффициент мощности: $k_N = 8,8$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 0,4$;
- НПУ Тунгуской ГЭС: НПУ = 110 м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Подкаменная Тунгуска за период 1940-89 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 воды с водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Испарение	5	5	5	5	5	5	9	9	5	5	5	5
Льдообразование	17	17	17	-52	-52						17	17
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Санитарный п.	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Требования ВХК	350	350	350	500	500	500	500	500	500	500	350	350
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расходы (приложение Б, таблица Б.1) располагаются в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{cp}}, \quad (2.1)$$

где Q_n – n-ый член ряда максимальных годовых расходов;
 Q_{cp} – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,853}{50}} = 0,238, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n - 1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,238^2}{2 \cdot (50 - 1)}} = 10,9\%, \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,378}{0,238^3 \cdot 50} = 0,56. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\begin{aligned} \delta_{C_s} &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} = \\ &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,238^2 + 5 \cdot 0,238^4)}{50}}}{0,56} = 72\%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

По [2] назначается класс гидротехнического сооружения.

При высоте ГТС от 50 до 80 м и скальном основании, принимается II класс сооружений.

При $N_{уст} \leq 1000$ МВт принимается II класс сооружений.

Таким образом, исходя из двух предыдущих условий и того, что в зоне затопления почти нет населения, для основных гидротехнических сооружений окончательно принимаем II класс.

Исходя из намеченного класса сооружения, определяются обеспеченности поверочного, основного и строительного максимальных расходов по [2].

Заполняется таблица 2.2, используя формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.6)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.7)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.8)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

р, %	Ф	M_s	k_s	Q_s	Расход
0,1	3,88	0,92	1,92	6759	поверочный
1	2,72	0,64	1,64	5789	основной

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100 (\%), \quad (2.9)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

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

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

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

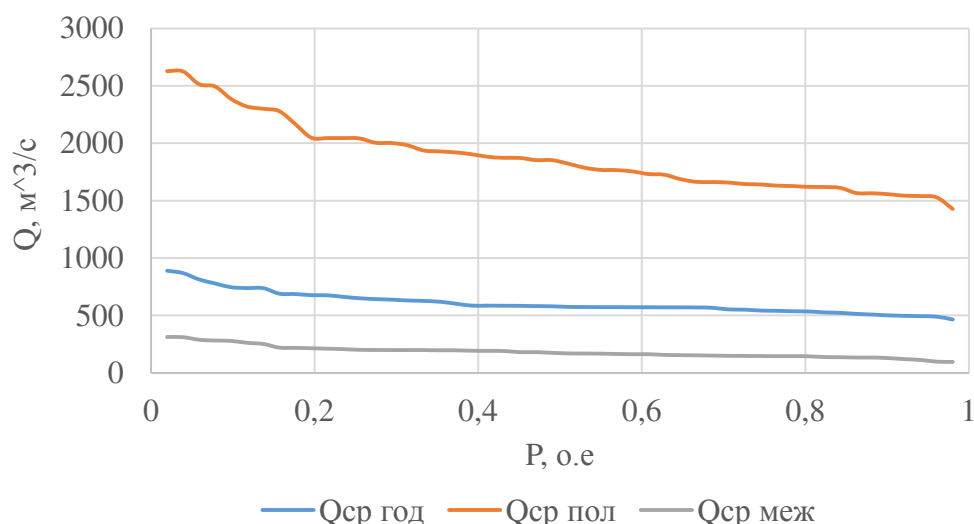


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Согласно (приложение Б, таблица Б.2) вычисляем коэффициенты приведения.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года соответственно:

$$K_M = 0,9$$

$$K_P = 0,98$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$K_M = 1,28$$

$$K_M = 1,28$$

Анализируя таблицы, было принято решение не производить корректировку используя коэффициенты межени и половодья, ввиду их несоответствия методики расчета.

Были приняты другие обеспеченности из соображения наибольшей сходимости по рядам, в результате чего были выбраны искомые средневодный и маловодный год.

Маловодный год 1974 год, средневодный 1949 год.

Построим гидрограф средневодного и маловодного годов.

Данные для построения гидрографов представлены в таблице 2.3. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Месяц	Расходы в м ³ /с	
	Расход маловодного года (90%)	Расход средневодного года (50%)
1	50	56
2	40	41
3	29	34
4	28	29
5	3217	3267
6	905	1152
7	787	952
8	378	498
9	308	425
10	153	262
11	58	97
12	62	78

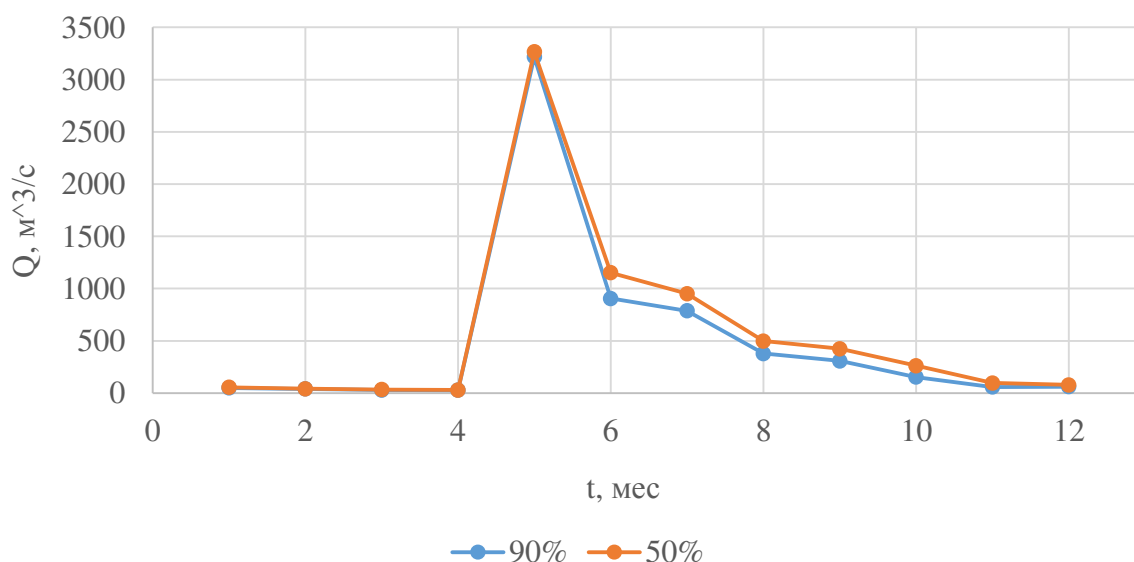


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

По типу графика рисунок 2.2 видно, что гидрограф имеет небольшое, растянутое половодье, повышенный летне-осенний сток и низкую зимнюю межень. Наличие в бассейнах рек этого типа болот, озер, обширных заливаемых пойм оказывает регулирующее влияние на сток.

2.1.5 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объёма водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Для этого принимается, что УМО соответствует снижению уровня ВБ на 35%. Если отметка НПУ 110 м, а отметка сухого дна 34 м, тогда:

$$\nabla_{\text{УМО}} = 83,4 \text{ м}$$

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

$$V_{\text{НПУ}} = 20 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 9,1 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 20 - 9,1 = 10,9 \text{ км}^3. \quad (2.10)$$

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

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{10,9}{19,5} = 0,56; \quad (2.11)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища, формула (2.14);
 $\bar{W}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток в заданном створе, по формуле (1.1).

Принимается годовой тип регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Тунгусской ГЭС.

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

$$Q_{\text{п}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t; \quad (2.12)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ - среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);

$Q_{\text{п}}^t, Q_{\text{и}}^t, Q_{\text{ф}}^t, Q_{\text{л}}^t$ – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

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

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t; \quad (2.13)$$

где k_N – коэффициент мощности,;

Q^t – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.16) или расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

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

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

За месяц сработки принимается первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (август). Под регулированием находятся 2 месяца. Все остальные месяцы ГЭС выдают мощность равную мощности ВХК.

2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 110$ (м) и $V_H = 20$ (км³).

Расход через турбины ГЭС определяется по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t; \quad (2.14)$$

где $Q_{вдх}^t$ – расход воды из водохранилища.

Величина $Q_{вдх}^t$ варьируется для достижения нужной мощности. Причём в период наполнения водохранилища $Q_{вдх}^t$ имеет знак «минус».

Расход в нижний бьеф должен быть не меньше расхода, заданного ВХК.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется согласно известному объёму воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимается следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (таблица 1.2), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитывается по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h; \quad (2.15)$$

где $z_{\text{ВБ.ср}}^t$ – среднее значение отметки ВБ;
 $z_{\text{НБ}}^t$ – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;
 Δh - потери напора (из исходных данных).
 Мощность станции определяется по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t; \quad (2.16)$$

где Q^t – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.18);

H^t – напор на турбине, найденный по формуле (2.19).

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

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 410 \text{ МВт};$$

–уровень мёртвого объёма

$$V_{\text{УМО}} = 90,73 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 8,9 \text{ км}^3;$$

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.3.

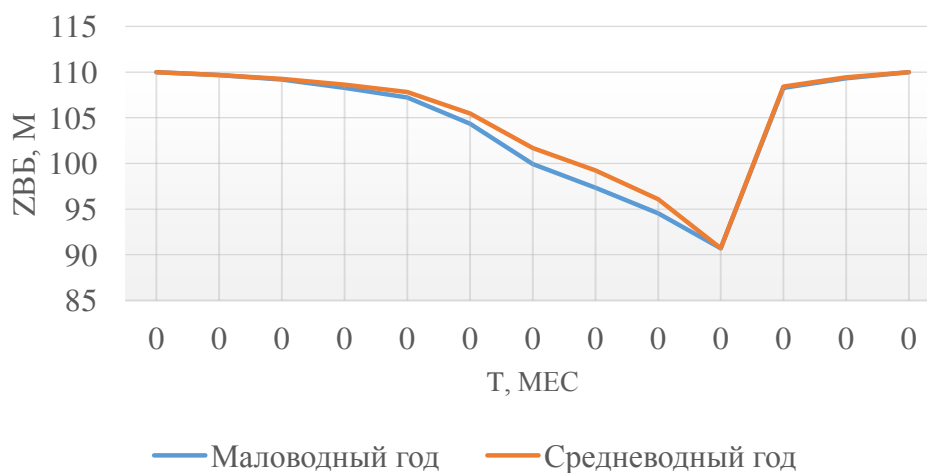


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Тунгуская ГЭС будет использована для работы в базе и покрытия полу пиков нагрузки энергосистемы на плакате «Использование водной энергии».

Так как необходимо обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф, принимается санитарный расход:

$$Q_{\text{сан}} = 130 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию (за вычетом энергии, вырабатываемой при пропуске санитарного расхода), катет параллельный оси мощностей – рабочая мощность, с которой необходимо работать, заданное количество часов, чтоб получить заданную выработку электроэнергии. Такой же треугольник строится и для выработки по санитарному расходу. Рабочие мощности суммируются (плакат «Выбор установленной мощности Тунгуской ГЭС»).

$$N_{\text{выт.раб}} = 410 \text{ МВт}.$$

С учетом нагрузочного резерва установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст}} = 720 \text{ МВт}.$$

2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Целью расчета сработки-наполнения по условиям средневодного года является определение среднемноголетней выработки. Поскольку сработать водохранилище можно разными способами, то проводится не менее двух расчетов.

Первый вариант: по графику сработки маловодного года с увеличением выдаваемой мощности за счет увеличения притоков в средневодном году относительно маловодного (приложение Б, таблица Б.5).

Второй вариант: в начале сработки выдаем мощности маловодного года, а далее работаем при более высоких напорах, чем в маловодном году теми мощностями, которые позволяют использовать всю ёмкость водохранилища. Наибольшая выработка из этих вариантов объявляется среднемноголетней выработкой ГЭС (приложение Б, таблица Б.6);

Водно-энергетический расчет для средневодного года выполняется аналогично маловодному.

Из всех способов выбираем варианты с наибольшей выработкой (таблица 2.4). Принимаем сработку и наполнение по способу 1.

Таблица 2.4 – Выработки электроэнергии по способам сработки-наполнения в средневодном году

млрд. кВт·ч	
Выработка	
Способ 1	Способ 2
2,85	2,95

Среднемноголетняя выработка – 2,95млрд. кВт·ч.

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии энергосистемы

По данным среднемесячных мощностей Тунгуской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строится баланс энергий энергосистемы (плакат «Выбор установленной мощности Тунгуской ГЭС»).

2.3.2 Баланс мощности энергосистемы

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 15 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1\text{мес} = \frac{720}{4} = 180 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.17)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность Тунгуской ГЭС.

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

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1\text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1\text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{5200}{2} + \frac{5200}{2} \right) = 5200 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.18)$$

Баланс мощности энергосистемы в маловодном году приведен в (Приложение Б, Таблица Б.7) и на рисунке 2.4.

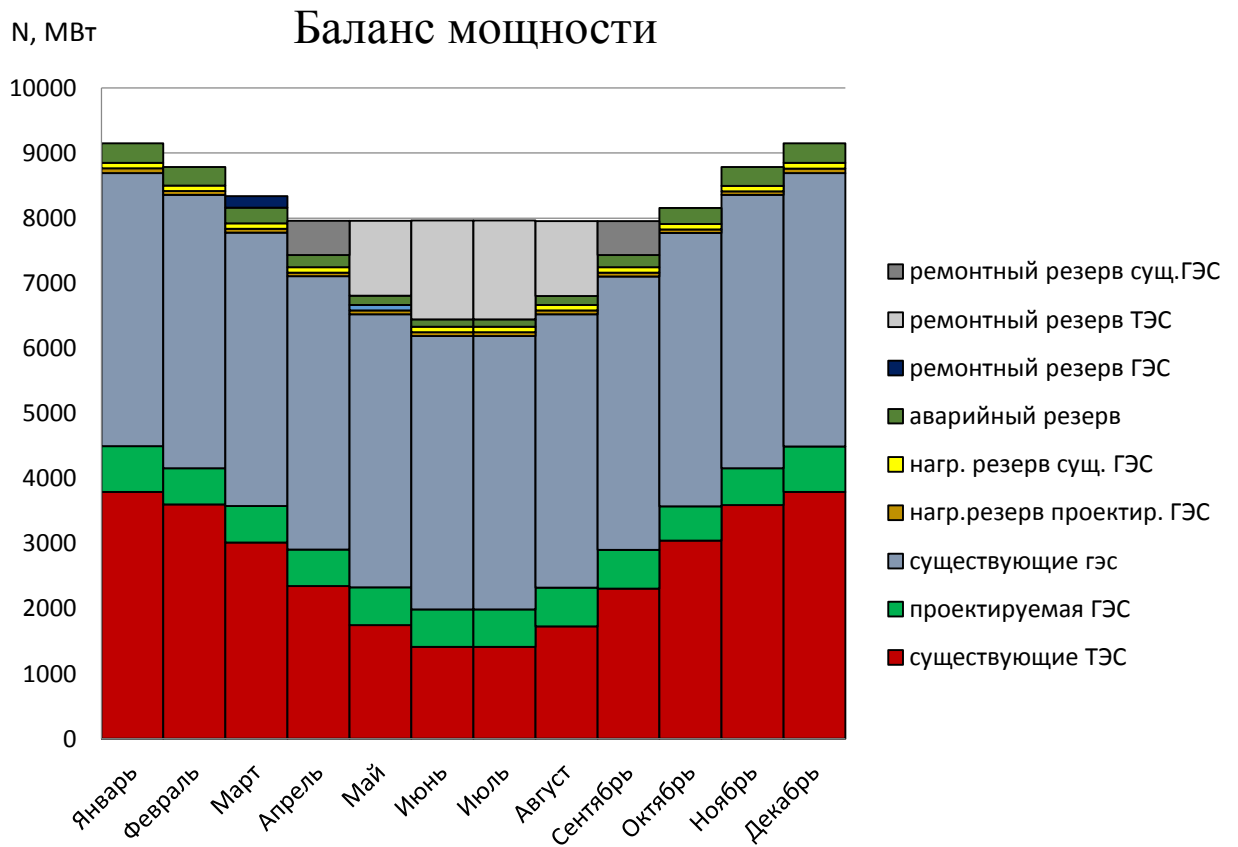


Рисунок 2.4 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции.

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями $H(Z_{нпу}, Q_{гэс})$ и $H(Z_{умо}, Q_{гэс})$.

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО.

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{гэс}(Q_{гэс}) = \nabla ВБ - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ - отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы ВБ при НПУ = 110 м, для линии расчетного напора $\nabla ВБ = 102,14$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 90,73$ м ;

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

$\Delta h_{вс}$ - потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст}^p = k_N \cdot Q_{гэс} \cdot H_{гэс}, \quad (3.2)$$

где k_N - коэффициент мощности ($k_N = 8,8$);

- ограничение по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{гэс} = Q_{гэс}^{\max} \cdot \sqrt{\frac{H_{гэс}}{H_p}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{гэс}^{\max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб	Hнпу	Hумо	Hвб	H	Q	H	Q
0	34	75,6	55,9	67,7	71	1128	62	1276
400	36,0	74,6	54,9	66,7	70	1144	60,9	1265
800	37,2	73,6	53,9	65,7	69	1161	59,8	1254
1200	38,0	72,4	52,7	64,5	68	1178	58,7	1242
1600	38,5	71,6	51,9	63,7	67	1195	57,6	1230
2000	38,8	71,1	51,4	63,2	66	1213	56,5	1219
2400	39,1	70,8	51,1	62,9	65	1232	55,4	1207
2800	39,3	70,6	50,9	62,7	64	1251	54,3	1195
3200	39,6	70,5	50,8	62,6	63	1271	53,2	1182
3600	39,8	70,4	50,7	62,5	62,4	1283	52,1	1170
4000	40	70,2	50,6	62,4	61,8	1296	51	1158

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

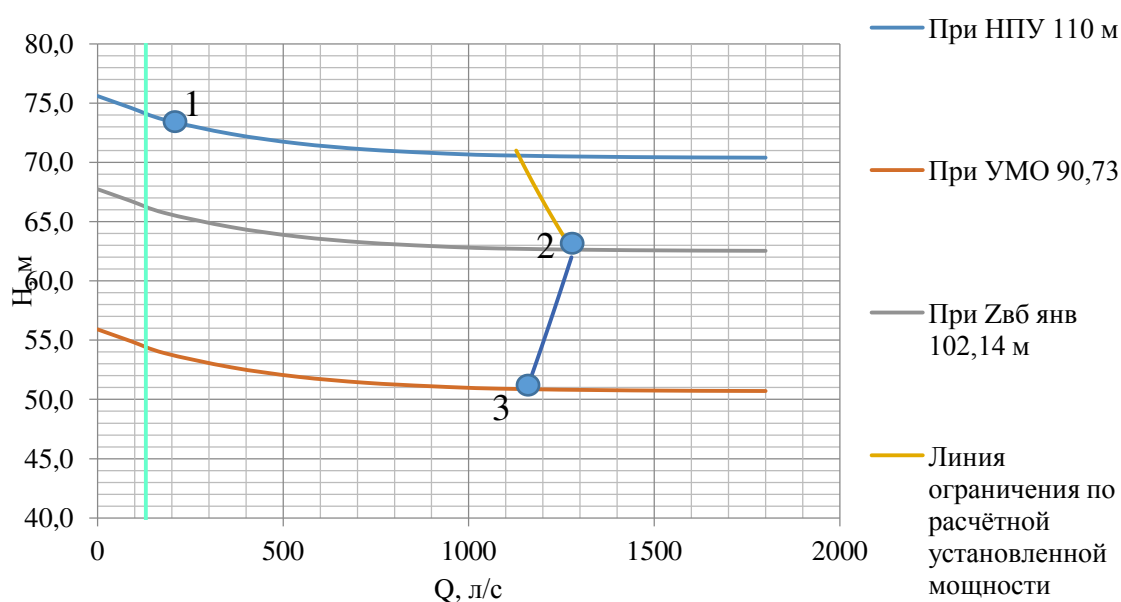


Рисунок 3.1 - Режимное поле Тунгуской ГЭС

Из построенного режимного поля были определены:

- максимальный напор $H_{\max} = 74$ (м). Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- максимальный расход $Q_{\text{ГЭС}}^{\max} = 1280$ (м³/с). Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 62,5$ (м). Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{\min} = 51$ (м). Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

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

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

2) отношение $\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{51}{75} = 0,68$ должно быть не меньше справочных данных;

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

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

Диапазону напоров соответствует ПЛ 40а-В и ПЛ 40б-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛД-90	РО75-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{м}$	90	75
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 \text{ opt}}, \text{об/м}$	85	83
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 \text{ opt}}, \text{л/с}$	820	1020

Окончание таблицы 3.2

Параметр		ПЛД-90	PO75-B
Оптимальный КПД модели	$\eta_m opt$	0,921	0,920
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1270	1170
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,45	0,13
Приведенный диаметр РК	$D_{1m}, м$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{mod}, м$	4	4
Температура	$t_{mod}, °C$	16	20
Коэффициент вязкости	ν_{mod}	1,01	1,11

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_m}} \right), \quad (3.4)$$

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

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

ν_m, ν_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_m (таблица 3.2);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (для поворотно-лопастных гидротурбин $\varepsilon = 0,75$).

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.5)$$

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

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{ГЭС}^{уст} = 660$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

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

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_{1p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимается ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [1].

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}. \quad (3.10)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{1p} , чтобы произведение $Q'_1 \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики (рисунок В.1 приложения В).

Приведённый расход:

$$Q'_1 = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

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

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.10), подстановкой в формулу максимального напора.

Выбор подходящего типа гидротурбин производится в следующем порядке. В первую очередь не учитываются те гидротурбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. После чего из рассмотрения удаляются турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Анализируя полученные характеристики данных турбин, указанные в таблицах В.1-В.2 приложения В, принимаем турбину РО 75-В, диаметром 4,5 м и синхронной частотой вращения $n'_{\text{синхр.}}=150$ об/мин позволяющей выбрать гидрогенератор из существующего ряда оборудования.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) + H_S, \quad (3.12)$$

где $Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{\text{н.б.}}$, соответствующем расчётному значению высоты отсасывания H_S . Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с N_p при НПУ;
2. Работа одного агрегата с N_p при H_p ;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_p при H_{\min} .

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{\nabla Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + 1,57, \quad (3.13)$$

где $B = 10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление;
 $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка НБ при данном расходе;
 σ – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий.

1. Работа одного агрегата с Нр при НПУ

На режимном поле находим точку 1 на характеристике $H(Q)$ при отметке НПУ=110 м, соответствующую известной величине мощности агрегата ($N_a=8,9 \cdot Q_a \cdot H_a$).

Получим координаты точки 1 : $Q_{\text{агр1}} = 170 \text{ м}^3/\text{с}$, $H_{\text{агр1}} = 73,5$ м.

Пересчитаем точку пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения в координаты главной универсальной характеристики:

$$n'_1 = \frac{150 \cdot 4,5}{\sqrt{1,044 \cdot 73,5}} = 76,79 \text{ мин}^{-1}.$$

В найденной точке определяется $\sigma = 0,095$. По кривой связи НБ $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 35,5$ м.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{35,5}{900} - 0,095 \cdot 73,5 - 1,5 + 1,57 = 3,37 \text{ м}.$$

2. Работа одного агрегата с Нр при Нр.

Рассчитывается аналогично предыдущему пункту.

На режимном поле проектируемой ГЭС этому режиму соответствует точка 2 (расчетная точка). Для неё: $Q_{\text{агр1}} = 195 \text{ м}^3/\text{с}$, $H_{\text{агр1}} = 62,5$ м

Данному режиму соответствует режим работы станции с максимальным расходом.

Пересчитаем эту точку в координаты главной универсальной характеристики:

$$n'_1 = \frac{150 \cdot 4,5}{\sqrt{62,5 \cdot 1,044}} = 83,5 \text{ мин}^{-1}.$$

В найденной точке определяется $\sigma = 0,18$.

По кривой связи НБ при данном расходе определяем отметку в нижнем бьефе $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = 36,1$ м.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{36,1}{900} - 0,18 \cdot 62,5 - 1,5 + 1,57 = -0,89 \text{ м}.$$

Из условия обеспечения бескавитационной работы высоту отсасывания выбирают такой, чтобы обеспечить бескавитационную работу во всех режимах.

3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_p при H_{min} .

На режимном поле проектируемой ГЭС этому режиму соответствует точка 3. Для неё: $Q_{agr1} = 176 \text{ м}^3/\text{с}$, $H_{agr1} = 51 \text{ м}$

Пересчитаем точку в координаты главной универсальной характеристики:

$$n'_1 = \frac{150 \cdot 4,5}{\sqrt{51 \cdot 1,044}} = 92,59 \text{ мин}^{-1}.$$

На главной универсальной характеристике находим точку пересечения горизонтальной прямой, посчитанной частоты, и линии ограничения по генератору.

В найденной точке определяется $\sigma = 0,19$.

По кривой связи НБ при данном расходе определяем отметку в нижнем бьефе $Z_{нб}(Q_{нб}) = 35,6 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{35,6}{900} - (0,19 \cdot 51) - 1,5 + 1,57 = 0,67 \text{ м}.$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{S1} , м	H_{S2} , м	H_{S3} , м
РО 75-В	4,5	6	150	110	3,37	-0,89	0,67

Рассчитывается заглубление рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{P.K.1} = 35,5 + 3,37 = 38,87 \text{ м}.$$

$$\nabla Z_{P.K.2} = 36,1 - 0,89 = 35,21 \text{ м}.$$

$$\nabla Z_{P.K.1} = 35,6 + 0,67 = 36,27 \text{ м}.$$

Из всех полученных значений $\nabla Z_{P.K.}$ принимается минимальное, $\nabla Z_{P.K.2} = 35,21 \text{ м}$.

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,596 \cdot D_1 = 2,596 \cdot 4,5 = 11,682 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,428 \cdot D_1 = 1,428 \cdot 4,5 = 6,426 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 345^\circ. \quad (3.16)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,447 \cdot D_1 = 3,667 \cdot 4,5 = 16,5 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,5 \cdot D_1 = 4,5 \cdot 4,5 = 20,25 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 3,133 \cdot D_1 = 3,133 \cdot 4,5 = 14,1 \text{ м.} \quad (3.19)$$

По полученным данным строится металлическая спиральная камера (рисунок 3.2).

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = 12,5 \text{ м} \quad (3.20)$$

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = (6 - 8,5)D_1 = 28 \text{ м,} \quad (3.21)$$

Для приплотинных зданий ГЭС ширина блока с округлением до целого в большую сторону:

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{сп}} + 2 \cdot B_{\text{сл}} = 16,5 + 2 \cdot 2 = 20,5 \text{ м,} \quad (3.22)$$

Ширина монтажной площадки по рекомендации [-]:

$$L_{мп} = 1,5B_{бл} = 30,25 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Длинна машинного зала:

$$L_{мз} = n \cdot B_{бл} + L_{мп} = 8 \cdot 20,5 + 20,5 = 180,4 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА.

Высота машинного зала:

$$H'_{мз} = 16,5 \text{ м.} \quad (3.25)$$

3.2.3 Расчет и построение металлической СК с круглым сечением и полным углом охвата

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями. При ее расчете задаемся тремя главными условиями, которым должен подчиняться поток, через нее проходящий:

- обеспечиваем равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.

- обеспечиваем одинаковую закрутку потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.

- подбираем размеры радиальных сечений спиральной камеры так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений

Исходные данные для построения круглой металлической спиральной камеры сведены в таблицу 3.4

Таблица 3.4 – Исходные данные для построения металлической СК

Н _{расч} , м	62,5
Н _{max} , м	74
Н _{min} , м	51
φ	345

Окончание таблицы 3.4

D1, м	4,5
Na, кВт	90000

Db, м	6
Da, м	6,95
D4, м	7,35
R	0,4
h	0,41
Qp, м ³ /сек	157
Qвх, м ³ /сек	151
Fвх м ²	20,68
ρ вх	2,57
v м/сек	7,3

Результаты гидромеханического расчета круглых и эллиптических сечений представлены в таблицах В.3 и В.4 ,(приложение В).

По рассчитанным размерам строится чертеж спиральной камеры .

3.3 Расчет деталей и узлов на прочность

3.3.1 Расчет вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительно рассчитывают наружный диаметр вала

$$D_B > (5.1 * \frac{M_{кр}}{[t]})^{0.33} (м), \quad (3.26)$$

Причем [t доп]=30-35 МПА, а крутящий момент определяют по формуле:

$$M_{кр} = 0.00974 * N/n \sin\alpha = 0,005844 \quad (3.27)$$

$$D_B = 0,9978437 \quad (3.28)$$

Полученное значение диаметра округляют до стандартизованного (кратное 50 мм при Dв менее 1000 мм и кратное 100 мм при D≥1000 мм).

Принимаем: $D_B = 1 м.$

3.3.2 Расчет подшипников

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте рекомендуется применять подшипник на водяной смазке, который может быть кольцевого или сегментного типа.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = 0.8 * N / (n_{\text{синх}} * D_1) \text{ (кН)} = 106,67 \quad (3.29)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учетом облицовки, обычно принимается на 15 – 20 мм больше $D_{\text{в}}$.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$R_{\text{рад}} / (d_{\text{п}} * h_{\text{п}}) \leq [p_{\text{уд}}] \text{ (кПа)} = 266,7 \quad (3.30)$$

Экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}] = 29 * U \text{ (кПа)}$ где

$$U = \pi * n_{\text{синх}} * d_{\text{п}} / 30 \text{ (м/сек)} = 15,72 \quad (3.31)$$

Тогда $[p_{\text{уд}}] = 455,98 \text{ (кПа)}$, что позволяет нам применить данный подшипник.

Для сегментного подшипника предварительно выбирается число и высота сегментов по таблице 3.5.

Таблица 3.5 – зависимость числа сегментов от диаметра вала

$D_{\text{в}}$, мм	500 – 800	850 – 1100	1200 – 1600	1700 – 2200
$h_{\text{п}}$, мм	300	400	500	600
$Z_{\text{сегм}}$	8	8	10	12

Определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = R_{\text{рад}} / (1 + 2\cos \alpha + 2\cos(2\alpha)) \text{ (кН)} = 44,45 \quad (3.32)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = 360^\circ / Z_{\text{сегм}} = 45^\circ \quad (3.33)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = R_{\text{рад}} / (l_{\text{сегм}} * h_{\text{п}}) \leq [p_{\text{уд}}] \text{ (кПа)} = 753,76 \quad (3.34)$$

где $l_{\text{сегм}}$ - длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{\text{сегм}} = (0.85 - 0.90) \pi * d_{\text{п}} / Z_{\text{сегм}} \text{ (м)} = 0,3537 \quad (3.35)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое

$$[p_{уд}] = 50 * U \text{ (кПа)},$$

$$U = 15,72 \text{ (кПа)} \text{ (3.43)}$$

$$[p_{уд}] = 786,2 \text{ (кПа)}$$

Исходя из условия допустимости, сегментный подшипник применим в данном случае.

Принимаем к установке сегментный подшипник.

3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

Определяем маслонапорную установку **МНУ 6,3/1-40-8-2**.

3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

Определяем тип ЭГР. Так как турбина РО, то выбираем ЭГР (для ГА с одним регулирующим органом). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГР-МП-100-11.

3.6 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [3] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. Был выбран синхронный генератор с водяным охлаждением СВ-915/165-40У4.

Параметры гидрогенератора:

– номинальная полная мощность:

$$S_{ном} = 110 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

– номинальная активная мощность:

$$P_{\text{НОМ}} = 100 \text{ МВт};$$

– коэффициент мощности:

$$\cos\varphi = 0,9;$$

– номинальное напряжение:

$$U_{\text{НОМ}} = 15,75 \text{ В};$$

– номинальная частота вращения:

$$n_{\text{НОМ}} = 150 \text{ об/мин};$$

– угонная частота вращения:

$$n_{\text{уг}} = 300 \text{ об/мин};$$

– сверхпереходное продольное сопротивление:

$$x''_d = 0,21 \text{ о. е.};$$

– переходное продольное сопротивление:

$$x'_d = 0,35 \text{ о. е.};$$

– продольное сопротивление:

$$x_d = 0,96 \text{ о. е.};$$

– сверхпереходное поперечное сопротивление:

$$x''_q = 0,22 \text{ о. е.};$$

– поперечное сопротивление:

$$x_q = 0,64 \text{ о. е.};$$

– номинальный ток возбуждения:

$$I_{f\text{НОМ}} = 930 \text{ А};$$

– номинальное напряжение возбуждения:

$$U_{f_{\text{НОМ}}} = 316 \text{ В};$$

– коэффициент полезного действия:

$$\eta = 94,74\%;$$

– наружный диаметр сердечника статора:

$$D_c = 9150 \text{ мм};$$

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений ГЭС

Основные требования предъявляемые 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, ремонтпригодность;
3. Простота и наглядность;
4. Экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

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

Уровень этих требований в современных условиях 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 электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Тайга» 220 кВ.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

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

Проект Тунгуской ГЭС выполняет все требования Технической политики ОАО «РусГидро» [1].

Согласно стандарту [2] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Тунгуской ГЭС с учетом невозможности резервирования СН от ближайшей подстанции в качестве источников питания будут приняты:

- три ТСН с отпайкой от блока
- две дизель-генераторные установки (ДГУ).

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу.

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. На генераторном напряжении для питания собственных нужд выполняются ответвления.

С целью снижения капиталовложений, кроме единичных блоков на станции могут быть применены укрупнённые (объединённые) блоки.

Их применение возможно только в том случае, когда общая мощность такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в энергосистеме $P_{рез}$ (аварийный резерв).

$$P_{бл} = 2 \cdot P_{Г} = 2 \cdot 100 = 200 \text{ МВт} \quad (4.1)$$

$$P_{рез} = S_{рез} \cdot \cos \varphi_{ном} = 300 \cdot 0,9 = 270 \text{ МВт} \quad (4.2)$$

Предлагаемые варианты структурных схем представлены на рисунках 4.1-4.3.

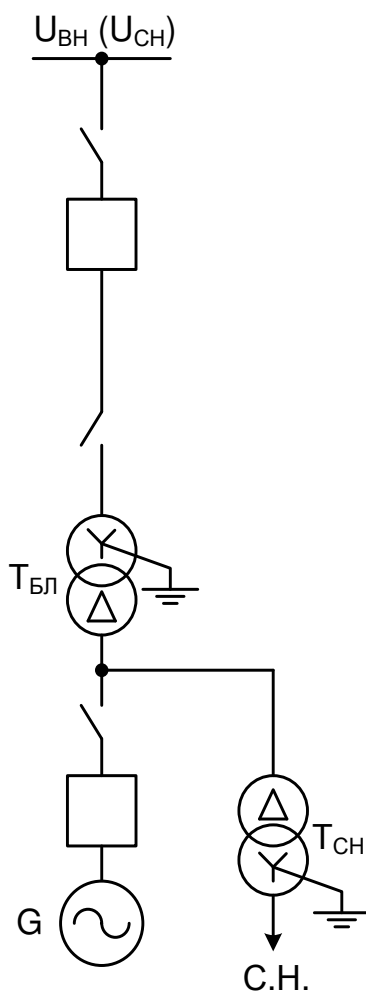


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

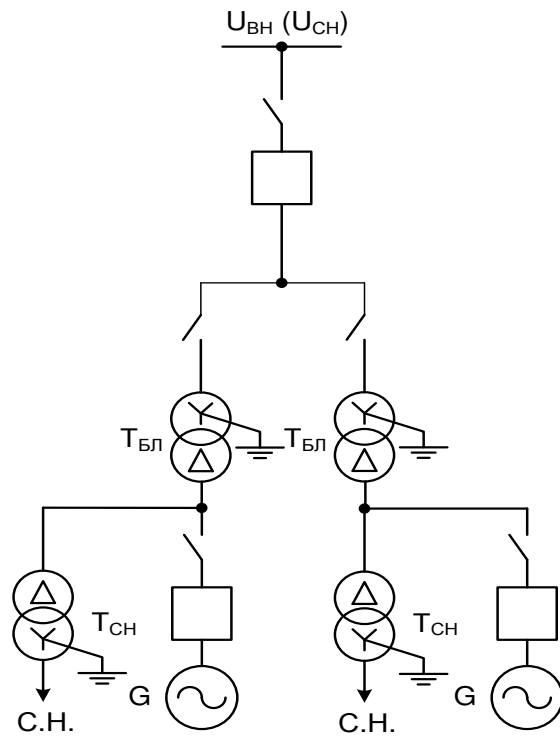


Рисунок 4.2 – Структурная схема объединённого блока

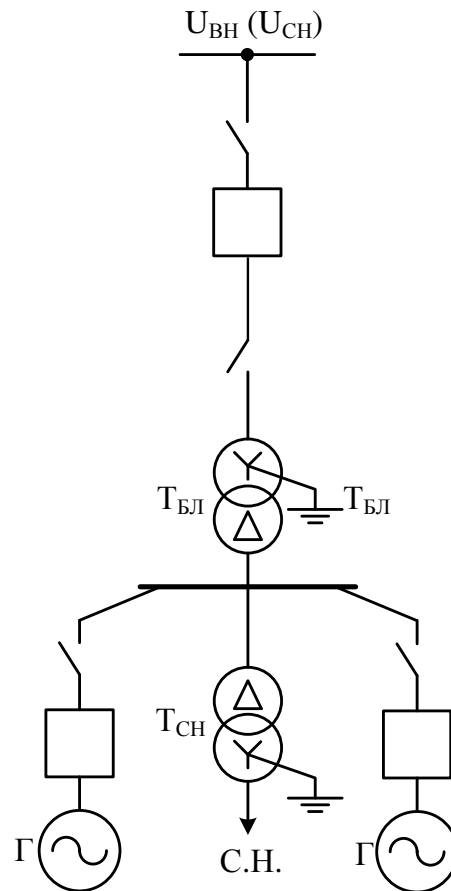


Рисунок 4.3 – Структурная схема укрупненного блока

4.2 Выбор повышающих трансформаторов и трансформаторов собственных нужд

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ГНОМ}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}}, \quad (4.3)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{100 - 100 * 0,01}{0,9} = 112,2 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1-Параметры трансформатора ТДЦ-125000/220

Тип изделия	Sном, МВ·А	Uном, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДЦ-125000/220-У1	200	242	15,75	Y11/D-11	83,9	580,5	10,85	0,088

Трансформатор имеет охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией воздуха (вид охлаждения ДЦ).

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6800}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 5663 \text{ ч/год}, \quad (4.4)$$

Время работы блока в течение года:

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

где μ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{пл} = 30$ – время плановых простоев блока в течении года, ч;
 $\omega = 0,053$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{в} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,0839 \cdot 8727 = 732,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,5805}{1} \cdot \left(\frac{112,2}{200} \right)^2 \cdot 5663 = 1285 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.7)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

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

$$I_{пот} = 1731 \cdot (732,2 + 1285) = 3491 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Для шести блоков:

$$I_{пот1}^{220} = 6 \cdot 3491 = 20950 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединённым блоком

Для объединенного блока оборудование аналогичное (п.4.2.1), но так как трансформаторы работают параллельно:

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 2 \cdot 0,0839 \cdot 8727 = 1464,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,5805}{2} \cdot \left(\frac{112,2}{200} \right)^2 \cdot 5663 = 601,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta \cdot (\Delta W_{\text{ХХ}} + \Delta W_{\text{Н}}), \quad (4.11)$$

$$I_{\text{пот}} = 1731 \cdot (1464,4 + 601,6) = 3574 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Для трех блоков:

$$I_{\text{пот}2}^{220} = 3 \cdot 3574 = 10728 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos\phi_{\text{Г}}} = 2 \cdot \frac{(100 - 100 \cdot 0,01)}{0,9} = 242 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.12)$$

где $P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 250000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2-Параметры трансформатора ТДЦ-250000/220

Тип изделия	Sном, МВ·А	Uном, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДЦ-250000/220-У1	250	242	15,75	Y11/D-11	207	600	11	0,5

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6800}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 5663 \text{ ч/год}, \quad (4.13)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.14)$$

где μ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{пл} = 30$ – время плановых простоев блока в течении года, ч;
 $\omega = 0,053$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{в} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 2 \cdot 0,207 \cdot 8727 = 3613 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.15)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.
 Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{Тном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,600}{2} \cdot \left(\frac{242}{200} \right)^2 \cdot 5663 = 1697 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.16)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = \beta \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H), \quad (4.17)$$

$$I_{пот} = 1731 \cdot (3613 + 1697) = 9160 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Для трех блоков:

$$I_{пот3}^{220} = 3 \cdot 9160 = 27481 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд для схем с одиночным и объединенным блоком

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от $S_{Гном}$:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{Гном}}{\cos \varphi_{Г}} = 0,01 \cdot \frac{100}{0,9} = 1100 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.18)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» выбираются трансформаторы ТСЗ-2500/15,75 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/15 УЗ

$S_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
2,5	15,75	0,4	6	21	4,6

4.2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд для схемы с укрупненным блоком

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от $S_{\text{ГНОМ}}$:

$$S_{\text{С.Н.}} = 2 \cdot (0,01 \cdot \frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}}) = 2 \cdot (0,01 \cdot \frac{100}{0,9}) = 2200 \text{кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.19)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Т.С.Н.}} \geq S_{\text{С.Н.}}$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» выбираются трансформаторы ТСЗ-2500/15 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 -Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/15 УЗ

$S_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
2,5	15,75	0,4	6	21	4,6

4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{\text{РУ}} + n \cdot K_{\text{Т}} + m \cdot K_{\text{Т.С.Н.}}, \quad (4.20)$$

где $K_{\text{Т}}$ – стоимость силового трансформаторов;
 $K_{\text{Т.С.Н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;
 $K_{\text{РУ}}$ – стоимость ячейки РУ;

n – число силовых трансформаторов;
 m - число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек РУ

Результаты расчетов капиталовложений для трех структурных схем сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – расчет капиталовложений

млн.руб		
К1	К2	К3
496,4	428,7	290

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.21)$$

где E_n – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается $E_n = 0,15$.

Результаты расчетов приведённых затрат сведены в таблицу 4.6

Таблица 4.6 – расчет приведённых затрат

млн.руб		
3 1	3 2	3 3
95,41	75,035	71,48

Из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов блочных схем видно, что предпочтительнее вариант с укрупненным блоком. Этот вариант является более экономичным.

4.4 Распределительное устройство

4.4.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ:

$$S_{\Sigma} = n \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{CH}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right); \quad (4.22)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot \left(\frac{110 - 110 \cdot 0,01}{0,9} \right) = 726 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь ВЛ:

$$P_{нат.} = 135 \text{ МВт}; K = 1,2;$$

Число линий:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} \quad (4.23)$$

$$n_{л} = \frac{726}{(1,2 \cdot 135 / 0,86)} = 3,85 \text{ шт.}$$

Принимается число ВЛ равным $n_{л} = 4 + 1 = 5$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.24)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{726}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,381 \text{ кА.}$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}}, \quad (4.25)$$

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

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

$$I_{\text{расч}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 381 = 400 \text{ А.}$$

По величине расчётного тока и условию возникновения коронизации выбираем провод АС – 240/32 по [13].

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А.}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (4.26)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{726}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 201} = 0,476 \text{ кА.}$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Параметры провода марки АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,645 \cdot 10^{-6}$

4.4.2 Выбор схемы распределительного устройства

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 220 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС.

При отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

СТО ОАО ФСК ЕЭС [3] регламентирует схему распределительного устройства. Для распределительного устройства 220 кВ и восьми присоединений (три блока и пять воздушных линии): две системы шин с МШВ (при 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин).

Тип РУ с учетом климатической обстановки района – КРУЭ 220 кВ.

Схема выдачи мощности Тунгуской ГЭС представлена на рисунке 4.4.

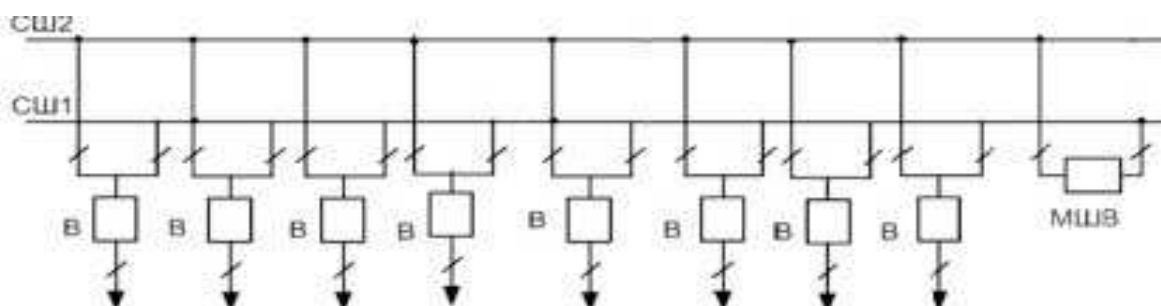


Рисунок 4.4 – Схема выдачи мощности Тунгуской ГЭС

4.4.3 Электротехническое оборудование

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

- противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

- выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;

- удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов – обеспечение термической и динамической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов и электромагнитов; потери в диэлектриках.

4.5 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в распределительном устройстве высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ

4.5.1 Расчет исходных данных

Так как расчет токов КЗ будет производиться в ПК «RastrKZ», то значения параметров схемы замещения необходимо привести в именованных единицах.

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

Принимается допущение, что сверхпереходные индуктивные сопротивления по продольной (x_d'') и поперечной (x_q'') осям одинаковы:

$$x_d'' = x_q'' = x, \quad (4.27)$$

Сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Для синхронных генераторов по [15]:

$$X_{\Gamma} = \frac{x_d'' \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.28)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление по продольной оси, о.е.;
 $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора, МВ·А.

$$R_{\Gamma} = \frac{1,22 \cdot X_{\Gamma}}{2\pi f_c T_{a,\Gamma}}, \quad (4.29)$$

где $T_{a,\Gamma}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей гидрогенератора, с;
 f_c – частота в энергосистеме, $f_c = 50$ Гц.

$$X_{\Gamma 1,2,3,4} = \frac{0,21 \cdot 15,75^2}{110} = 0,47 \text{ Ом},$$

$$R_{\Gamma 1,2,3,4} = \frac{1,22 \cdot 0,47}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,06} = 0,03 \text{ Ом}.$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой, выполненные проводом АС-240/32. Пять линий соединяют РУ Тунгуской ГЭС с подстанцией Тайга и имеют длину 200 км. Сопротивления линий:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l}{n_{\text{л}}}, \quad (4.30)$$

где $x_{\text{уд}}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, для провода АС-240/32 $x_{\text{уд}} = 0,435$ Ом/км;

l – длина линии, км;

$n_{\text{л}}$ – число параллельных линий.

$$r_{\text{л}} = \frac{r_{\text{уд}} \cdot l}{n_{\text{л}}}, \quad (4.31)$$

где $r_{\text{уд}}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, для провода АС-240/32 $r_{\text{уд}} = 0,121$ Ом/км.

Тогда индуктивное и активное сопротивление ВЛЭП:

$$x_{\text{л}} = \frac{0,435 \cdot 200}{5} = 17,4 \text{ Ом},$$

$$r_{л} = \frac{0,121 \cdot 200}{5} = 4,72 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора $x_T = 25,7 \text{ Ом}$, $r_T = 0,17 \text{ Ом}$.

4.5.2 Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrKZ

Пример расчета и заполнения данных в программе для точки трехфазного и однофазного короткого замыкания на сборных шинах 220 кВ, трехфазного КЗ на главных выводах генератора представлены в таблицах 4.7-4.12.

Таблица 4.7 – Задание узлов схемы в исходных данных «Узлы/Несим/ИД»

Тип	№ узла	Название	U _{ном} , кВ
зак	1	Блок 1	16
зак	2	Блок 2	16
у	3	Блок 3	16
у	4	КРУЭ	230
у	5	Система	230
у	6	Г1	16
у	7	Г2	16
у	8	Г3	16
у	9	Г4	16
у	10	Г5	16
у	11	Г6	16

Таблица 4.8 – Задание ветвей схемы в исходных данных «Ветви/Несим/ИД»

Тип	№ нач.	№ кон.	Название	r	x	Кт/г
Тр-р	4	1	КРУЭ - Блок1	0,51	25,7	0,068
Тр-р	4	2	КРУЭ - Блок2	0,51	25,7	0,068
Тр-р	4	3	КРУЭ - Блок3	0,51	25,7	0,068
ЛЭП	4	5	КРУЭ - Система	4,72	17,4	-
Выкл	6	1	Г1 - Блок1	-	-	-
Выкл	7	1	Г2 - Блок2	-	-	-
Выкл	8	2	Г3 - Блок3	-	-	-
Выкл	9	2	Г4 - Блок4	-	-	-
Выкл	10	3	Г5 - Блок5	-	-	-
Выкл	11	3	Г6 - Блок6	-	-	-

Таблица 4.9 – Задание генераторов схемы в исходных данных «Генератор/Несим»

№ агр.	Название	№ узла	x	x2	x0	E
--------	----------	--------	---	----	----	---

1	Г1	6	0,47	0,47	0,47	17,64
2	Г2	7	0,47	0,47	0,47	17,64
3	Г3	8	0,47	0,47	0,47	17,64
4	Г4	9	0,47	0,47	0,47	17,64
5	Г5	10	0,47	0,47	0,47	17,64
6	Г6	11	0,47	0,47	0,47	17,64
7	Система	5	161	161	161	230

Таблица 4.10 – Расчет трехфазного КЗ на СШ 220 кВ

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА
1	1	3ф	4	6,61

Таблица 4.11 – Расчет однофазного КЗ на СШ 220 кВ

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА
2	1	1ф	4	3,3

Таблица 4.12 – Расчет трехфазного КЗ на выводах генератора

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА
3	1	3ф	6	80,64

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	Т _а	К _у	i _у ,кА	I _{п0(3)} ,кА	I _{п0(1)} ,кА
К-1 (шины 220 кВ)	0,03	1,72	16,05	6,6	9,9
К-2 (генератор 15,75 кВ)	0,065	1,86	212,1	80,64	-

4.5.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений

могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г6:

$$I_{Г \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 4230 \text{ кА}, \quad (4.32)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора;
 $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность генератора.

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора Т1-Т3:

$$I_{Т \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т \text{ НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,626 \text{ кА}, \quad (4.33)$$

где $U_{Т \text{ ном}}$ – номинальное напряжение генератора;
 $S_{Т}$ – полная номинальная мощность трансформатора.

Присоединения линий связи с системой:

$$I_{ВЛ \text{ раб.мах}} = I_{ВЛ110} = 0,246 \text{ кА},$$

$$I_{ВЛ \text{ раб.утж}} = I_{ВЛ110 \text{ утяж}} = 0,433 \text{ кА},$$

где $I_{ВЛ220}$ – ток воздушной линии;
 $I_{ВЛ220 \text{ утяж}}$ – ток аварийного режима, при отключении одной линии;

4.6 Выбор ячейки КРУЭ 220кВ и разъединителей

Согласно расчетным данным принимаем к установке ячейку ЯЭГ-220Л0 производства ОАО «ЭНЕРГОМЕХАНИЧЕСКИЙ ЗАВОД» г. Санкт-Петербург.

Ячейка КРУЭ выполнена в трехфазном исполнении и состоит из отдельных элементов, заключенных в герметичную металлическую оболочку цилиндрической или шаровой формы, заполненной элегазом

В полюс ячейки входят:

- коммутационные аппараты: выключатели, разъединители, заземлители;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- соединительные элементы: сборные шины, кабельные вводы («масло—элегаз»), проходные вводы («воздух—элегаз»), элегазовые токопроводы и др.

Ячейка КРУЭ снабжена вспомогательным оборудованием и приспособлениями, обеспечивающими ее нормальное функционирование и обслуживание.

Паспортные данные ячейки в совокупности с расчетными данными режима работы представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Паспортные данные ячейки ЯЭГ-220ЛЮ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Ячейка ЯЭГ-220ЛЮ	В состав входят трансформаторы тока, параметры которого согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительной проверки не требуется.
Усети ном = 220 кВ	Уном = 220 кВ	
Ираб max = 433 А	Ином = 2000 А	
Ип.0 = 9,9 кА	Иоткл.ном. = 50 кА	
iy = 16,05 кА		

Разъединитель РД – 220.

Серия разъединителей РД-220 на номинальное напряжение 220 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям.

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 220, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей. Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Двух колонковые разъединители РД горизонтально-поворотного типа предназначены для наружной установки.

Производитель ОАО ВО «Электроаппарат».

Паспортные данные разъединителя в совокупности с расчетными данными режима работы представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Паспортные данные разъединителя РД - 220

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Разъединитель РД-220	Двухколонковые разъединители РД-220 горизонтально-поворотного типа
Усети ном = 220 кВ	Уном = 220 кВ	
Ираб max = 433 А	Ином = 1250 А	
Ипо = 9,9 кА	Итерм.ст. = 31,5 кА Идин.ст. = 80 кА	
iy = 16,05кА		

Разъединитель РДЗ-35

На генераторном напряжении принимаем к установке разъединитель РДЗ-35/3150УХЛ1

Паспортные данные представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Паспортные данные разъединителя РД – 35

Разъединитель РДЗ-35/3150УХЛ1
Уном = 35 кВ

Ином = 3150 А
Итерм.ст. = 50 кА
Идин.ст. = 125 кА

4.7 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК».

4.8 Выбор ограничителей перенапряжения

В данном курсовом проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. ОПН-П-220 УХЛ1.

4.9 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

На генераторном напряжении принят генераторный элегазовый комплекс КАГ-20 производства «Электроаппарат».

КАГ-20 состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН.

Паспортные данные генераторного комплекса в совокупности с расчетными данными режима работы представлены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Паспортные данные генераторного комплекса КАГ-20

Параметры	Расчётные данные	КАГ-20
Номинальное напряжение, кВ	15,75	До 20
Ток максимальный рабочий, кА	4,23	10
Ток КЗ, кА	80,64	90
Ток ударный	212,1	230

4.10 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на напряжении 0,4 кВ

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{агр}}} = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 6} = 1590 \text{ А}, \quad (4.34)$$

Устанавливаем автомат ВА-СЭЦ-32 2000А.

4.11 Выбор резервного источника питания (ДГУ).

По условию полного резервирования СН ГЭС мощностью ДГУ в случае отказа других источников питания, принимаем к установке две дизельные электростанции **KOHLER-SDMO KD3800-F** суммарной максимальной мощностью 7,4 МВА. Страна производитель Франция.

4.12 Установка дополнительного оборудования

Анализатор качества электроэнергии РИТЕ 3561, который представляет собой профессиональное устройство для полноценного анализа качества электроэнергии в трехфазной сети переменного тока

Модуль синхронизации генератора с сетью DKG-705. Это комплексное устройство автоматического ввода резерва применяемое для синхронизации одной генераторной установки с сетью или двух генераторных установок между собой.

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей необходимо защищать от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями. Одновременно с этим оборудование необходимо оснащать устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

В данном курсовом проекте рассматриваются защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Перечень защит основного оборудования

Согласно ПУЭ для гидрогенератора СВ-915/165-40У4 мощностью 100 МВт должны быть предусмотрены следующие виды защит:

- 1) защита от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- 2) защита от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- 3) защита от внешних коротких замыканий;
- 4) защита от перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения;
- 5) защита от симметричной перегрузки обмотки статора генератора;
- 6) защита от повышения напряжения на статоре генератора;
- 7) защита от асинхронного режима с потерей возбуждения;
- 8) защита от асинхронного режима без потери возбуждения;
- 9) защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;
- 10) устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Виды защит для трансформатора ТДЦ 250000/220 в соответствии с ПУЭ[1]:

- 1) защита от однофазных замыканий на землю в обмотке трансформатора и на её выводах;
- 2) защита от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- 3) замыканий между витками в обмотках трансформатора;
- 4) защита от внешних КЗ;
- 5) защита от симметричной перегрузки обмоток трансформатора;
- 6) защита от повышения напряжения на трансформаторе;
- 7) защита от понижения уровня масла;
- 8) газовая защита.

Виды защит для трансформатора собственных нужд ГЭС ТСЗ-2500/15,75/0,4 в соответствии с ПУЭ:

- 1) газовая защита;
- 2) защита от внешних КЗ;
- 3) защита от перегрузки.

Виды защит на МШВ РУ 220 кВ в соответствии с ПУЭ :

- 1) защита от многофазных КЗ (двухступенчатая токовая защита);
- 2) защита от замыканий на землю (трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности).

Виды защит на линиях электропередачи 220 кВ в соответствии с ПУЭ [1] делятся на основные и резервные. Основной защитой для линий 220 кВ является дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ. В качестве резервных защит принимаются:

- 1) защита от многофазных замыканий (трехступенчатая дистанционная защита)
- 2) защита от замыканий на землю (четырёхступенчатая токовая направленная защита);
- 3) устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 4070 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 5000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.2)$$

где $K_N = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_N$.

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:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.3)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{x'_d} \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,21} \cdot 4070 = 2190 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.5)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{2190 \cdot 2}{21900}, \quad (5.6)$$

$$K_{\text{T}} > 0,02,$$

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

I_{T} - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15 I_{\text{Н}}}{0,3} = 0,5 I_{\text{Н}}. \quad (5.7)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15 \cdot I_{\text{Н}}}{0,3} = 0,5 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.8)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

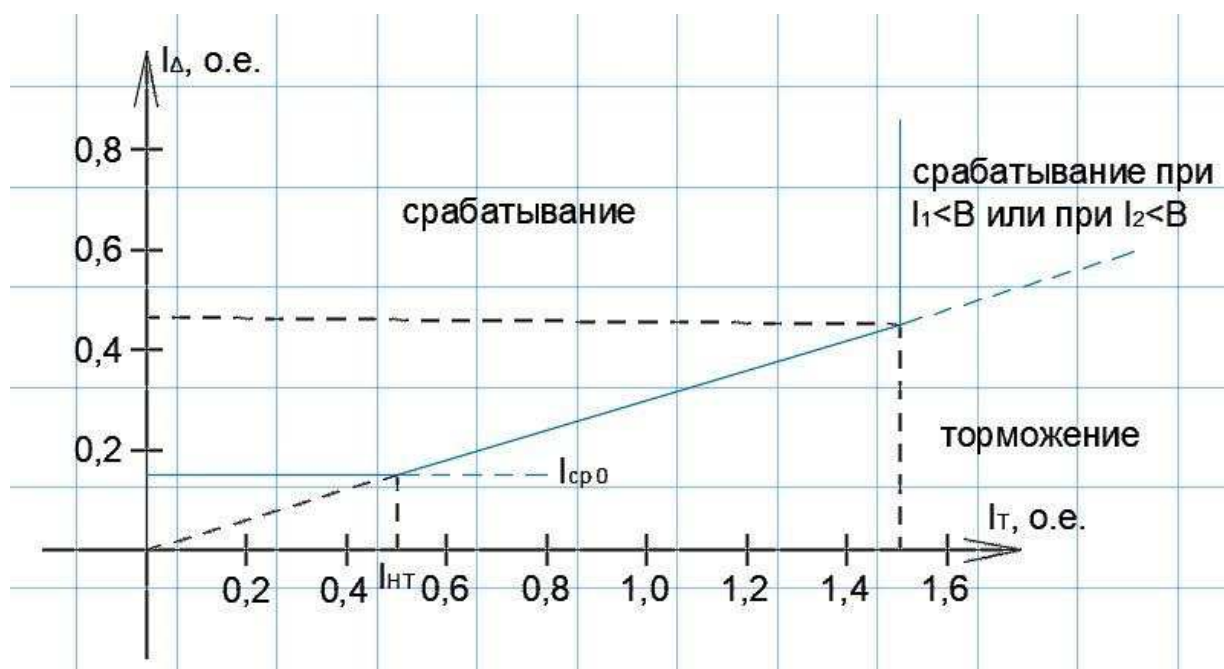


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 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.

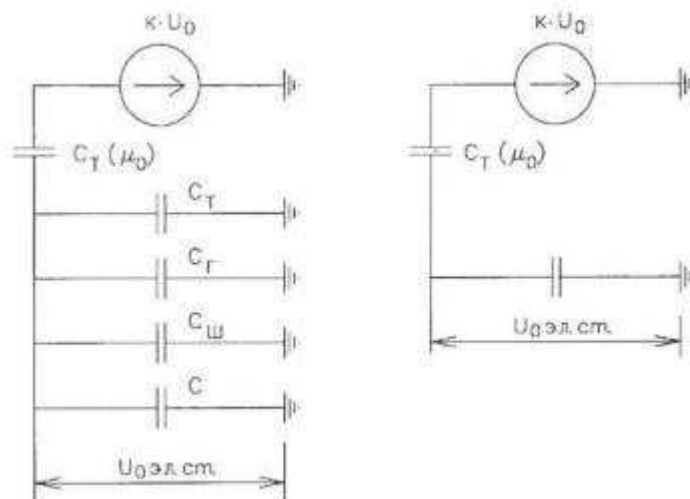


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_{Г}$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{Т}$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{Т} + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,00327 + 1,02 + 0,008 + 0,29 = 1,321 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.9)$$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{Т}(\mu_0)}{C_{Т}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.10)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.11)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 11,3 \text{ А}. \quad (5.12)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,009}{0,009+1,321} = 0,157 \text{ В}. \quad (5.13)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.14)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 157}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}, \quad (5.15)$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,72, \quad (5.16)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

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

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от $K_{\text{Т}}$:

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.17)$$

При $K_T = 1,0$ орган U_{03} работает селективно и защищает 33,3 % 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.

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.18)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.19)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.22)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.23)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.24)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 890 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.25)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.26)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

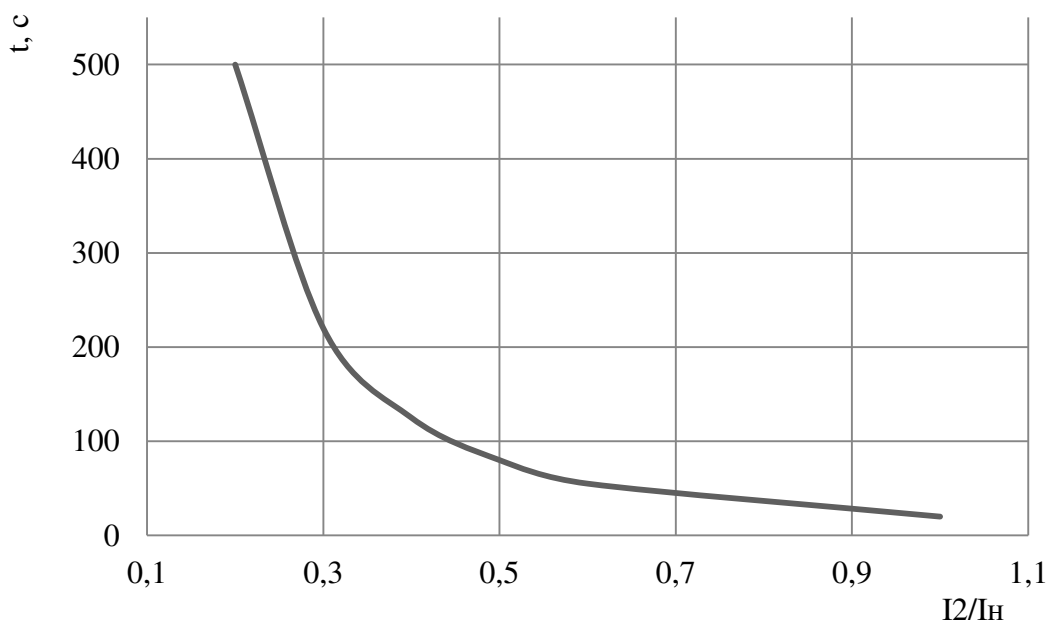


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

4) Орган токовой отсечки (I_{20TC}) 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 коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + 2 \cdot x_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot (49,5 + 51 + 2 \cdot 0,11)} = 0,00769 \text{ о. е.}, \quad (5.27)$$

где $x_{d*}'' = x_d'' \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,21 \cdot \left(\frac{242}{15,75} \right)^2 = 49,5$ - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$x_{\Gamma*} = x_{\Gamma} \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,216 \cdot \left(\frac{242}{15,75} \right)^2 = 51$ - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенное к высокой стороне напряжения;

$x_{\text{T}*} = x_{\text{T}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 25,76 \cdot \frac{250}{242^2} = 0,11$ - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$I_{2C.3}^* \leq I_{2C.3}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,236 \text{ о. е.}, \quad (5.28)$$

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

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + 2 \cdot x_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot (49,5 + 0,51 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,12)} = 0,00762 \text{ о. е.}, \quad (5.29)$$

где $x_{\text{Л}}^* = \frac{S_6}{U_6^2} \cdot x_{\text{Л}} = \frac{250}{242^2} \cdot 28 = 0,12$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,00762 \cdot 2 \cdot \frac{242}{15,75} = 0,2341 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

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 с на отключение МШВ, 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.

5.2.5 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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H \quad (5.31)$$

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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,1 \cdot I_H}{1,0} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.32)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3

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

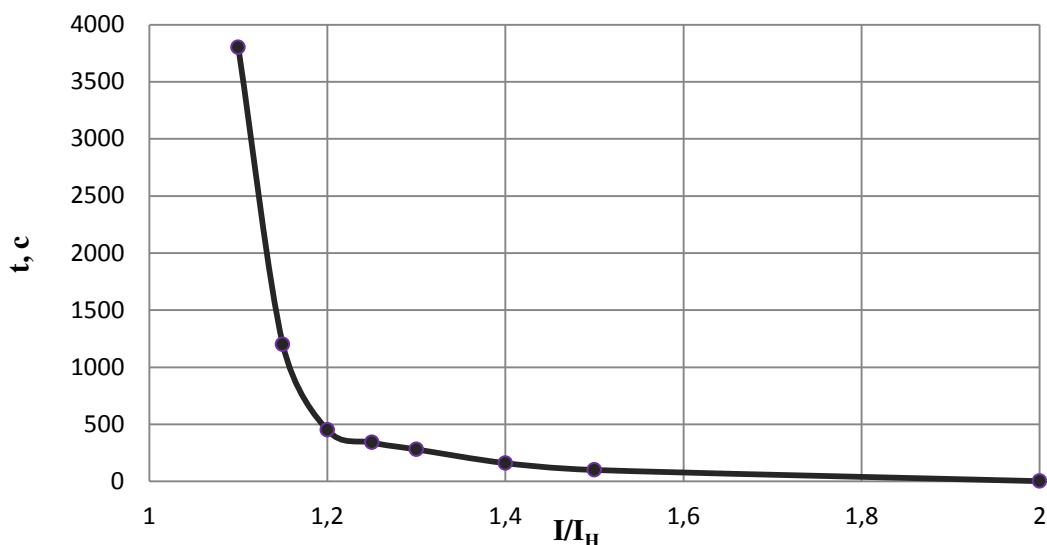


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}} = 4982 \text{ А}, \quad (5.33)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 15750 / 100} = 66 \text{ В}. \quad (5.34)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение МШВ, 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.

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Тунгуская ГЭС – Тайга:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 25,9 + \frac{0,8}{5} \cdot 18,02 = 24,32 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$$Z_T = Z'_T \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,11 \cdot \left(\frac{242}{15,75} \right)^2 = 25,9 \text{ Ом}.$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{17,4^2 + 4,72^2} = 18,02 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{110}{110} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{110}{242^2} \cdot 18,02 = 0,07,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,07 \cdot 2,25 = 0,158 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{15,75^2}{110} = 2,25$.

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,158 \cdot \frac{\frac{5000}{15,75}}{0,1} = 1,003 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4070} = 2,23 \text{ Ом},$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 930 - 0,95}{540}}{0,96} = 2,59, \quad (5.38)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,378, \quad (5.40)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 67,8^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,345 \text{ о. е.}, \quad (5.41)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,345 \cdot \frac{15,75^2}{52} = 0,765 \text{ Ом}. \quad (5.42)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,765 \cdot 5000 / 5}{15750 / 100} = 4,85 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,85 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,192 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,672 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

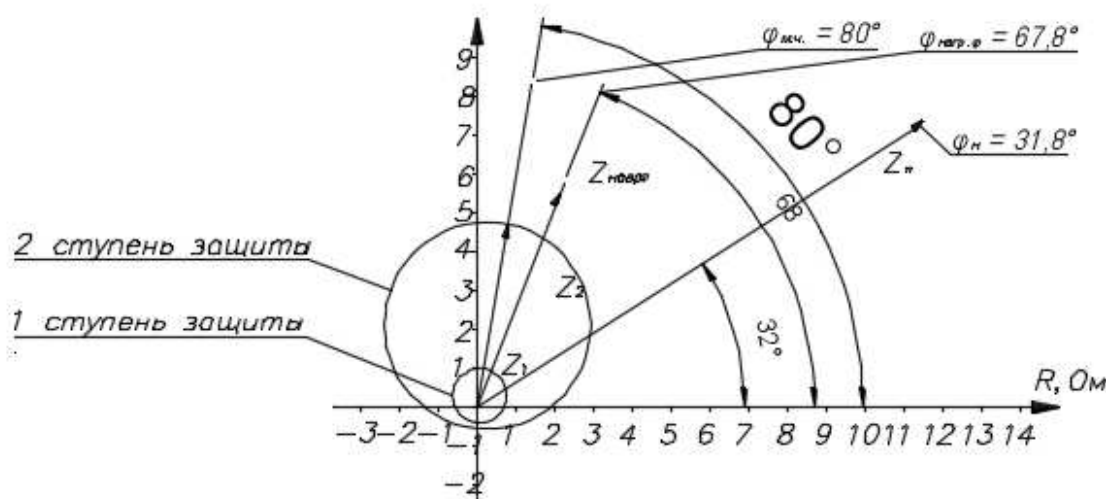


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.44)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

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.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

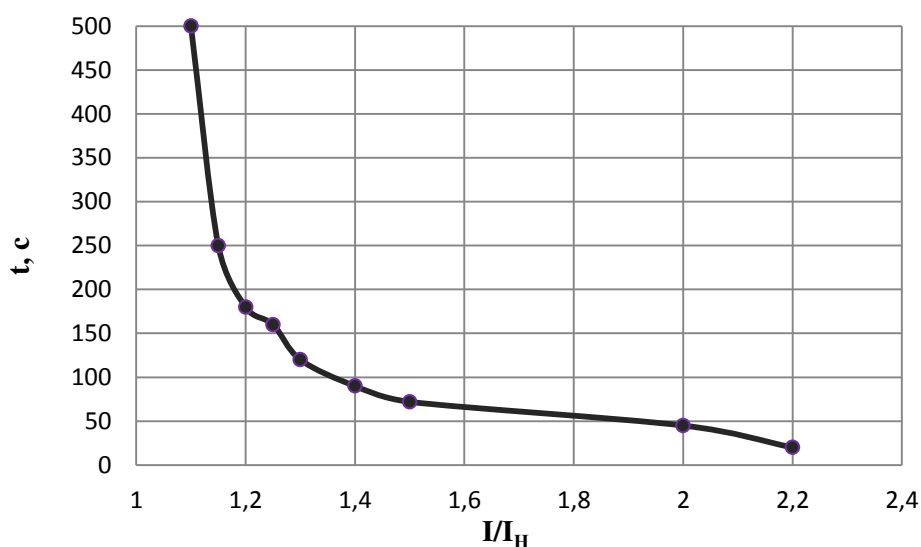


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.46)$$

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

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбраны микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики производства «Экра» типа ШЭ1113 предназначенные для применения в качестве комплексной защиты блоков генератор-трансформатор малой и средней мощности.

ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

5.4 Таблица уставок и матрица отключений

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, I_{CPO}	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,035 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,1 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	10	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,28 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А
		ОТС I	$I_{2C.3.}$	$0,00825 \cdot I_H$	0,0335 А

Окончание таблицы 5.4

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,35 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,47 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$0,2341 \cdot I_H$	0,951 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,07	0,285 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,34	1,38 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	0,81 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	0,836 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,04 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Матрица отключений

Защиты		Действие									
Наименование	Обозначение		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение МШВ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Диф. Защита продольная	IΔG		+	+	+	+					
ЗЗГ	U_0	t_1								+	
		t_2							+		
		t_3	+	+	+						
	U_{03}		+	+	+						
ЗПН	$U >$	1 ступень	t_1	+	+						
		2 ступень	t_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО								+	
		ИО		+	+						
		ОТС I	t_1					+			
			t_2						+		
		t_3	+	+							

Окончание таблицы 5.5

Защиты			Действие								
Наименование	Обозначение		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение МШВ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО								+	
		ИО	+	+							
		ОТС	t_1					+			
			t_2						+		
		t_3	+	+							
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1					+			
			t_2	+	+	+					
		2 ступень	t_1					+			
			t_3	+	+				+		
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО								+	
		ИО	+	+							
		Отсечка	+	+							

6 Компонровка и сооружения гидроузла

Существенное влияние на компоновку оказывают особенности рельефа на месте строительства. В данном случае для проектируемого гидроузла выбираем плотинную компоновку. Исходя из этого, в состав гидроузла входят следующие сооружения:

- бетонная водосбросная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС приплотинного типа;
- земляная плотина

Конструктивные профили плотины определяются гидравлическими, статическими и фильтрационными расчетами.

Класс основных гидротехнических сооружений принимается равным наиболее высокому его значению из определенных по таблицам [23].

При высоте ГТС от 50 до 80 м и скальном основании, принимается II класс сооружений.

При $N_{уст} \leq 1000$ МВт принимается II класс сооружений.

Таким образом, исходя из двух предыдущих условий и того, что в зоне затопления почти нет населения, для основных гидротехнических сооружений окончательно принимаем II класс.

6.1 Определение отметки гребня плотины

6.1.1 Определение отметки гребня земляной плотины

Отметка гребня:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

где h_s - превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ, создаваемое для учёта волнового воздействия.

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

где $h_{run1\%}$ - высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1%;

Δh_{set} - высота ветрового нагона;

a - конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м.

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где α_w - угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (рассматривается перпендикулярное направление ветра в сторону плотины, 90 град.);

V_w - скорость ветра;

L – разгон, м;

K_w - коэффициент, принимаемый по таблице 6.1;

d - средняя высота водохранилища;

g - ускорение свободного падения.

Методом последовательных приближений, величине Δh_{set} находящейся в знаменателе, присваивается нулевое значение. Расчетные характеристики ветра для данной местности указаны в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Расчётные характеристики ветра

V_w м/с	10	12	30	40	50
$K_w \cdot 10^6$	1,2	1,15	3	3,9	4,8

Для скорости ветра $V_w = 12,1$ м/с принимается $K_w = 1,15 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 1,7$ км,

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{110 - 34}{2} = 38 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Таким образом, высота волнового разгона равна:

$$\Delta h_{set} = \frac{1,15 \cdot 10^{-6} \cdot 12,1^2 \cdot 1700}{9,81 \cdot (38)} = 0,016 \text{ м.}$$

С помощью метода приближённых итераций:

$$\Delta h_{set} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 23000}{9,81 \cdot (17,5 + 0,5 \cdot 0,016)} = 0,00076 \text{ м.}$$

Рассчитываются составляющие формулы высоты наката на откос волн обеспеченностью 1% :

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1700}{146,41} = 113,9,$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{12,1} = 17512,$$

где t - время разгона волны, принимается 6 часов.

С помощью полученных значений определяется период волны и время, за которое развивается одна длина волны, для этого из [1] находят величины, сведённые в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Величины для определения периода волны

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,9	0,024	5,4	0,13

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используются наименьшие значения из таблицы 6.2:

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,9 \Rightarrow T = \frac{1,9 \cdot V_w}{g} = \frac{1,9 \cdot 12,1}{9,81} = 2,34 \text{ 1/с}, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,024 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,024 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,024 \cdot 146,41}{9,81} = 0,36 \text{ м}. \quad (6.6)$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,34^2}{2 \cdot 3,14} = 8,55 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Необходимо выполнить проверку, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\lambda, \\ 38 > 4,28$$

Условие выполняется, следовательно, имеем глубоководную зону.

Высоту волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны определяем умножением средней высоты волны на коэффициент k_i , который для обеспеченности 1% составляет 2,2

Таким образом:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,36 \cdot 2,2 = 0,792 \text{ м}, \quad (6.8)$$

Принимаем однородную земляную плотину с бетонной диафрагмой. Предусматриваем бермы с верхового и низового откосов. Заложения откосов примем равным 1:3.

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн определяем:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%}, \quad (6.9)$$

где $k_r = 1$; $k_p = 0,9$; $k_{sp} = 1,1$; В случае гравийно-галечниковом креплении откосов.

Определим k_{run} , для чего рассчитаем величину:

$$\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{8,55}{0,792} = 10,79.$$

Тогда $k_{run} = 0,95$.

По формуле (6.9) определим:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 0,95 \cdot 0,792 = 0,745 \text{ (м)}$$

$$h_s^{нпу} = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 0,745 + 0,00076 + 0,8 = 1,55 \text{ (м)}. \quad (6.10)$$

Отметка гребня плотины:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 110 + 1,55 = 111,55 \text{ (м)} \quad (6.11)$$

6.2 Гидравлический расчет водосбросной плотины

По климатическим условиям принимается к расчету донный водосброс.

6.2.1 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

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

Определяется расчётный расход; сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{осн.мах} - (n - 1) \cdot Q_{ГА}, \quad (6.12)$$

где $Q_{осн.мах}$ -расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений;

$Q_{ГА}$ – расход через один гидроагрегат,

n – количество гидроагрегатов.

$$Q_p = 5789 - (6 - 1) \cdot 195 = 4814 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчетный поверочный расход через водосбросную плотину при учете работы всех агрегатов:

$$Q_{пов.расч} = Q_{пов.мах} - n \cdot Q_{ГА}, \quad (6.13)$$

где $Q_{мах.пов}$ - максимальный поверочный расход с обеспеченностью 0,01%

$$Q_{\text{пов.расч}} = 6759 - 6 \cdot 195 = 5589 \text{ м}^3/\text{с},$$

Рассчитаем пропускную способность для основного и поверочного случая.

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}, \quad (6.14)$$

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

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

Q – расход сбрасываемый через одно отверстие;

μ – коэффициент расхода.

Принимаем количество отверстий равным девяти.

Тогда расход через одно отверстие для основного случая:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{9}, \quad (6.15)$$

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{4814}{9} = 534,8 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расход через одно водопропускное отверстие для поверочного случая:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{5589}{9} = 621 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для того чтобы определить $H_{\text{во}}$ нужно предварительно задаться: высотой отверстия, отметкой нижней кромки донного отверстия. Предварительно принимаем высоту отверстия 5 м, отметка донного отверстия 39,5 м.

Тогда отметка над центром выходного отверстия $\nabla \text{ЦВО} = 42$ м.

Напор над центром выходного отверстия для основного случая:

$$H_{\text{во}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ЦВО} = 110 - 42 = 68 \text{ м}, \quad (6.16)$$

Напор над центром выходного отверстия для поверочного случая:

$$H_{\text{во}} = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ЦВО} = 110,5 - 42 = 68,5 \text{ м}, \quad (6.17)$$

Площадь выходного отверстия $\omega_{\text{во}}$ для основного случая при известном $Q_{1 \text{ отв}}$, будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}} \quad (6.18)$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{534,8}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 68}} = 18,3 \text{ м}^2.$$

Площадь выходного отверстия $\omega_{\text{во}}$ для поверочного случая при известном $Q_{1 \text{ отв}}$, будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{621}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 68,5}} = 21,2 \text{ м}^2.$$

Принимаем к расчету поверочный случай, так как площадь выходного отверстия для этого случая больше.

Если высота отверстия 5м, тогда ширина будет равна:

$$b = \frac{\omega_{\text{во}}}{h} \tag{6.19}$$

$$b = \frac{21,2}{5} = 4,24 \text{ м}$$

Округлим ширину отверстия до 5 м.

Исходя из расчета, получаем 9 водосбросных отверстий $h=5\text{м}$, $b=5\text{м}$.

Ширина водосливного фронта:

$$B = b_{\text{п}} \cdot n, \tag{6.20}$$

где $b_{\text{п}}$ -ширина пролета;

$$B = 9 \cdot 5 = 45 \text{ м}$$

При учете одного дополнительного отверстия на случай выхода затвора из строя:

$$B = (n+1) \cdot 5 = (9+1) \cdot 5 = 50 \text{ м}$$

Тогда ширину водосливной плотины найдем по формуле:

$$B_{\text{пл}} = (n+1)(b + \delta_{\text{быка}}) = (9+1)(5+4) = 90 \text{ м}. \tag{6.21}$$

6.2.2 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Расчет сопряжения ведем для основного случая.

Определим критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4814^2}{9,18 \cdot 90^2}} = 6,85 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 110 - 34 = 76 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{76}{6,85} = 11,1 \text{ м.} \quad (6.24)$$

По графику Чертоусова [5] определяются $\xi_c = 0,225$ и $\xi_c'' = 2,95$.
Сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,225 \cdot 6,85 = 1,54 \text{ м,} \quad (6.25)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,95 \cdot 6,85 = 20,2 \text{ м.} \quad (6.26)$$

$$h_c'' > h_{НБ}$$

20,2 > 6, следовательно, прыжок отогнанный.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижнем бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

6.2.3 Гашение энергии потока. Расчет водобойной стенки

Высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ст}, \quad (6.27)$$

где $H_{ст}$ - напор над водобойной стенкой, по формуле:

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\sigma \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}, \quad (6.28)$$

где $q = \frac{Q_{осн.расч}}{B} = \frac{4814}{90} = 53,4 \text{ м}^2/\text{с}$

m - коэффициент расхода в зависимости от типа стенки. Для стенки по типу водослив широким порогом $m=0,35$.

Тогда по формуле (6.28):

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{53,4}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 53,4^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 20,2)^2} = 10,25 \text{ м}$$

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 20,2 - 10,25 = 12 \text{ м}$$

После определения высоты стенки $h_{\text{ст}}$ необходимо проверить условие сопряжения бьефов за стенкой по методике изложенной в разделе 6.2.2.

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 12 + 10,25 = 22,25 \text{ м}, \quad (6.29)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{22,25}{6,85} = 3,24 \text{ м}. \quad (6.30)$$

По графику Чертоусова [5] определяются $\xi_c = 0,46$ и $\xi_c'' = 1,8$.
Сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,46 \cdot 6,85 = 3,15 \text{ м}, \quad (6.31)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 1,8 \cdot 6,85 = 12,33 \text{ м}. \quad (6.32)$$

$$h_c'' > h_{\text{НБ}}$$

$12,33 > 6$, следовательно, за стенкой образуется отогнанный прыжок.
Произведём расчет второй водобойной стенки

Высота второй водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}2} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст}2} = 1,1 \cdot 12,33 - 9,71 \text{ м}, \quad (6.33)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой, по формуле (6.28):

$$H_{\text{ст}2} = \left(\frac{53,4}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 53,4^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 12,33)^2} = 9,71 \text{ м}.$$

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной

$$T_0 = h_{\text{ст}2} + H_{\text{ст}2} = 3,85 + 9,71 = 13,56 \text{ м}, \quad (6.34)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{13,56}{6,85} = 1,98 \text{ м.} \quad (6.35)$$

По графику Чертоусова [5] определяются $\xi_c = 0,71$ и $\xi_c'' = 0,87$.
Сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,71 \cdot 6,85 = 4,86 \text{ м,} \quad (6.36)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 0,87 \cdot 6,85 = 5,95 \text{ м.} \quad (6.37)$$

$$h_c'' > h_{НБ}$$

5,95 < 6, следовательно, за стенкой образуется затопленный прыжок.

За водосливом устраиваем два последовательных водобоя в виде бетонных плит.

Толщина водобойных плит может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} \quad (6.38)$$

Расчет первого водобоя:

$$v_c = \frac{q}{h_c'}, \quad (6.39)$$

$$v_c = \frac{53,4}{1,54} = 38,1 \text{ м}^3/\text{с};$$

Тогда толщина водобойной плиты по формуле (6.38):

$$\delta_B = 0,15 \cdot 38,1 \cdot \sqrt{1,54} = 7,1 \text{ м.}$$

С целью экономии принимаем толщину водобойной плиты $\delta_B = 3$ м, и закрепляем на скале с помощью анкеров.

Длина первого водобоя, если вода упадет с уступа:

$$l_B = (0,8 \div 1) l_{пр} + \frac{v_c}{\left(\frac{2P}{g}\right)^{1/2}} \quad (6.40)$$

где $l_{пр}$ – длина гидравлического прыжка по формуле:

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 20,2 - 1,54) = 92 \text{ м.} \quad (6.41)$$

p - высота уступа-5,5 м.

Тогда длина первого водобоя по формуле (6.40):

$$l_B = 0,8 \cdot 92 + \frac{38,1}{\left(\frac{2 \cdot 5,5}{9,81}\right)^{\frac{1}{2}}} = 110 \text{ м.}$$

Расчет второго водобоя:

$$v_c = \frac{53,4}{3,15} = 16,95 \text{ м}^3/\text{с};$$

Тогда толщина водобойной плиты по формуле (6.38):

$$\delta_B = 0,15 \cdot 38,1 \cdot \sqrt{1,54} = 4,51 \text{ м.}$$

Аналогично первому водобою, принимаем толщину второй водобойной плиты $b_B=3$ м, и закрепляем на скале с помощью анкеров.

Так как первая стенка по типу водослива не образует уступа, длину второго водобоя принимаем по формуле:

$$l_B = (0,8 \div 1)l_{\text{пр}}, \quad (6.42)$$

где $l_{\text{пр}}$ - длина гидравлического прыжка по формуле:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,33 - 3,15) = 50,7 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Тогда длина второго водобоя по формуле (6.42):

$$l_B = 0,8 \cdot 50,70 = 41 \text{ м.}$$

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

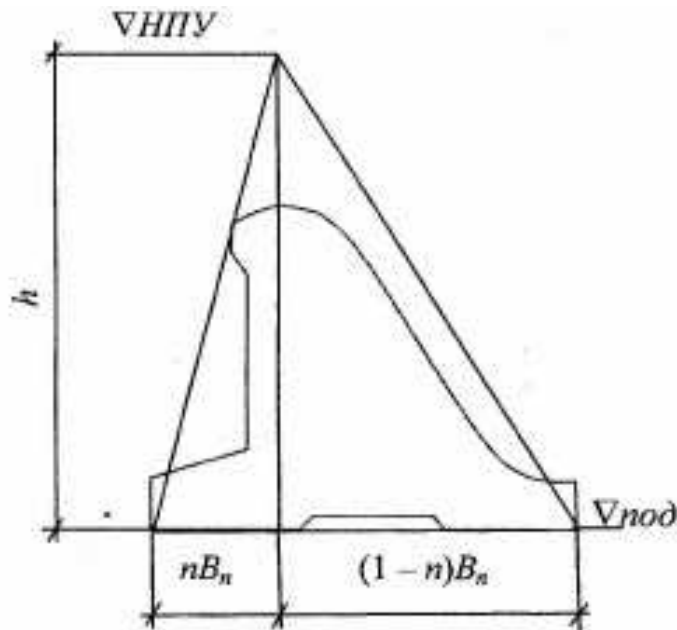


Рисунок 6.3 - Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.44)$$

где α_1 - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

ρ_6 и ρ_w - плотности бетона и воды соответственно;

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 110 - 31 = 79\text{м}. \quad (6.45)$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.46)$$

где γ_n - коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,20;

$\text{tg}\varphi=0,8$.

Задаваясь различными значениями n , произведен расчёт (таблица 6.3) и построен графики зависимостей $B_n' = f(n)$ и $B_n'' = f(n)$ (рисунок 6.4).

Точка пересечения кривых определяет искомую ширину подошвы водосливной плотины.

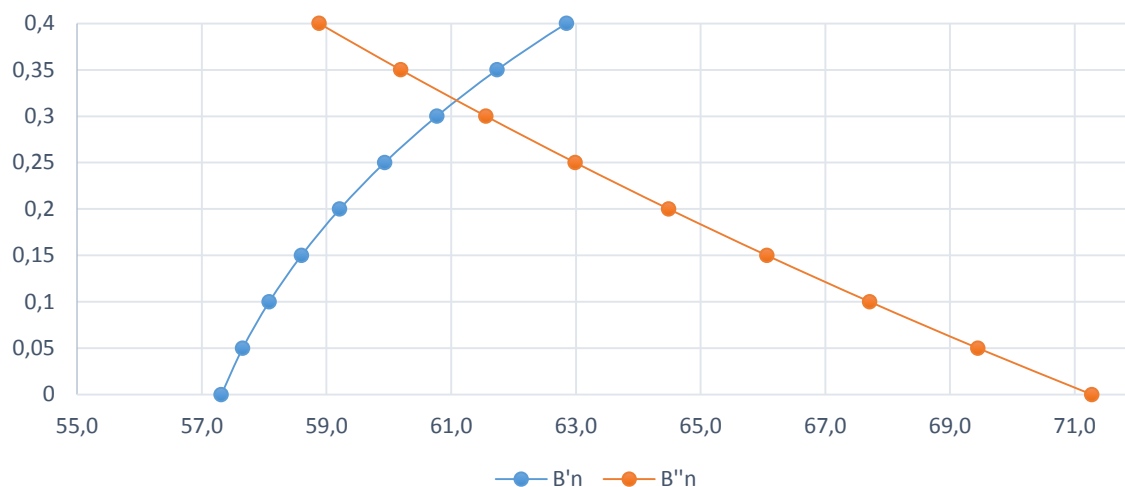


Рисунок 6.4 - Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Таблица 6.3 - Координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

n	B_n^I	B_n^{II}
0	57,3	71,3
0,05	57,7	69,5
0,1	58,1	67,7
0,15	58,6	66,1
0,2	59,2	64,5
0,25	59,9	63,0
0,3	60,8	61,6
0,35	61,7	60,2
0,4	62,8	58,9
0,45	64,1	57,6

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Швы устраиваем для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние меж. секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должен быть не более 20 м. Поэтому разрезаем плотину температурно-усадочными швами с интервалом 9 метров, 9 метров назначаем исходя из ширины одной секции донного водосброса. Разрез делаем по быку (стенке между глубинными отверстиями).

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

6.3.3 Быки

Быки (стенки), разделяющие донные отверстия, служат опорами для плоских затворов, перекрывающих донные отверстия плотины, а так же для моста на котором располагают подъемные механизмы затворов. В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка, равной 4,0 метра.

Ширина паза ремонтного затвора $a = 0,5$ м.

Длина паза ремонтного затвора $c = 0,5$ м.

Длина паза рабочего затвора $c = 0,7$ м.

Ширина паза рабочего затвора $a = 0,7$ м.

Толщина быка между пазами рабочего затвора $d_0 = 2,6$ м.

Расстояние между пазами ремонтного и рабочего затвора 1,25 м.

6.3.4 Устои

Сопрягающие устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе, для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной.

В нашем случае так как высота устоев выше 35 м, сопряжение бетонной плотины с грунтовой осуществляем за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую. В результате откосы грунтовой плотины частично закроют напорную и низовую грани этой части бетонной плотины.

Для поддержания и защиты от размыва конусов грунтовой плотины устраиваем открылки устоев. Одни устраиваем в месте сопряжения водосливной плотины с грунтовой, а вторые в месте сопряжения стационарной части плотины с грунтовой. Так же устраиваем разделительный устой, который отделяет водосливную часть плотины от стационарной и разделяет их потоки.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 20 м по высоте.

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей принимаем: смотровая- 1,25·2,0 м; буровая – 3,5·4,0 м.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки, однополосную автомобильную дорогу и место для движения крана.

На гребне проектируем дорожку для людей шириной – 1,5 м, проезжую часть шириной – 3,5 м и место под кран – 6 м. Общая ширина сооружения по гребню не меньше 11 м.

6.3.6 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устраиваем дренаж в виде вертикальных скважин, диаметров 20 см с расстоянием между осями 2 м.

Также предусмотрим горизонтальные скважины прямоугольного сечения площадью 600 см^2 , расположенных по высоте плотины через 2 метра.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр.м}}} = \frac{79 \cdot 1,20}{25} = 3,79 = 4 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где $H_d = 110 - 31 = 79 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением,
31-отметка пола нижней галереи;

$I_{\text{кр.м}} = 25$ - величина критического среднего градиента напора;

$\gamma_n = 1,20$ -коэффициент надёжности.

6.4 Элементы подземного контура плотины и нижнего бьефа

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

Структурная схема цементационной завесы и дренажной скважины представлена на рисунке 6.5.

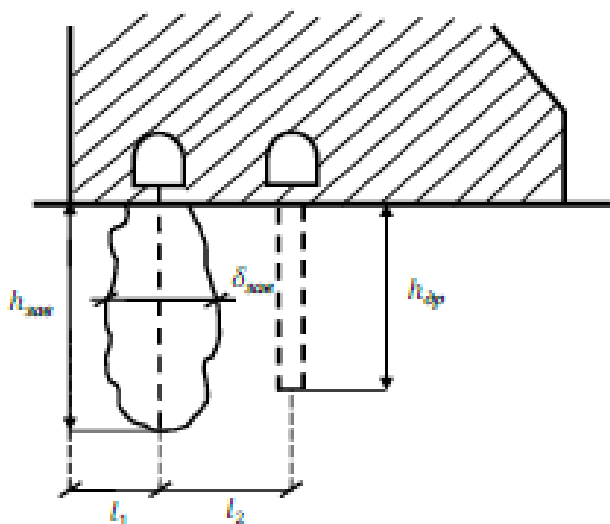


Рисунок 6.5.- Схема цементационной завесы и дренажной скважины

6.4.1 Основные размеры цементационной завесы

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.5.

Геометрические данные цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.48)$$

где $B_{\text{п}}$ - ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,08 \cdot 61,1 = 5 \text{ м.}$$

Расстояние l_2 принимается конструктивно $l_2 = 5 \text{ м.}$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 74,4 = 37,2 \text{ м.} \quad (6.49)$$

где H_{max} - максимальный напор ,

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - h_{\text{НБ min}} = 110 - 35,6 = 74,4 \text{ м.} \quad (6.50)$$

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

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h, \quad (6.51)$$

где ΔH - напор, действующий на завесу;

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

$\gamma_h = 1,25$ - коэффициент надёжности.

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 74,4 - 29,76 = 44,64 \text{ м} \quad (6.52)$$

где H_t, H_{as} - геометрические параметры эпюры фильтрации.

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{44,64}{15} \cdot 1,20 = 3,6 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 37,2 = 18,6 \text{ м.} \quad (6.53)$$

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

6.4.2 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемым через плотину, устраивается водобойный колодец и рисберма.

Расчет водобоя был произведен ранее в п.6.2.3.

Его основные параметры:

$$l_{в1} = 110 \text{ м}$$

$$l_{в1} = 41 \text{ м}$$

$$\delta_{в1} = \delta_{в2} = 3 \text{ м}$$

Длина рисбермы принимается 20 м.

Толщина плиты принимается не менее половины толщины плиты водобоя и равна:

$$\delta_{п1} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{в} = \frac{2}{3} \cdot 3 = 2 \text{ м} \quad (6.54)$$

В конце рисбермы устраиваем зуб.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

Основной расчетный случай - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем (при Qвхк).

6.5.1 Вес сооружения

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

$$S_{пл1} = 1813,13 \text{ м}^2 .$$

$$S_{пл2} = 519,35 \text{ м}^2 .$$

$$S_{\sigma} = 2637 \text{ м}^2 .$$

Определим вес частей плотины:

Вес частей плотины приводим к 1 п.м секции. Согласно расчетной схеме с учетом коэффициентов приведения для секции шириной 18м определим вес частей плотины:

$$G_{\text{пл1}} = S_{\text{пл1}} \cdot g \cdot \rho_6 = 1813,1 \cdot 9,81 \cdot 2400 \cdot \frac{10}{18} = 23715 \text{ кН/м}, \quad (6.55)$$

$$G_{\text{плл2}} = S_{\text{плл2}} \cdot g \cdot \rho_6 = 519,35 \cdot 9,81 \cdot 2400 \cdot \frac{10}{18} = 6793 \text{ кН/м} \quad (6.56)$$

$$G_6 = 9,81 \cdot 2400 = 2637 \cdot 9,81 \cdot 2400 \cdot \frac{8}{18} = 27593 \text{ кН/м} \quad (6.57)$$

Площадь затвора:

$$f = h \cdot b, \quad (6.58)$$

где h - высота затвора,
 b - ширина затвора.

$$f = 5 \cdot 5 = 25 \text{ м}^2$$

Вес плоского затвора

$$Q_3 = 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g, \quad (6.59)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 25^{1,5} \cdot 9,81 \cdot 2 = 67,4 \text{ кН.}$$

Вес затвора на 1 погонный метр секции, с учетом что в секции их 2:

$$Q_3^{\text{расч}} = 2 \frac{Q_3}{18}, \quad (6.60)$$

$$Q_3^{\text{расч}} = 2 \frac{67,4}{5} = 7,48 \text{ кН}$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 79^2}{2} = 30612,1 \text{ кН/м}, \quad (6.61)$$

$$\text{где } h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 110 - 31 = 79 \text{ м}; \quad (6.62)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,6^2}{2} = 103,8 \text{ кН/м}, \quad (6.63)$$

где $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 35,6 - 31 = 4,6 \text{ м}.$ (6.64)

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 281,06 \cdot 9,81 \cdot 1000 = 2757 \text{ кН/м}. \quad (6.65)$$

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [6].

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 74,4 = 29,76 \text{ м}; \quad (6.66)$$

$$H_d = 74,4 \text{ м};$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,15 \cdot 74,4 = 11,6 \text{ м}. \quad (6.67)$$

Фильтрационное давление:

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 660 \cdot 9,81 \cdot 1000 = 6474 \text{ кН/м}. \quad (6.68)$$

6.5.5 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.69)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,792^2}{8,55} = 0,23 \text{ м}, \quad (6.70)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,792 \left(\frac{8,55}{3,14} + \frac{0,23}{2} \right) = 11 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{8,55}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,792 = 1,06 \text{ м.} \quad (6.71)$$

6.5.6 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань:

$$P_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \varphi_H/2 \right) = 9 \cdot 6 \cdot tg^2 \left(45 - 20/2 \right) = 26 \text{ кПа,} \quad (6.72)$$

где γ_H - удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_H = 9 \text{ кН/м}^3$,
 h_H - толщина слоя наносов, $h_H = 6 \text{ м}$,
 φ_H - угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20^\circ$.
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (26 \cdot 6)/2 = 78 \text{ кН,} \quad (6.73)$$

6.6 Расчёт прочности плотины

6.6.1 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Для удобства расчёта составляется таблица 6.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке [8].

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.5 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	30612,1	26,3	805098,23
Тн	1	←	103,8	1,5	-155,7
G _{пл1}	0,95	↓	22529,3	13,67	-307975,531

Окончание таблицы 6.5

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$G_{пл2}$	0,95	↓	6453,3	0	0
$Gб$	0,95	↓	26213,4	9,67	-253483,578
$W_{взв}$	1	–	2757	0	0
$Wф$	1	–	6474	16,21	104943,54
$Eн$	1,2	→	78	2	156
$W_{волн}$	1	↓	11	77,94	-857,34
$Q_{з1}$	1	↓	7,48	27	-201,96
$Q_{з2}$	1	↓	7,48	27	201,96
			$\Sigma \downarrow = 45803$		$\Sigma M = 347725$

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2}, \quad (6.74)$$

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

$$N = 45803 \text{ кН.}$$

$$\sigma_y^u = -\frac{45803}{61,1} + \frac{6 \cdot 347725}{61,1^2} = -293,94 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.75)$$

где $H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 110 - 31 = 79 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = tg \alpha_1, \quad (6.76)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $tg \alpha_1 = 0$.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -191,63 \cdot 0 - 10 \cdot 41,79 \cdot (1 - 0) = -790 \text{ кПа} \quad (6.77)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (6.78)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -191,63 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 79 \cdot 0 = -191,63 \text{ кПа} \quad (6.79)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 79 = -790 \text{ кН/м}^2. \quad (6.80)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\text{п}}} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{45803}{61,1} - \frac{6 \cdot 347725}{61,1^2} = -1308 \text{ кН/м}^2, \quad (6.81)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1308 \cdot 0,78^2 - 10 \cdot 4,6 \cdot (1 - 0,78^2) = -813,8 \text{ кН/м}^2, \quad (6.82)$$

где $m_t = tg \alpha_2$, где $\alpha_2 - 38^\circ$ угол между низовой гранью и вертикалью.

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{ГЭС}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 35,6 - 31 = 4,6 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (6.83)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 4,6 - 1308) \cdot 0,78 = 984,36 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot 7,62 = -10 \cdot 4,6 = -46 \text{ кН/м}^2; \quad (6.84)$$

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

$$\sigma_3^t = -1308 \cdot (1 + 0,78 \cdot 0,78) + 10 \cdot 4,6 \cdot 0,78 \cdot 0,78 = -2075 \text{ кН/м}^2;$$

Расчёт крайних напряжений сведены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-191,63	-1308
σ_x	-790	-813,8
τ_{xy}	0	984,36
σ_1	-191,63	-46
σ_3	-790	-2075

6.6.2 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.86)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы $\gamma_{cd} = 1$;

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 2075}{1} = 2490 \text{ кН/м}^2$$

Таким образом, принимается бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 722,38 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-191,36 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot R_d^u, \quad (6.87)$$

$$191,36 \text{ кН/м}^2 \geq 179,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.7 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.88)$$

где $R = (G_{пл1} + G_{пл2} + G_b - W_{взв} - W_\phi + Q_{31} + Q_{32}) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega =$
 $(22529,3 + 6453,3 + 26213 - 6474 - 2757 + 7,48 + 7,48) \cdot 0,7 + 100 \cdot 61,1 =$
 $38294 \text{ кН/м} \quad (6.89)$

где $\text{tg} \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания (песчаник);
 $c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;
 $\omega = B_n \cdot 1 = 61,1 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 30612,1 - 103,8 + 11 + 78 = 30597 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{38294 \cdot 1}{30597 \cdot 1} \geq 1,20,$$

$1,25 \geq 1,2$ – условие выполняется

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Тунгуской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для всего региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием этого закона 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 несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

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

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Тунгуской ГЭС

7.2.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает

в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Тунгусской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Тунгусской гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также для всех работников станции – охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования» [40];
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ» [41];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328 [42];
- РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [43];
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [44];
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло

привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.2.2 Охрана труда Тунгусской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Тунгуской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;
- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;
- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;
- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;
- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;
- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;
- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;
- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;
- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец.обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;
- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;
- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;
- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;
- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);
- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС 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;
- 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 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.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. 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 вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

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.

7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

7.4 Охрана природы

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

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [45];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [46];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [47];

- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [48];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 [49];
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [50];
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [51];
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [52];
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [53];
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [54];
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [55].
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [56];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [57];
- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006 [58];
- Другие нормативные документы РФ.

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

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

7.4.1 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;
- мониторинг водоохраных зон;
- 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 нечистот из уборных 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.

7.4.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [52] 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 отчетов 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, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 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 авиаопыления 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 первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических 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 маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – 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 уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел 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 Тунгусского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесоочистке.

В санитарном отношении р. Подкаменная Тунгуска является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду невелико и при условии соблюдения водоохранных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства Тунгусской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния Тунгусского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

7.4.4 Экологические последствия строительства гидроузла

В таблице Г.1 приложения Г отражены экологические аспекты строительства и эксплуатации Тунгусской ГЭС, а также перечислены основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду.

8 Технико-экономические показатели

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

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД).

8.1 Объем продаж

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке. Результаты продаж электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1–Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	660	660	660	660	660
Число часов установленной мощности, час	6800	6800	6800	6800	6800
Выработка электроэнергии, МВт·ч	4488000	4488000	4488000	4488000	4488000
Расход электроэнергии на СН, %	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на СН, МВт·ч	44880	44880	44880	44880	44880
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	4443120	4443120	4443120	4443120	4443120
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·ч	12504	12924	13320	13716	14100
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб	4629,73	4785,24	4931,86	5078,49	5220,67
НДС к выручке, млн. руб	706,23	729,95	752,32	774,68	796,37

Увеличение выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами или издержками производства. В том случае, если создание продукции связано с обслуживанием технических устройств, текущие затраты называют эксплуатационными расходами. При этом экономическая сущность

всех определений едины – это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

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

Эксплуатационные расходы для новых объектов (оплата труда, производственные затраты, уменьшающие налогооблагаемую базу, прочие расходы, не уменьшающие налогооблагаемую базу) определяются в ценах 2018 г. в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2020 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, млн.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Фонд оплаты труда	255,2	168432
Прочие расходы	274,0	180840
Итого	529,2	349272

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9), таблица 8.3.

Таблица 8.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	89350,8
ОАО АТС	0,001097 тыс.руб./МВт*ч	6255,5328
ОАО ЦФР	0,000318 тыс.руб./МВт*ч	1813,3632
Итого		97419,696

Налог на воду в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Подкаменная Тунгуска составляет 4,8 за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб	162,59	177,08	177,08	177,08	177,08
Расходы на страхование, млн. руб	117,03	121,08	116,90	130,43	169,29
Эксплуатационные затраты, млн. руб	349,27	349,27	349,27	349,27	349,27
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб	29,26	31,53	38,97	43,48	56,43
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб	97,42	97,42	97,42	97,42	97,42
Налог на воду, млн. руб	27,37	27,37	27,37	27,37	27,37
Итого, млн. руб	782,94	803,75	807,01	825,05	876,86

Структура текущих затрат показана на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.3 Налоговые расходы

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

Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт*ч –4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за 2024 – 2028 годы представлены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	967,23	1074,65	1192,80	1318,63	1452,74
НДС, млн.руб.	991,97	1019,88	1046,92	1072,30	1095,93
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	40,78	40,78	40,78	40,78	40,78
Налог на имущество, млн.руб.	145,64	141,74	137,85	133,95	130,06
Водный налог, млн. руб	27,37	27,37	27,37	27,37	27,37
Итого, млн. руб	2173,23	2304,67	2445,96	2593,27	2747,11

8.4 Оценка суммы прибыли

От того, насколько правильно на предприятии оценили спрос на продукцию, определили товарную номенклатуру, объемы производства, ценовую политику, сегменты рынка реализации продукции, зависят финансовые результаты деятельности предприятия. Доходы предприятия формируются как доходы от реализации товаров (работ, услуг) и имущественных прав (доходы от реализации) и прочие доходы.

Формой отражения основной производственной деятельности Тунгуской ГЭС является отчет о прибыли и убытках.

Сумма прибыли в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Сумма прибыли в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	5364,7	5524,2	5678,9	5828,7	5968,9
Текущие расходы, млн.руб.	807,0	825,0	876,9	937,1	1003,8
Валовая прибыль, млн.руб.	4557,7	4699,2	4802,0	4891,6	4965,1
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1067,5	1099,4	1130,3	1160,3	1188,3
Чистая прибыль, млн.руб.	3416,1	3879,8	4309,2	4781,4	5284,1
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2.

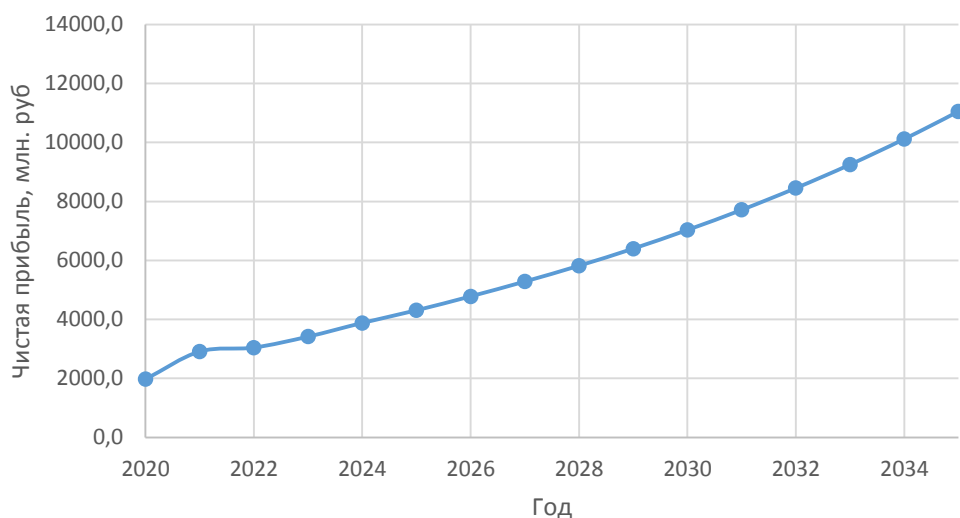


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

8.5 Методология и исходные данные оценки инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

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

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

в) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта Project Expert 7.53 фирмы «Expert Systems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Тунгуской ГЭС мощностью 660 МВт составляет 30 лет.

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке на первый квартал 2018 года.

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

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства

Тунгуской ГЭС, в расчетах коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства Тунгуской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска мощностью 660 МВт.

Использование электроэнергии Тунгуской ГЭС в ОЭС Сибири определено на основании покрытия перспективных уровней электропотребления 2015 - 2019 годов.

Рост тарифа на электроэнергию для Сибирского Федерального Округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ОАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитаны суммы поступлений в федеральный и региональный бюджеты.

8.6 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 относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджет

Год	2022	2023	2024	2025	2026
В Федеральный бюджет, млн. руб.	1760,83	1882,70	2027,35	2162,69	2307,87
В региональный бюджет, млн. руб.	153,43	149,54	145,64	141,74	137,85
Итоговые поступления налогов, млн. руб	1914,26	2032,24	2172,99	2304,43	2445,72

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта строительство Тунгуской ГЭС сводится к определению показателей эффективности инвестиций: ставка дисконтирования, период окупаемости, дисконтированный период окупаемости, средняя норма рентабельности, чистый приведенный доход, индекс прибыльности, внутренняя норма рентабельности, модифицированная внутренняя норма рентабельности.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Тунгуской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска мощностью 660 МВт. Под расходами понимаются собственные средства ОАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Тунгуской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8– Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	64
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	17865
Индекс прибыльности – PI	1,41
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,3
Удельные капиталовложения, руб/кВт	23047,3

Выводы:

– полученная величина себестоимости на электроэнергию Тунгуской ГЭС 0,3 руб./кВт·ч ниже предписанного Едиными Сценарными Условиями ОАО «РусГидро», что свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство Тунгуской ГЭС;

– для реализации проекта, требуется сумма кредита в размере 13047,3 тыс. руб. поставки 10% годовых на срок 64 месяца.

8.8 Анализ чувствительности проекта

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

Выручка (оборот, объем продаж) — количество денежных средств или иных благ, получаемых компанией за определённый период её деятельности.

Для анализа чувствительности инвестиционного проекта главное – это оценить степень влияния изменения каждого (или их комбинации) из исходных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в инвестиционном проекте.

Результаты анализа чувствительности учитываются при сравнении взаимозаменяемых и не взаимозаменяемых, с ограничением по максимальному бюджету инвестиционных проектов.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения NPV.

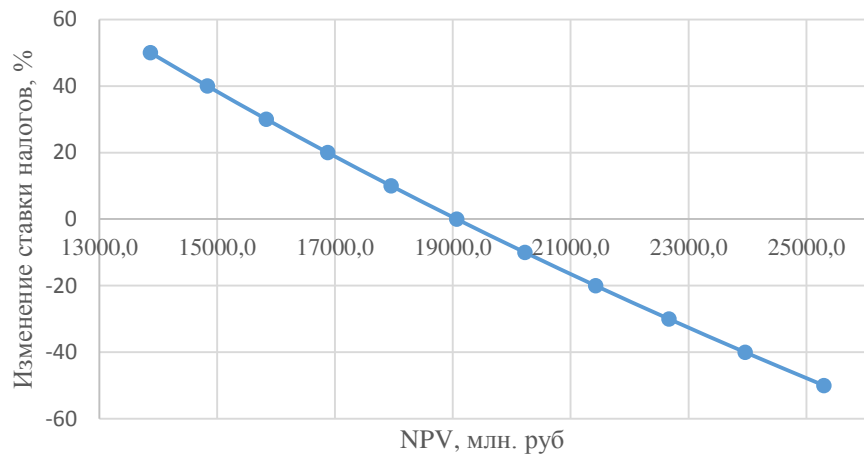


Рисунок 8.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

По данному графику видно, что увеличение ставки налога влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

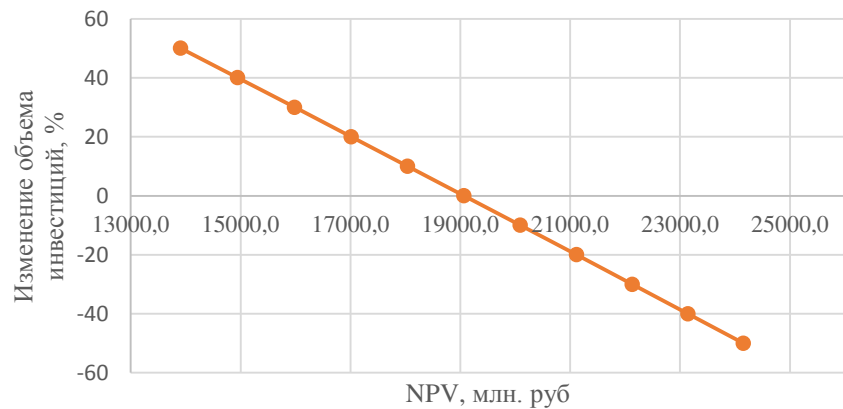


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

По данному графику видно, что увеличение объема инвестиций проекта влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

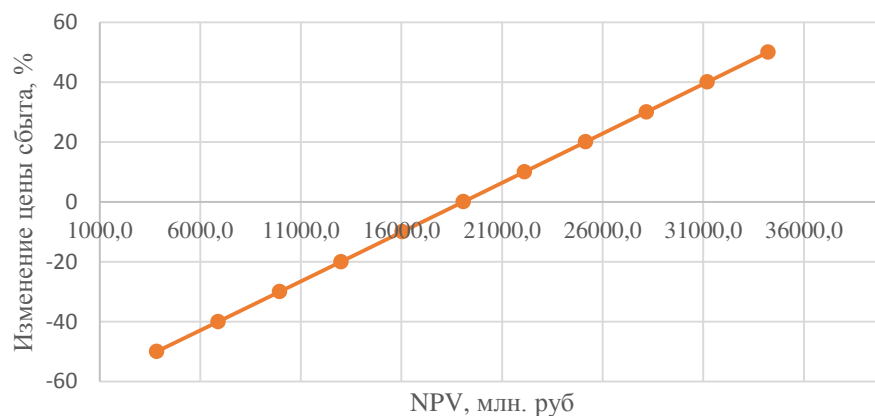


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

По данному графику видно, что увеличение цены сбыта влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости. Влияние изменения эффективности проекта в зависимости от ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.6.

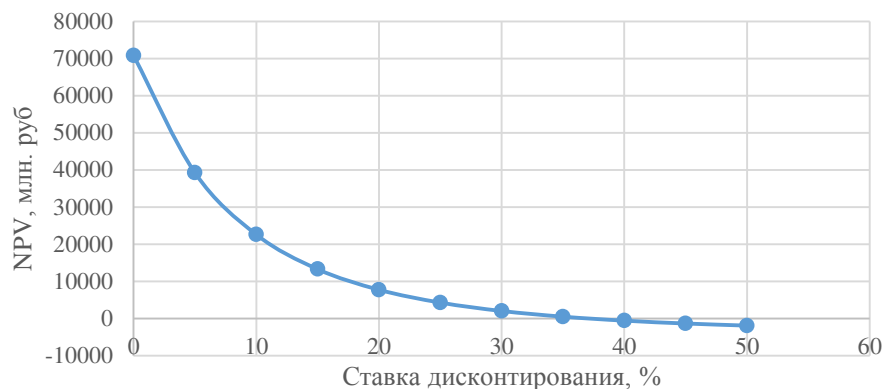


Рисунок 8.6 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По данному графику видно, что с увеличением ставки дисконтирования уменьшается чистая приведенная стоимость.

9 Порядок регулирования водноэнергетических режимов работы гидроэлектростанции

9.1 Проблемы управления водноэнергетическими режимами ГЭС

Одним из основных свойств рек является неравномерность изменения её стока в течении года. Эта особенность является причиной возникновения сложностей при выполнении расчётов по планированию режимов ГЭС. Кроме изменения естественного стока реки, в очень широких пределах изменяется и потребление электроэнергии. При этом, режим естественного стока рек абсолютно не совпадает с режимами электропотребления.

Все эти проблемы приводят к необходимости перераспределения естественного стока реки, в течении определённого промежутка времени. Такие промежутки времени определяются циклами регулирования – продолжительностью времени сработки и наполнения водохранилища. Существует несколько видов циклов регулирования:

- суточное регулирование;
- недельное регулирование;
- годовое регулирование;
- многолетнее регулирование.

В основе любого цикла регулирования лежат водно-энергетические расчёты.

В соответствии с СТО РусГидро 06.01.84-2013 «Гидроэлектростанции планирование водноэнергетических режимов. Методические указания», целями ПАО «РусГидро» (далее – Общество) общества при планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются:

- обеспечение безопасности и надёжности эксплуатации оборудования ГЭС;
- обеспечение безопасности эксплуатации гидротехнических сооружений;
- обеспечение обоснованности позиции Общества при формировании рекомендаций по использованию водных ресурсов межведомственной рабочей группой, назначаемой уполномоченным органом, устанавливающим режимы сработки и наполнения водохранилищ, для выработки рекомендаций по регулированию работы водохранилища;
- обеспечение максимальной выработки электроэнергии и/или выручки от продажи электроэнергии и мощности за счет выбора оптимальных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС при выполнении ограничений, задаваемых регулирующими органами;

Задачами Общества при планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются:

- определение объемов полезного притока к створу ГЭС;
- проверка и обеспечение совместимости ограничений на водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС;

- определение оптимальных сроков вывода оборудования в ремонт (с точки зрения водноэнергетического режима);
- расчет допустимых водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС;
- оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС;
- формирование графиков работы ГЭС, обеспечивающие максимально полное использование водных ресурсов и установленной мощности агрегатов;
- формирование и согласование предложений по водноэнергетическим режимам с уполномоченным органом по диспетчерскому управлению единой энергетической системой и уполномоченным органом по установлению режимов сработки и наполнения водохранилища;

Чаще всего, водохранилища ГЭС используются комплексно и при его создании и выбора режима, требуется учитывать не только интересы самой электростанции, но и всех водопользователей и водопотребителей.

Основными участниками процесса управления водноэнергетическими режимами ГЭС и каскадов ГЭС являются следующие организации:

- уполномоченный орган по диспетчерскому управлению единой энергетической системой (далее Системный оператор) – специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой;

- уполномоченный орган по установлению режимов сработки и наполнения водохранилищ (далее орган, устанавливающий режимы сработки и наполнения водохранилищ) – устанавливает режимы пропуска половодий и паводков, специальных пропусков, наполнений и сработки водохранилищ, обеспечивает удовлетворение требований различных групп водопользователей;

- Общество – осуществляет долгосрочное, среднесрочное и краткосрочное планирование водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС; в эксплуатационной организации должна быть выделена функция сводного планирования водноэнергетических режимов работы каскадов ГЭС;

Так же водные ресурсы водохранилищ используются для нужд коммунального, промышленного и сельскохозяйственного водоснабжения, орошения, рыбного хозяйства, водного транспорта, гидроэнергетики и рекреации с учетом выполнения экологических требований:

- системы водоснабжения – заинтересованы в поддержании расхода и уровня воды, при котором в нижнем и верхнем бьефе обеспечивается гарантированный объем водозабора.

- сельское хозяйство – заинтересовано в обеспечении необходимых объемов воды забираемой на орошение и обводнение, а также в специальных весенних попусках через гидроузлы в целях сельского хозяйства.

- водный транспорт – заинтересован в обеспечении гарантированных глубин, а также специальных попусках, необходимых для функционирования

судоходных трасс, подходов к портам, судоверфей и судоходных шлюзов. Для водного транспорта неблагоприятны резкие колебания уровней воды в верхних и нижних бьефах ГЭС, нарушающие устойчивость судовых прорезей и ухудшающие условия зимнего отстоя судов.

- ГЭС – заинтересованы в надежности и безопасности гидротехнических сооружений и оборудования, рациональном использовании водных ресурсов (повышении выработки электроэнергии) и повышении выручки компании от реализации продукции на рынке электроэнергии и мощности

- субъекты рекреации – заинтересованы в относительно стабильном уровне воды в водохранилище и уровне воды в нижнем бьефе.

- Системный оператор – заинтересован в соблюдении установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России и качества электроэнергии.

При многоцелевом использовании водохранилищ удовлетворение в полном объеме требований всех компонентов и отраслей хозяйства во все годы практически невозможно. Поэтому режимы использования водных ресурсов представляют собой, как правило, компромиссные решения, при которых неизбежны ущемления в тех или иных размерах интересов всех или части компонентов водохозяйственного комплекса (ВХК) для достижения максимального эффекта в целом. Наиболее сложно согласовать интересы компонентов ВХК при эксплуатации каскадов гидроузлов.

Ввиду ограниченности водных ресурсов в маловодные годы, недостаточности полезного объема водохранилища и противоречивости требований отдельных отраслей хозяйства и компонентов ВХК, Федеральным агентством водных ресурсов разрабатываются правила использования водных ресурсов водохранилищ (далее - ПИВР). В которых, максимально учитываются требования всех отраслей. Ввиду сложности задачи в ПИВР приводится только та часть отраслевых или экологических требований, которая может быть удовлетворена с той или иной степенью надежности (обеспеченности).

Выполнение точных прогнозов приточности реки, с целью долгосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС, сильно затруднено, так как появление тех или иных значений расходов в разные года, является труднопредсказуемым событием, и какая-либо связь между годами по расходам отсутствует. По этой причине, максимально рациональное использование водных ресурсов, для водохранилищ с годичным циклом регулирования, является сложной задачей. При её решении, возможно возникновение ошибок в управлении стоком, которые могут привести к серьёзным последствиям (таблицы 9.1, 9.2).

Таблица 9.1 - Ошибки при наполнении водохранилища

Ошибки	Последствия
Назначение слишком большой мощности (расхода) в начале половодья	Ненаполнение до НПУ и необеспечение гарантированной мощности в меженный период

Окончание таблицы 9.1

Ошибки	Последствия
Назначение слишком малой мощности (расхода) в начале половодья	Необоснованный риск превышения НПУ, увеличение сбросных расходов (открытие холостых сбросов воды, снижение уровня безопасности в нижнем бьефе, потери в выработке электроэнергии)

Таблица 9.2 - Ошибки при сработке водохранилища

Ошибки	Последствия
Назначение слишком большой мощности (расхода)	Преждевременная сработка до УМО: невыдача гарантированной мощности; невозможность обеспечения минимальных попусков в нижний бьеф
Назначение слишком малой мощности (расхода)	Неполное использование полезного объёма водохранилища: открытие холостых сбросов в последующий период наполнения (снижение уровня безопасности в нижнем бьефе, потери в выработке электроэнергии)

При возникновении ошибок в управлении стоком, проявляются риски связанные с безопасностью подпорных сооружений гидроузла, населения и хозяйственных объектов, расположенных в долине реки ниже по течению, а также надёжностью функционирования электроэнергетического объекта.

9.2 Диспетчерские правила регулирования стока водохранилища

Перечисленные выше ошибки и всю тяжесть их последствий, можно полностью исключить или максимально снизить. Для этого, основываясь на водно-энергетических расчётах и методических указаниях по разработке правил использования водохранилищ, составляются диспетчерские правила регулирования стока водохранилища.

Диспетчерские правила регулирования стока позволяют в условиях неопределённости исходной гидрологической информации, т.е. при недостаточной заблаговременности и точности долгосрочных гидрологических прогнозов, назначать отдачу гидроузла или каскада гидроузлов в зависимости от некоторого параметра или набора параметров управления. При отсутствии или незначительности полезного объёма водохранилища (суточное, недельное регулирование стока) таким параметром может являться приток воды в водохранилище или прогноз его на ближайшие дни, при наличии полезного объёма, достаточного для сезонного и многолетнего регулирования стока, - уровень воды в водохранилище или объём воды в нем на ту или иную дату. При совместной работе нескольких ГЭС или их каскадов в энергосистеме их общую энергоотдачу определяет уровень или объём воды в водохранилище-компенсаторе или сумма полезных объёмов воды в водохранилищах.

Диспетчерские правила являются основным инструментом обеспечения оптимального использования водных ресурсов в интересах всех

водопользователей и водопотребителей, в условиях неточного прогнозирования речного стока и представляются в виде собственно диспетчерских правил, диспетчерских графиков и позволяют решать следующие задачи:

- При гидрологической обстановке, отличающейся от принятой при планировании, отклонение от диспетчерского графика является индикатором необходимости пересмотра плана.

- Диспетчерский график показывает сроки возможной сработки и начала заполнения водохранилища.

- Решение задач по использованию избыточной приточности.

- Определить на какое время и в каких количествах снизить выработку ниже гарантированной, в крайне маловодные годы.

Таким образом диспетчерский график, в сочетании с гидропрогнозами, позволяет спланировать наиболее эффективную схему работы водохранилища.

Под диспетчерскими графиками понимаются режимные рекомендации, представленные как в графической так и в табличной или аналитической форме.

Диспетчерский график представляет собой набор зон (зависимостей), связывающих водоотдачу и энергоотдачу гидроузла с уровнем или объемом воды в водохранилище. По оси ординат откладываются объемы водохранилища или соответствующие им уровни верхнего бьефа, а по оси абсцисс - время года.

Диспетчерские графики и правила определяют основное содержание "Правил использования водных ресурсов водохранилищ гидроузлов электростанций". Основными элементами диспетчерских графиков являются отметки уровней воды в водохранилище у плотины в конце межени и половодья.

Диспетчерские графики позволяют полностью управлять использованием водных ресурсов водохранилищ изолированных гидроузлов. Для каскадов и их объединений диспетчерские графики дополняются системой диспетчерских правил, регламентирующих очередность использования водных ресурсов водохранилищ различных ступеней.

Обычно диспетчерские графики регламентируют режим использования водных ресурсов в нормальных эксплуатационных условиях, при изменении уровня воды в водохранилище у плотины в пределах отметок УМО и НПУ.

Режим использования водных ресурсов при пропуске экстремально высоких половодий и паводков регламентируется специальными правилами.

Диспетчерский график строится на основе ВЭР годов с различной величиной обеспеченности.

9.3 Зоны диспетчерского графика

Поле диспетчерского графика делится на зоны, каждой из которых соответствует определённый режим работы водохранилища. Режим работы водохранилища, в свою очередь, характеризуется отдачей из водохранилища, а именно такими параметрами как: Q – расход (m^3/c) и N – мощность ($MВт$).

Зоны диспетчерского графика, в общем случае, не постоянны внутри цикла регулирования водохранилища, а изменяют свое взаимное расположение по характерным фазам года – в пределах межени и половодья. В соответствии с общепринятой в Российской Федерации и ряде других стран схемой разделения объема воды водохранилища, на диспетчерском графике могут быть выделены следующие основные зоны (Приложение Д):

- зона неиспользуемого объема водохранилища – так называемый мертвый объем, ограниченный сверху уровнем мертвого объема (УМО);

- зона сниженной отдачи ($N < N_{ГАР}$, $Q < Q_{ГАР}$), относительно гарантированной отдачи водохранилища. Внутри этой зоны могут выделяться подзоны, характеризующиеся линиями перехода на разные величины сниженной отдачи, но не более 20 – 30 % относительно $N_{ГАР}$;

- зона гарантированной отдачи является наиболее ответственной зоной, где назначается гарантированная отдача мощности и воды ($N = N_{ГАР}$, $Q = Q_{ВХК}$). Внутри этой зоны также возможно разделение на подзоны в случае наличия нескольких участников ВХК, для которых они и определяются;

- зона повышенной отдачи ($N_{ГАР} < N \leq N_{УСТ}$, $Q > Q_{ВХК}$), допускается переход на повышенную против гарантированной мощности. В этой зоне могут выделяться подзоны с различными значениями повышенной отдачи. Верхней границей зоны повышенных отдач, как правило, является отметка нормального подпорного уровня (НПУ);

- зона максимальной отдачи ($N = N_{УСТ}$, $Q \geq Q_{СУММ.ГЭС}$), допускается переход на полное использование мощности, а также частичное открытие водосброса. Внутри этой зоны также возможно разделение на подзоны, характеризующие степень открытия водосбросных сооружений.

- зона максимальных сбросов. В этой зоне по условиям безопасности сооружений гидроузла открываются все водосбросные отверстия. В верхней части этой зоны может выделяться подзона, в которой включается и сброс воды через сооружения, непосредственно для этого не предназначенные (например – судоходные шлюзы, при их наличии в составе гидроузла). Верхней границей этой зоны является отметка форсированного подпорного уровня (ФПУ), который не должен превышать в условиях любой водности, вплоть до расчетной поверочной.

Основное значение в диспетчерском графике имеют характерные линии – границы зон. На этих линиях происходит изменение стратегии управления водохранилищем. Задание координат этих линий означает и задание порядка регулирования режима работы водохранилища, включая распределение водных ресурсов между участниками ВХК.

К характерным линиям диспетчерского графика относятся:

- линия сниженной отдачи. Представляет собой нижнюю границу зоны гарантированной отдачи.

- противоперебойная линия. Представляет собой верхнюю границу зоны гарантированной отдачи. Отделяет зону, гарантированной отдачи от зоны повышенной отдачи. Состоит из двух ветвей: а) ветви опорожнения (сработки),

ограничивающей упомянутую зону в период межени; б) ветви весеннего наполнения, предназначенной для обеспечения необходимого к концу половодья запас воды в водохранилище, для поддержания отдачи в межень.

- противосбросная линия. Представляет собой нижнюю границу зоны максимальной отдачи. Состоит из двух ветвей: а) ветви предполоводного опорожнения; б) ветви наполнения. Первая из них предназначена для обеспечения сработки до УМО, а вторая — для предотвращения чрезмерно быстрого заполнения водохранилища (во избежание холостых сбросов).

Положение указанных характерных линий диспетчерского графика зависит от назначения гидроузла, регулирующих возможностей его водохранилища, характеристик речного стока, принятой стратегии ведения режимов работы водохранилища и других факторов.

9.4 Требования, предъявляемые к разрабатываемым режимам использования водных ресурсов водохранилища, проектируемой ГЭС

Согласно «Методическим указаниям по разработке правил использования водохранилищ», основными требованиями, предъявляемыми к разрабатываемым режимам использования водных ресурсов водохранилища, являются:

1) Требования гидроэнергетики к режиму использования водных ресурсов водохранилища:

- обеспеченность гарантированной мощности крупных ГЭС должна составлять не менее 85-95% по числу бесперебойных лет;

- снижение гарантированной мощности ГЭС за пределами расчетной обеспеченности не должно превышать 20-30%;

- гарантированная мощность ГЭС распределяется внутри года в соответствии с требованиями энергосистемы;

- установленная мощность ГЭС в период прохождения максимума нагрузки энергосистемы должна использоваться без ограничений;

- годовая выработка электроэнергии ГЭС должна быть максимально-возможной в любых по водности условиях;

2) Требования водного транспорта и лесосплава к режиму использования водных ресурсов водохранилища:

- в период навигации - обеспечение нормируемых глубин по всей трассе судового хода как в водохранилищах, так и на незарегулированных участках рек, путем поддержания соответствующих расходов воды.

- в межнавигационный период - поддержание заданных уровней воды в местах зимнего отстоя судов.

3) Требования рыбного хозяйства к режиму использования водных ресурсов водохранилища, заключается в допустимой амплитуде суточных и недельных колебаний уровней воды в нижнем и верхнем бьефах гидроузла, равно как максимальные и минимальные расходы или уровни воды.

4) Требования сельскохозяйственных водозаборов к режиму использования водных ресурсов водохранилища, заключаются в бесперебойном обеспечении регламентированных объемов, расходов и уровней воды в водохранилище и нижнем бьефе.

5) Требования водоснабжения к режиму использования водных ресурсов водохранилища, заключаются в обеспечении регламентированных расходов воды для бесперебойной работы водозаборных сооружений, а также в поддержании высокого санитарного качества воды.

Предполагается, что к моменту составления Диспетчерских правил гидроузла (для всех гидроузлов каскада) установлены и согласованы заявки на воду всех водопотребителей и водопользователей (объемы и режим отборов стока из водохранилища, попуски в нижний бьеф, гарантированная энергоотдача ГЭС и их расчетные обеспеченности и др.).

9.5 Построение границ зон диспетчерского графика водохранилища

Основным критерием, влияющим на правильность построения диспетчерского графика, является достаточная длина ряда гидрологических наблюдений.

В проектной практике обычно используется следующий метод построения диспетчерских графиков. Производится подробный предварительный анализ исходной гидрологической информации, в результате чего отбираются наиболее неблагоприятные модели внутригодового и многолетнего распределения стока (критические маловодные периоды из нескольких лет). Объемы меженного стока этих лет приводятся к расчетной обеспеченности отдачи P (90-95%), объемы половодья - к обеспеченности 5-10%.

Затем назначается несколько вариантов отметок уровней воды в водохранилище в конце межени и половодья и выполняются водохозяйственные и водноэнергетические расчеты. Сток регулируется на заданные значения $N_{ГАР}$ ГЭС, $Q_{ГАР}$ или совместно $N_{ГАР}$ ГЭС и $Q_{ГАР}$ таким образом, чтобы уровни воды в водохранилище в начале половодья и в конце межени совпали. Огибающая хода уровней используется для построения диспетчерской противоперебойной линии.

Для построения границ зоны гарантированной отдачи, определяются нормальное и сниженное значение гарантированной отдачи. В условиях неизвестного наперед притока гарантированная отдача может быть реализована с заданной надежностью (обеспеченностью) только в том случае, если водные ресурсы, запасенные в водохранилище, не будут растрачиваться в течение расчетного маловодного периода на повышенную отдачу. Границами зоны гарантированной отдачи должны быть уровни воды в водохранилище в расчетный маловодный период, в условиях которого определялась гарантированная отдача. Для построения границ зоны гарантированной отдачи должны быть использованы огибающие, соединяющие критические уровни

воды, полученные по всем маловодным периодам, равным по суммарному объему притока.

Верхняя и нижняя огибающие уровней воды в водохранилище являются границами зон гарантированной отдачи.

Далее строятся зоны максимальной и повышенной отдачи. Верхней границей зоны максимальной отдачи ГЭС является НПУ, нижней границей - нижняя огибающая уровней (противосбросная линия), которая имеет место при работе ГЭС с установленной мощностью в период многоводных половодий и с некоторой отдачей, необходимой для достижения отметки ежегодной сработки водохранилища в период многоводной межени. Ветвь наполнения строится в условиях половодий, объем которых достаточен для наполнения водохранилища от отметки обязательной ежегодной сработки до НПУ при максимальном расходе воды через ГЭС.

Если отметка обязательной ежегодной сработки водохранилища совпадает с отметкой верхней границы зоны гарантированной отдачи, а нижняя граница зоны максимальной отдачи близка к верхней границе зоны гарантированной отдачи, то зона повышенной отдачи отсутствует.

Очертания всех линий диспетчерского графика подлежат уточнению и корректировке после проведения водохозяйственных и водноэнергетических расчетов по многолетнему ряду. При этом в очертания огибающей рекомендуется вносить некоторые глазомерные поправки для того, чтобы сделать ее более плавной, но не в ущерб обеспеченности гарантированной отдачи.

Диспетчерские графики позволяют полностью управлять режимом использования водных ресурсов водохранилищ изолированных гидроузлов энергетического назначения. Для каскадов и их объединений диспетчерские графики дополняются системой правил, регламентирующих очередность использования водных ресурсов водохранилищ различных ступеней. Иногда строится и объединенный диспетчерский график всех водохранилищ каскада, в котором на оси ординат откладывается суммарный полезный объем водохранилищ.

9.6 Порядок регулирования режима водохранилища по диспетчерскому графику

Использование диспетчерских правил регулирования стока водохранилищем сводится к назначению режима работы одной ГЭС (водохранилища) или всех ГЭС (водохранилищ) каскада или системы при обеспечении требований потребителей в соответствии с принятыми нормативами.

Порядок использования диспетчерских графиков:

- на поле диспетчерского графика наносится отметка уровня воды в водохранилище на начало расчетного интервала времени и определяется зона, в которой будет работать гидроузел в этот интервал времени;

- назначаются средние за интервал мощность ГЭС или расход воды в нижнем бьефе гидроузла (или отбор из верхнего бьефа) в соответствии с диспетчерской зоной, в которой окажется вышеуказанная отметка воды в водохранилище;

- определяется отметка уровня воды в водохранилище на конец расчетного интервала;

- проверяется, в какой зоне диспетчерского графика оказывается вычисленная конечная отметка уровня воды; если зона графика по сравнению с первоначальной не изменяется, то расчет для данного интервала заканчивается, если изменяется, то уточняется первоначально заданное значение мощности ГЭС или расхода воды в нижнем бьефе гидроузла;

- повторяется расчет для средних значений мощности ГЭС или расхода воды в нижнем бьефе гидроузла, соответствующих зоне, куда попадает конечная отметка уровня воды в водохранилище; если и при этом начальная и конечная отметки воды в водохранилище не совпадают, то конечная отметка уровня воды в водохранилище в данный интервал времени назначается равным отметке на границе зон и вычисляется промежуточное значение средних за расчетный интервал значений мощности ГЭС или расхода воды в нижнем бьефе гидроузла.

9.7 Формирование предложений по назначению сбросных расходов и ведению режима работы ГЭС

Окончательное назначение режима работы ГЭС осуществляет бассейновое водное управление (БВУ), на основании рекомендаций межведомственной рабочей группы (МРГ) по регулированию режимов работы водохранилищ.

БВУ являются основной единицей управления в области использования и охраны водных объектов и состоят из речных бассейнов и связанных с ними подземных водных объектов и морей.

В Российской Федерации устанавливаются двадцать бассейновых округов, в том числе Енисейский бассейновый округ (зона непосредственного расположения проектируемого гидроузла).

Границы бассейновых округов утверждаются в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

В целях обеспечения рационального использования и охраны водных объектов создаются МРГ, осуществляющие разработку рекомендаций в области использования и охраны водных объектов в границах бассейнового округа.

Рекомендации МРГ учитываются при разработке схем комплексного использования и охраны водных объектов.

В состав МРГ входят представители уполномоченных Правительством Российской Федерации федеральных органов исполнительной власти, органов государственной власти субъектов Российской Федерации, органов местного

самоуправления, а также представители водопользователей, общественных объединений, общин коренных малочисленных народов.

Межведомственная рабочая группа создаётся в каждом БВУ, приказом Федерального агентства водных ресурсов (ФАВР), а также утверждается положение о МРГ.

Состав МРГ формируется из должностных лиц территориальных органов и подведомственных организаций Федерального агентства водных ресурсов, территориальных органов МЧС России, Минсельхоза России, Минэнерго России, Ростехнадзора, Росгидромета, Росрыболовства, Росморречфлота, органов исполнительной власти РФ и других организаций заинтересованных в режимах рек. Председателем межведомственной рабочей группы является руководитель БВУ, в котором она создана.

Основной задачей МРГ является подготовка согласованных рекомендаций по установлению режимов пропуска паводков, специальных попусков, наполнения и сработки водохранилищ в целях:

- обеспечения комплексного использования водных ресурсов водохранилищ и максимально возможного удовлетворения потребностей в водных ресурсах всех отраслей экономики;
- безаварийного пропуска половодий и паводков, минимизации негативного воздействия вод.

Заседания МРГ проводятся по мере необходимости, обусловленной развитием гидрометеорологической и водохозяйственной обстановки.

При подготовке согласованных рекомендаций водных режимов МРГ выполняет следующие функции:

1) Рассматривает письменные предложения и обоснования водных режимов, которые включают в себя следующую информацию:

- о соблюдении установленных режимов работы водохранилищ за прошедший с предыдущего заседания период;
- о фактической гидрометеорологической и водохозяйственной обстановке в бассейнах водохранилищ, а также прогнозы Росгидромета на последующие периоды;
- о потребностях отраслей экономики, в том числе сельского хозяйства, рыбного хозяйства, водного транспорта, энергетики и жилищно-коммунального хозяйства, в водных ресурсах;
- о состоянии ГТС, и их готовности к пропуску половодий и паводков;
- по установлению режимов пропуска паводков, специальных попусков, наполнения и сработки водохранилищ.

2) Анализирует оперативную информацию о водохозяйственной обстановке и прогнозы Росгидромета о складывающихся гидрометеорологических условиях.

3) Оценивает полезные запасы водных ресурсов водохранилищ и социально-экономические потребности в водных ресурсах.

4) Готовит рекомендации по установлению режимов работы гидроузлов, на соответствующий период, основываясь на полученных предложениях и

потребностях в водных ресурсах, а также правилах использования водных ресурсов водохранилищ.

Рекомендации МРГ оформляются протоколом и в дальнейшем, учитываются руководителем БВУ при установлении водных режимов ведения гидроузлов. Для ГЭС в указаниях по ведению режима предписываются сбросные расходы (диапазон сбросных расходов), которые гидроузел должен неукоснительно соблюдать. В некоторых ситуациях, в зависимости от складывающейся гидрологической обстановки, режимы могут подлежать оперативной корректировке бассейновым водным управлением, либо по обращению участников водохозяйственного процесса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Тунгусского гидроузла на реке Подкаменная Тунгуска (правый приток реки Енисей), являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % и поверочного 0,1 % .

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 660 МВт и среднемноголетняя выработка 2,95 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный	– 74,0 м;
расчетный	– 62,5 м ;
минимальный	– 51 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1280 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛД 90 и РО-75-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидротурбинами РО-75-В-450.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-915/165-40 с номинальной активной мощностью 100 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства на 8 присоединений (3 укрупненных блока, 5 отходящих воздушных линий) КРУЭ 220 кВ – "две системы шин с МШВ ". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ – 250000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ - 2500/15,75 УЗ, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Водослив был принят по типу донного водосброса.

В состав сооружений входят:

- правобережная грунтовая плотина – 409 м;
- станционная часть – 240 м;
- левобережная грунтовая плотина – 367 м

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 27,85 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 31,00 м;
- число водосливных отверстий – 10;
- ширина водосливных отверстий в свету – 5 м;
- отметка гребня – 111,55 м;
- ширина гребня – 11 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосбросные донные отверстия, применяется две водобойные стенки.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,25 (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). Таким образом, плотина Крапивинского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 5,3 лет;
- себестоимость – 0,3 руб/кВт·ч
- удельные капиталовложения – 23047 руб./кВт.

Таким образом, строительство Тунгусского гидроузла в настоящее время является целесообразным

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. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>.
4. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
10. 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.
11. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
12. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
13. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ:

01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.

14. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.

15. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

16. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.

17. Каталог «Сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // ООО «Электронмаш-Инжиниринг». – Режим доступа: <http://www.electronmash.ru/>.

18. 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.

19. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.

20. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

21. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.

22. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.

23. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

24. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015. [Электронный ресурс] //– Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>.

25. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергомеханический завод». – Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>.

26. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.
27. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
28. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
29. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
30. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
31. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
32. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.
33. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
34. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
35. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
36. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
37. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
38. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
39. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
40. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования».
41. распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ».

42. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328
43. РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий».
44. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
45. Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.).
46. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002.
47. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999.
48. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998.
49. Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996.
50. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ).
51. Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ).
52. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ).
53. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ).
54. Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ).
55. Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ).
56. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001.
57. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006.
58. Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006.
59. постановление Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006.
60. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
61. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

62. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

63. СТО 70238424.27.100.051-2009 «Маслохозяйство электрических станций и сетей условия создания нормы и требования» дата введения - 2010-01-11.

64. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

65. РД 34.43.201-88 «Типовая инструкция по контролю качества и применению импортных трансформаторных масел».

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Подкаменная Тунгуска за период 1940-1989 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср
1940	39	23	21	22	3100	1217	862	370	465	298	143	85	553
1941	27	24	21	21	3350	1113	1157	433	382	141	123	63	571
1942	50	36	31	30	2867	1667	770	607	452	353	87	86	586
1943	65	44	39	87	2667	1433	793	825	257	225	94	84	551
1944	56	36	27	29	1817	2817	1372	478	522	432	130	89	650
1945	75	52	43	47	3400	1273	1088	822	600	438	162	122	677
1946	68	57	50	37	1583	2600	675	348	308	383	89	72	523
1947	32	29	27	31	3483	1040	1188	290	295	283	104	71	573
1948	21	18	86	88	1767	2433	865	220	478	333	79	35	535
1949	56	41	34	29	3267	1152	952	498	425	262	97	78	573
1950	63	43	35	33	2850	1867	1093	488	398	362	117	93	620
1951	56	45	38	37	2783	1307	790	243	173	270	128	94	497
1952	70	53	40	35	2633	2050	1103	467	627	253	96	97	627
1953	47	37	31	40	3350	898	737	908	425	203	124	83	574
1954	82	55	43	40	2283	2033	880	392	505	430	123	118	582
1955	63	47	35	32	3317	543	760	375	417	222	113	88	501
1956	46	35	31	32	3633	1317	1062	257	318	153	83	62	586
1957	59	43	29	31	3533	750	692	837	470	275	136	102	580
1958	78	56	45	39	3600	772	620	368	317	390	136	99	543
1959	78	54	43	40	3517	1750	867	572	468	313	136	104	662
1960	45	29	24	23	3883	692	723	563	738	497	283	70	631
1961	47	37	33	34	4367	1083	675	433	643	198	44	56	638
1962	69	58	58	58	3083	1242	1322	1080	747	308	133	92	687
1963	43	43	47	39	4557	1242	698	513	650	270	102	67	690
1964	150	124	97	82	5167	1225	1483	1250	123	630	170	177	890
1965	60	42	35	31	2767	1430	1067	537	410	258	101	99	570
1966	49	37	28	26	3117	702	1115	700	392	522	137	74	575
1967	54	42	36	40	2300	1267	1130	600	402	423	113	83	541
1968	46	33	30	48	2733	1352	607	287	363	287	76	68	494
1969	15	9	6	7	4700	1208	1633	475	483	165	115	47	739
1970	27	23	27	15	3250	610	770	738	395	139	61	38	508
1971	46	35	31	29	3917	673	1355	628	537	282	112	73	643
1972	52	35	32	31	3333	1358	868	225	427	293	125	90	572
1973	38	30	27	27	4350	637	572	320	543	237	71	50	572
1974	50	40	29	28	3217	905	787	378	308	153	58	62	514
1975	76	57	50	45	4333	923	1700	1573	365	377	162	110	814
1976	60	42	35	36	4067	1783	988	730	772	607	136	92	779

Окончание таблицы А1

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qcp
1977	45	33	25	23	3850	548	435	410	588	213	89	63	527
1978	60	56	50	37	3667	1232	718	502	595	185	73	67	603
1979	55	45	35	37	5267	898	990	395	670	423	75	60	746
1980	54	42	32	28	4617	847	670	144	242	198	82	63	585
1981	57	50	41	38	3950	597	922	200	560	238	83	66	567
1982	55	42	35	35	2950	1983	1212	253	215	107	67	58	584
1983	15	8	5	7	4200	1150	1550	450	433	163	78	48	676
1984	23	18	13	10	4917	1517	1450	883	850	542	145	57	869
1985	46	34	25	22	3113	698	1112	697	388	518	134	70	571
1986	51	38	33	37	2197	1263	1127	597	498	420	110	80	537
1987	43	30	26	45	2717	1348	603	283	360	283	73	65	490
1988	37	27	16	19	2800	767	717	508	433	117	92	52	465
1989	16	9	6	8	4583	1250	1650	483	517	173	112	55	738

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зимние сутки				Летние сутки			
Час	$P_t^{зим}$	Мощность	Выработка	Час	$P_t^{лет}$	Мощность	Выработка
0	8738	26	0,026	0	6143	2	0,002
1	8712	86	0,146	1	6141	5	0,008
2	8652	163	0,377	2	6138	21	0,056
3	8575	204	0,541	3	6122	24	0,068
4	8534	219	0,616	4	6119	31	0,103
5	8519	220	0,622	5	6112	42	0,169
6	8518	297	1,161	6	6101	50	0,225
7	8441	308	1,249	7	6093	50	0,225
8	8430	322	1,375	8	6093	71	0,414
9	8416	347	1,625	9	6072	83	0,534
10	8391	376	1,944	10	6060	106	0,787
11	8362	377	1,956	11	6037	137	1,159
12	8361	379	1,982	12	6006	154	1,380
13	8359	510	3,816	13	5989	213	2,206
14	8228	666	6,156	14	5930	379	4,696
15	8072	731	7,196	15	5764	464	6,056
16	8007	878	9,695	16	5679	650	9,218
17	7860	1023	12,305	17	5493	689	9,920
18	7715	1129	14,319	18	5454	799	12,010
19	7609	1205	15,839	19	5344	871	13,450
20	7533	1260	16,994	20	5272	886	13,765
21	7478	1277	17,368	21	5257	933	14,799
22	7461	1329	18,564	22	5210	970	15,650
23	7409	8542	191,667	23	5173	6003	136,447

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Мощность в МВт

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
P_{cp}	8142	7837	7309	6700	6171	5866	5865	6169	6696	7306	7834	8141
P_{max}	8693	8358	7777	7105	6524	6187	6186	6521	7101	7773	8355	8692

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Q max см ³ /сек ранж	K=Q/Qcp	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P %
5483	1,56	0,56	0,314	0,176	1,4
5267	1,499	0,499	0,249	0,124	3,4
5167	1,47	0,47	0,221	0,104	5,4
4917	1,399	0,399	0,159	0,064	7,3
4817	1,371	0,371	0,137	0,051	9,3
4700	1,338	0,338	0,114	0,038	11,3
4667	1,328	0,328	0,108	0,035	13,3
4583	1,304	0,304	0,093	0,028	15,3
4467	1,271	0,271	0,074	0,02	17,3
4450	1,266	0,266	0,071	0,019	19,2
4333	1,233	0,233	0,054	0,013	21,2
4200	1,195	0,195	0,038	0,007	23,2
4067	1,157	0,157	0,025	0,004	25,2
3950	1,124	0,124	0,015	0,002	27,2
3917	1,115	0,115	0,013	0,002	29,2
3850	1,096	0,096	0,009	0,001	31,2
3800	1,081	0,081	0,007	0,001	33,1
3667	1,044	0,044	0,002	0	35,1
3633	1,034	0,034	0,001	0	37,1
3617	1,029	0,029	0,001	0	39,1
3533	1,005	0,005	0	0	41,1
3517	1,001	0,001	0	0	43,1
3483	0,991	-0,009	0	0	45
3350	0,953	-0,047	0,002	0	47
3350	0,953	-0,047	0,002	0	49
3333	0,948	-0,052	0,003	0	51
3317	0,944	-0,056	0,003	0	53
3300	0,939	-0,061	0,004	0	55
3250	0,925	-0,075	0,006	0	56,9
3117	0,887	-0,113	0,013	-0,001	58,9
3113	0,886	-0,114	0,013	-0,001	60,9
3100	0,882	-0,118	0,014	-0,002	62,9

Окончание таблицы Б.1

Q max см ³ /сек ранж	K=Q/Q _{ср}	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P %
3083	0,877	-0,123	0,015	-0,002	64,9
3067	0,873	-0,127	0,016	-0,002	66,9
2950	0,839	-0,161	0,026	-0,004	68,8
2867	0,816	-0,184	0,034	-0,006	70,8
2850	0,811	-0,189	0,036	-0,007	72,8
2817	0,802	-0,198	0,039	-0,008	74,8
2783	0,792	-0,208	0,043	-0,009	76,8
2767	0,787	-0,213	0,045	-0,01	78,8
2750	0,783	-0,217	0,047	-0,01	80,8
2733	0,778	-0,222	0,049	-0,011	82,7
2717	0,773	-0,227	0,051	-0,012	84,7
2667	0,759	-0,241	0,058	-0,014	86,7
2633	0,749	-0,251	0,063	-0,016	88,7
2600	0,74	-0,26	0,068	-0,018	90,7
2433	0,692	-0,308	0,095	-0,029	92,7
2283	0,65	-0,35	0,123	-0,043	94,6
2200	0,626	-0,374	0,14	-0,052	96,6
2197	0,625	-0,375	0,14	-0,053	98,6
3514	50,003	0,003	2,853	0,378	-

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Годы	Q _{ср} год	Годы	Q _{ср} пол	Годы	Q _{ср} меж	P, %
1964	890	1984	2628	1975	313	2
1984	869	1964	2625	1964	311	4
1975	814	1969	2514	1962	289	6
1976	779	1989	2494	1984	282	8
1979	746	1979	2385	1976	279	10
1969	739	1975	2319	1945	262	12
1989	738	1983	2300	1960	252	14
1963	690	1976	2279	1957	220	16
1962	687	1963	2166	1966	218	18
1945	677	1982	2048	1985	215	20
1983	676	1959	2045	1953	211	22
1959	662	1980	2045	1986	207	24
1944	650	1961	2042	1959	201	26
1971	643	1956	2004	1944	200	28

Окончание таблицы Б.2

Годы	Qcp год	Годы	Qcp пол	Годы	Qcp меж	P, %
1961	638	1944	2002	1979	199	30
1960	631	1971	1982	1967	199	32
1952	627	1950	1937	1954	199	34
1950	620	1952	1929	1963	197	36
1978	603	1945	1920	1971	197	38
1942	586	1947	1904	1952	193	40
1956	586	1962	1882	1942	192	42
1980	585	1941	1873	1943	191	44
1982	584	1978	1872	1950	181	46
1954	582	1972	1853	1978	181	48
1957	580	1973	1853	1965	175	50
1966	575	1981	1823	1958	170	52
1953	574	1949	1788	1961	169	54
1947	573	1942	1768	1949	168	56
1949	573	1960	1766	1977	165	58
1972	572	1965	1755	1940	163	60
1973	572	1954	1732	1970	163	62
1941	571	1940	1726	1946	157	64
1985	571	1948	1688	1955	155	66
1965	570	1958	1664	1989	153	68
1981	567	1953	1662	1948	151	70
1940	553	1957	1658	1973	149	72
1943	551	1966	1645	1981	148	74
1958	543	1985	1641	1969	147	76
1967	541	1943	1631	1974	146	78
1986	537	1951	1627	1972	146	80
1948	535	1974	1620	1988	145	82
1977	527	1946	1619	1968	138	84
1946	523	1977	1611	1941	137	86
1974	514	1967	1566	1987	134	88
1970	508	1968	1564	1983	134	90
1955	501	1987	1556	1947	129	92
1951	497	1970	1543	1951	120	94
1968	494	1955	1540	1956	113	96
1987	490	1986	1529	1980	98	98
1988	465	1988	1428	1982	96	100

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

-	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Q,быт 90%,куб.м/сек	50	40	29	28	3217	905	787	378	308	153	58	62
Q,испар,куб.м/сек	5	5	5	5	5	5	9	9	5	5	5	5
Q, лед,куб.м/сек	17	17	17	-52	-52						17	17
Q ,фильтр,куб.м/сек	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q, рыбоход ,куб.м/сек				1								
Q, 2\3 ВХК ,куб.м/сек	350	350	350	500	500	500	500	500	500	500	350	350
Q, сан.попуск ,куб.м/сек	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
сум. Q потеря ,куб.м/сек	23	23	23	-45	-46	6	10	10	6	6	23	23
Q полезное , куб.м/сек	27	17	6	73	3263	899	777	368	302	147	35	39
Отметка н,м	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Отметка нб, м	34	34	34	35	39	39	39	37	37	36	34	34
Напор, м	75	75	76	75	70	71	71	72	73	74	75	75
N быт, МВт	18	12	4	49	2061	572	496	239	198	98	24	26
Q, ВХК ,куб.м/сек	350	350	350	500	500	500	500	500	500	500	350	350
Отметка нпу , м	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Отметка нб, м	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Напор, м	75	75	75	74	74	74	74	74	74	74	75	75
N вхк , МВт	236	236	236	334	334	334	334	334	334	334	236	236

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	Vвдхр			Zвб			15	16	17	18
								9	10	11	12	13	14				
t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Нгэс	Нгар
8	370	1	130	0	500	501	500	20	0,34	19,66	110,00	109,67	109,84	37,87	71,97	323	по вхк
9	300	1	200	0	500	501	500	19,66	0,52	19,14	109,67	109,19	109,43	37,87	71,56	322	по вхк
10	150	1	350	0	500	501	500	19,14	0,91	18,24	109,19	108,28	108,73	37,87	44,75	201	по вхк
11	35	1	320	0	355	356	350	18,24	0,83	17,41	108,28	107,24	107,76	37,18	70,57	225	по вхк
12	40	1	635,00	0	675	676	350	17,41	1,65	15,76	107,24	104,35	105,79	38,41	67,38	409	450
1	27	1	690	0	717	718	350	15,76	1,79	13,97	104,35	99,92	102,14	38,51	63,63	410	450
2	17	1	340	0	357	358	350	13,97	0,88	13,09	99,92	97,33	98,62	37,19	61,43	197	по вхк
3	6	1	340	0	346	347	350	13,09	0,88	12,21	97,33	94,52	95,92	37,13	58,79	183	по вхк
4	75	1	430	0	505	506	500	12,21	1,11	11,10	94,52	90,73	92,62	37,89	54,73	248	по вхк
5	3260	1	-2760	0	500	501	500	11,10	-7,15	18,25	90,73	108,29	99,51	37,87	61,64	277	по вхк
6	900	1	-400	0	500	501	500	18,25	-1,04	19,29	108,29	109,32	108,81	37,87	70,94	319	по вхк
7	780	1	-275	0	505	506	500	19,29	-0,71	20,00	109,32	110,00	109,66	37,89	71,77	326	по вхк

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году по способу 1

1	2	3	4	5	6	7	8	Vвдхр			Zвб			15	16	17	18
								9	10	11	12	13	14				
t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Нгэс	Нгар
8	487	1	125	0	612	613	500	20	0,32	19,68	110,00	109,69	109,84	38,25	71,60	394	по вхк
9	420	1	180	0	600	601	500	19,68	0,47	19,21	109,69	109,25	109,47	38,21	71,26	384	по вхк
10	256	1	250	0	506	507	500	19,21	0,65	18,56	109,25	108,62	108,94	37,89	71,04	323	по вхк
11	75	1	275	0	350	351	350	18,56	0,71	17,85	108,62	107,82	108,22	37,15	71,07	224	по вхк
12	55	1	590,00	0	645	646	350	17,85	1,53	16,32	107,82	105,46	106,64	38,34	68,30	396	410
1	33	1	650	0	683	684	350	16,32	1,68	14,63	105,46	101,70	103,58	38,43	65,15	400	410
2	18	1	350	0	368	369	350	14,63	0,91	13,73	101,70	99,22	100,46	37,25	63,21	209	по вхк
3	11	1	400	0	411	412	350	13,73	1,04	12,69	99,22	96,07	97,65	37,48	60,17	222	по вхк
4	75	1	615	0	690	691	500	12,69	1,59	11,10	96,07	90,73	93,40	38,45	54,95	341	по вхк
5	3310	1	-2800	0	510	511	500	11,10	-7,26	18,35	90,73	108,40	99,57	37,91	61,66	283	по вхк
6	1146	1	-400	0	746	747	500	18,35	-1,04	19,39	108,40	109,42	108,91	38,57	70,34	472	по вхк
7	942	1	-235	0	707	708	500	19,39	-0,61	20,00	109,42	110,00	109,71	38,49	71,22	453	по вхк

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в среднемводном году по способу 2

1	2	3	4	5	6	7	8	Vвдхр			Zвб			15	16	17	18
								9	10	11	12	13	14				
t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
8	487	1	15	0	502	503	500	20	0,04	19,96	110,00	109,96	109,98	37,88	72,10	325	по вхк
9	420	1	80	0	500	501	500	19,96	0,21	19,75	109,96	109,76	109,86	37,87	71,99	324	по вхк
10	256	1	250	0	506	507	500	19,75	0,65	19,11	109,76	109,15	109,46	37,89	44,75	204	по вхк
11	75	1	275	0	350	351	350	19,11	0,71	18,39	109,15	108,44	108,80	37,15	71,65	225	по вхк
12	55	1	610,00	0	665	666	350	18,39	1,58	16,81	108,44	106,33	107,39	38,39	69,00	412	410
1	33	1	660	0	693	694	350	16,81	1,71	15,10	106,33	102,86	104,59	38,46	66,14	412	410
2	18	1	540	0	558	559	350	15,10	1,40	13,70	102,86	99,15	101,00	38,08	62,92	316	по вхк
3	11	1	500	0	511	512	350	13,70	1,30	12,41	99,15	95,15	97,15	37,91	59,24	272	по вхк
4	75	1	505	0	580	581	500	12,41	1,31	11,10	95,15	90,73	92,94	38,15	54,79	286	по вхк
5	3310	1	-2555	0	755	756	500	11,10	-6,62	17,72	90,73	107,66	99,19	38,59	60,61	411	по вхк
6	1146	1	-500	0	646	647	500	17,72	-1,30	19,02	107,66	109,07	108,36	38,34	70,02	407	по вхк
7	942	1	-380	0	562	563	500	19,02	-0,98	20,00	109,07	110,00	109,53	38,09	71,44	361	по вхк

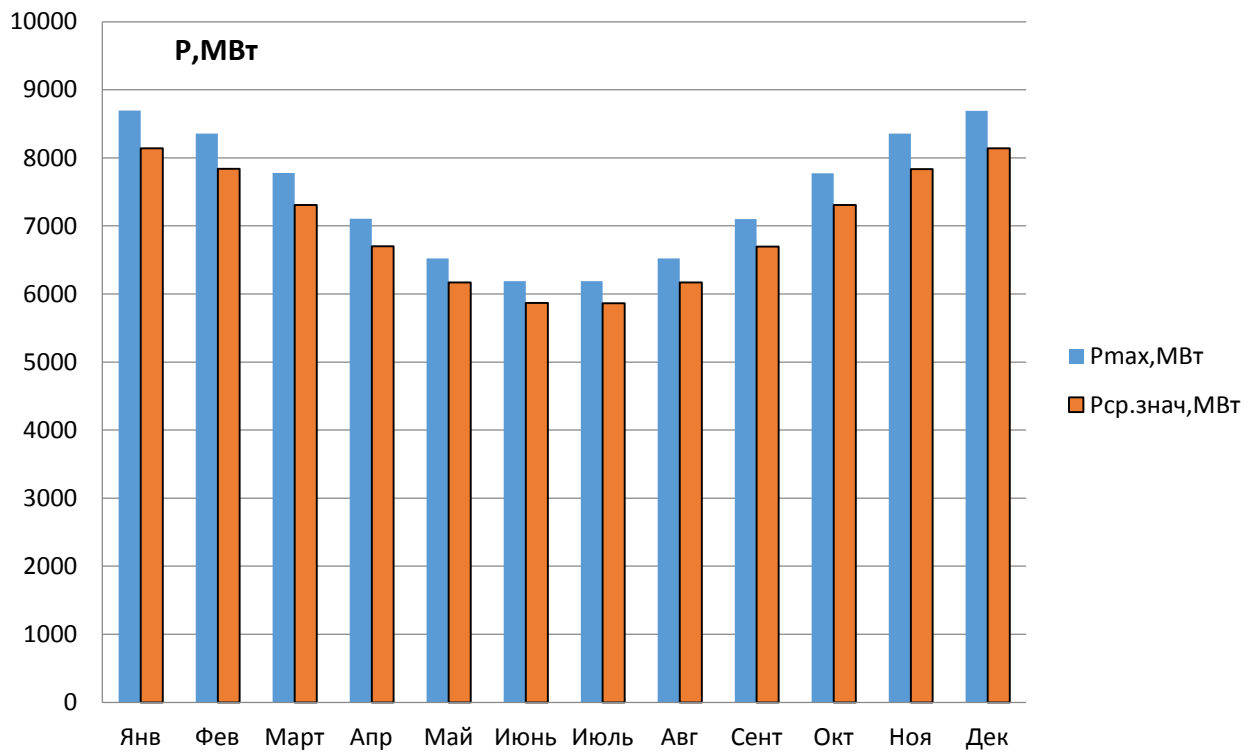


Рисунок Б.1 – Годовой график мощностей

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для РО 75-В

РО 75	1	2	3	4	5	6
D1 (задали по ряду)	4	4,5	5	5,6	6	6,3
КПД т	0,93174	0,932707	0,933552	0,934442	0,934974	0,935345
N' агр	82008,99	109357,3	128388,2	161203,7	185160,6	204220,7
z' шт	8,047898	5,998889	5,140658	4,0942	3,564474	3,231798
z а	8	6	6	6	4	4
N агр	82500	110000	110000	110000	165000	165000
d1	1,043382	1,044464	1,045411	1,046407	1,047003	1,047419
n'с	167,5637	149,0227	134,1812	119,8617	111,9028	106,5952
n'синхр	187,5	150	136,4	125	115,4	107,1
n'max	102,8145	92,48512	93,40191	95,82141	94,7541	92,31764
n'расч	92,87515	83,54432	84,37248	86,55809	85,59396	83,39303
n'min	85,35396	76,77876	77,53985	79,54846	78,66241	76,63972
Q*кпд расч	1,148579	1,032	0,978219	0,779088	1,017429	0,922471
Q*кпд max	0,886181	0,932623	0,75474	0,601101	0,784993	0,711728
Q'мин(ограничение)	0,060708	0,013144	0,005842	0,003286	0,001717	0,001192
Q'макс(ограничение)	0,073127	0,015833	0,007037	0,003958	0,002068	0,001436

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛД 90

ПЛД 90 ,№	1	2	3	4	5	6
D1 (задали по ряду)	4	4,5	5	5,6	6	6,3
КПД т	0,940	0,941	0,942	0,943	0,943	0,943
N' агр	89871,59	113845,3	140659,4	176588	202815,2	223680,3
z' шт	8,01	6,32	5,11	4,07	3,55	3,21
z а	8	8	6	6	4	4
N агр	90000	90000	120000	120000	180000	180000
d1	1,037124	1,03805	1,03886	1,039713	1,040222	1,040579
n'с	171,0	152,14	136,9	122,35	114,22	108,80
n'синхр	187,5	166,7	142,8	125	115,4	115,4
n'max	103,124	103,099	98,092	96,129	95,062	99,798
n'расч	93,155	93,132	88,609	86,836	85,872	90,151
n'min	85,611	85,590	81,434	79,804	78,918	82,850
Q*кпд расч	1,234	0,974	1,051	0,837	1,093	0,991
Q*кпд max	0,958	0,756	0,816	0,650	0,849	0,769
Q'мин(ограничение)	1,070	0,845	0,684	0,545	0,475	0,431
Q'max(ограничение)	1,289	1,018	0,824	0,657	0,572	0,519

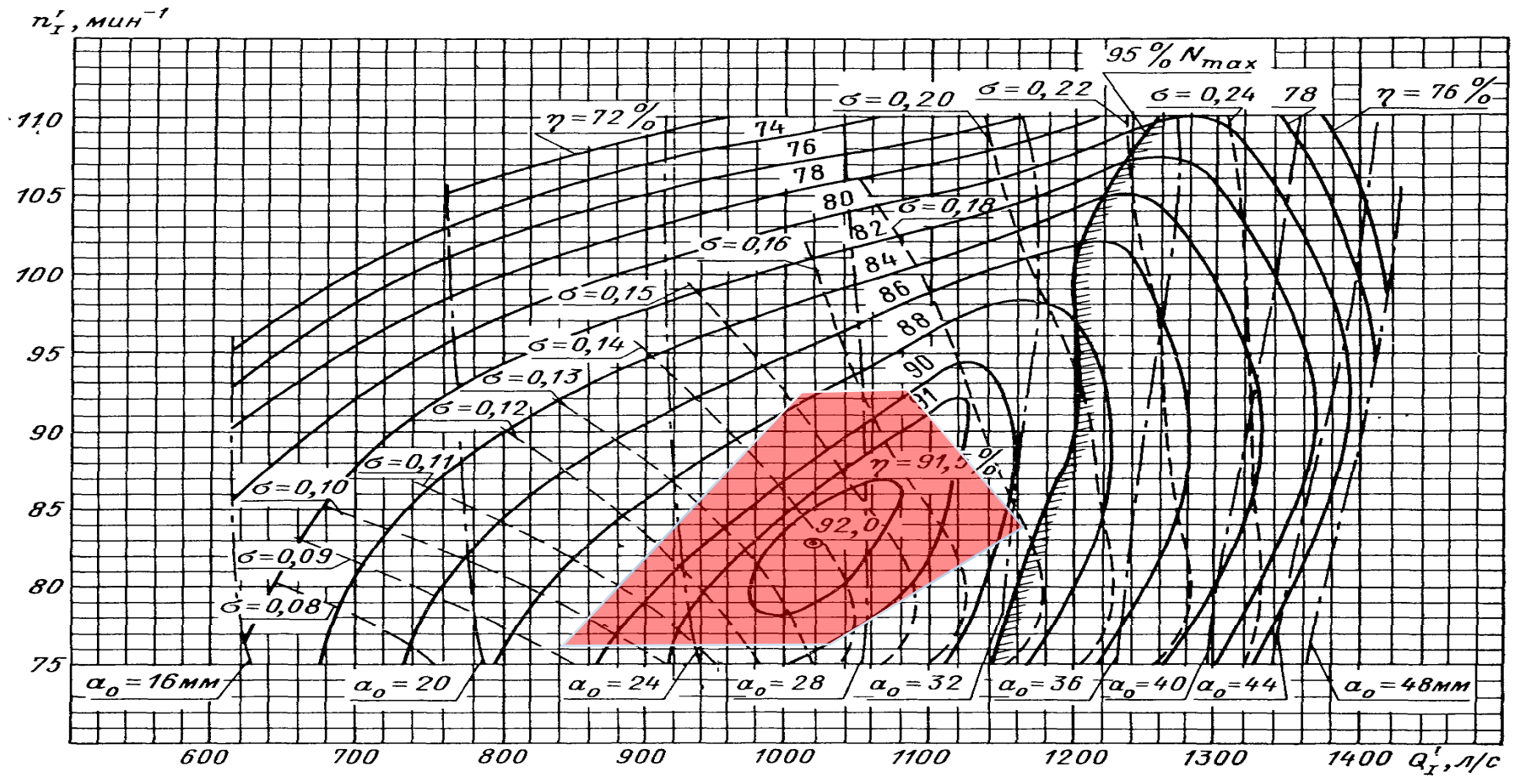


Рисунок В 1 – ГУХ РО 75-В с окончательной зоной работы, D1=4,5 м.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Охрана труда

Таблица Г.1 – Экологические последствия строительства гидроузла

Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла	Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла	Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду
Изыятие земель, минеральных ресурсов; трансформация ландшафтов, изменение экосистем	<ul style="list-style-type: none"> – формирование новой береговой линии; – подтопление и заболачивание территории, активизация экзогенных процессов; – изъятие минеральных ресурсов; – изменения гидрогеологического и гидрогеохимического режимов; – наведенная сейсмичность; – переработка берегов; – переформирование наземных экосистем и нарушения ихтиофауны. 	Создание системы геомониторинга; создание лесных и охотничьих хозяйств; контроль качества воды в ВБ и НБ; создание рыбных хозяйств
Климатические изменения в связи с созданием крупного водохранилища	При строительстве гидроэлектростанции, образуется крупное водохранилище, объемом 20 км ³ . Локальное изменение климата	Создание метеорологических станций; учет новых атмосферных явлений в гражданском и промышленном строительстве
Подготовка ложа водохранилища	Воздействия на природные комплексы территории. Все пойменно-луговые ландшафты района таежной зоны уйдут под постоянное затопление или подтопление.	<p>Вырубка и утилизация древесины в ложе будущего водохранилища (на приплотинном участке длиной до 3 км (во избежание возможных засорений решеток водоводов); а также на подходах к пристаням, причалам и лесосплавным рейдам; вблизи прибрежных населенных пунктов и зон рекреации); Санитарная очистка населенных пунктов, предприятий и животноводческих ферм, расположенных в зоне затопления, вывозкой загрязненного грунта и сжиганием мусора; Обязательное проведение специальной очистки мест специфического загрязнения (иногда с хлорированием грунта) и зон водозаборов коммунально-бытового водоснабжения; перенос, обезвреживание или надежное крепление (захоронение) с обеззараживанием кладбищ и скотомогильников; утилизация отходов комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду</p>

Окончание таблицы Г.1

<p>Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла</p>	<p>Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла</p>	<p>Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду</p>
<p>Сбросы ГЭС воды в НБ в процессе эксплуатации</p>	<p>Изменения гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла; застойные атмосферные явления в НБ гидроузла</p>	<p>Учет негативных явлений в гражданском и промышленном строительстве в НБ гидроузла.</p>
<p>Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу</p>	<p>Наличие больших запасов масла на станции, образование отходов на стадии строительства и эксплуатации гидроузла</p>	<p>Управление отходами на стадии строительства и эксплуатации; Создание систем безопасности, предотвращающих попадание загрязняющих веществ в окружающую среду</p>
<p>Освоение береговой зоны водохранилища</p>	<p>-</p>	<p>Организация: – станций биологической, физико-химической и механической очистки производственных и коммунальных сточных вод; – водоохраных зон с комплексом технологических, агротехнических, гидротехнических, санитарных и других мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения, засорения и истощения водных ресурсов; – установок по сбору нефти, мазута, мусора и других объектов, включая суда-сборщики и нефтеочистные станции; –установок для обезвреживания вредных промышленных отходов, загрязняющих водные объекты; береговых сооружений для приема с судов хозяйственно-бытовых сточных вод и мусора для утилизации, складирования и очистки; – основных коммуникаций для отвода и очистки промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод и соответствующих сооружений на них. – отлов и переселение диких животных; – организация прибрежных водоохраных зон для защиты водных объектов водохранилища от неорганизованного стока, позволяющие перевести поверхностный сток в подземный.</p>

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Специальный вопрос

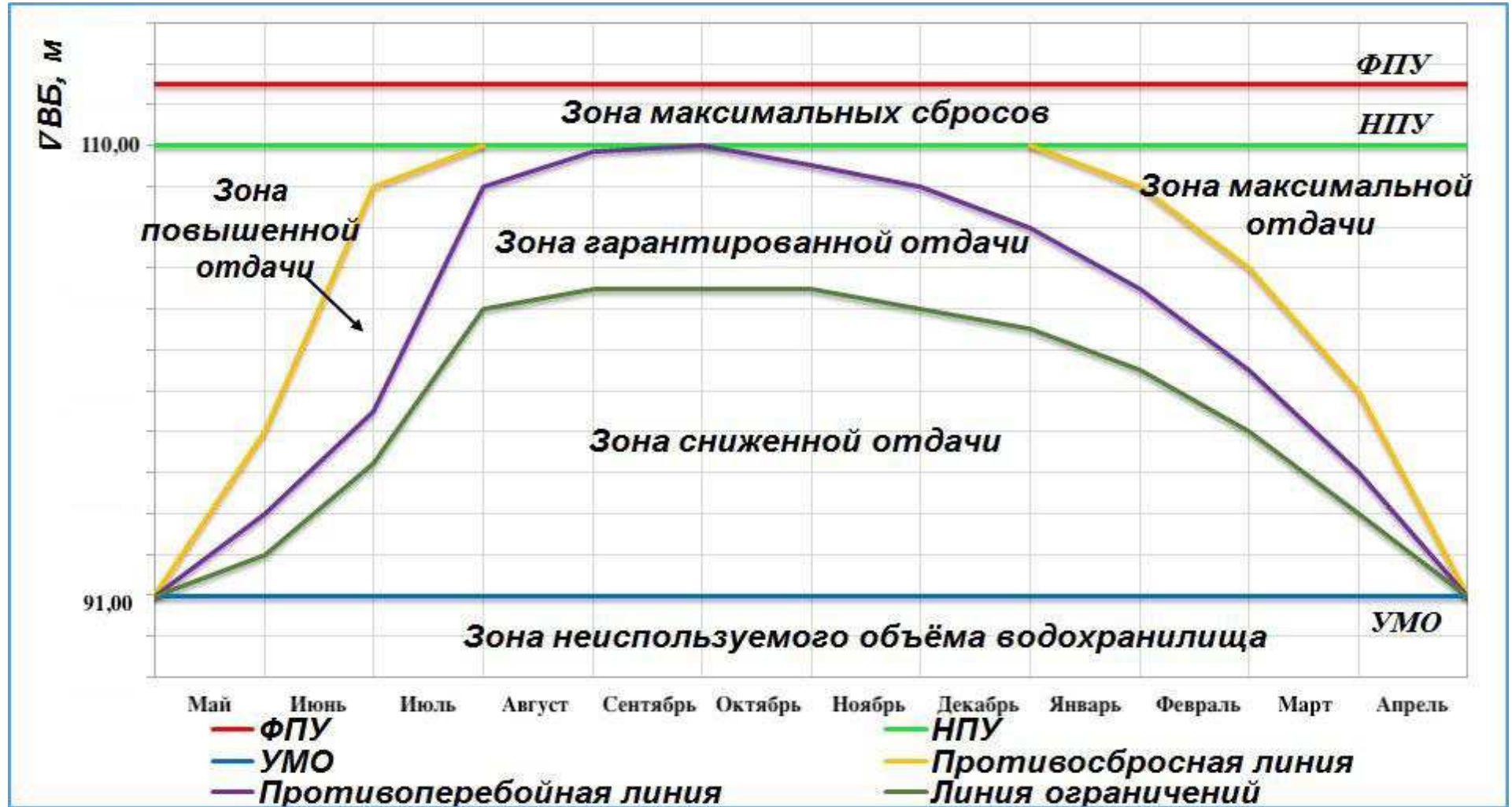
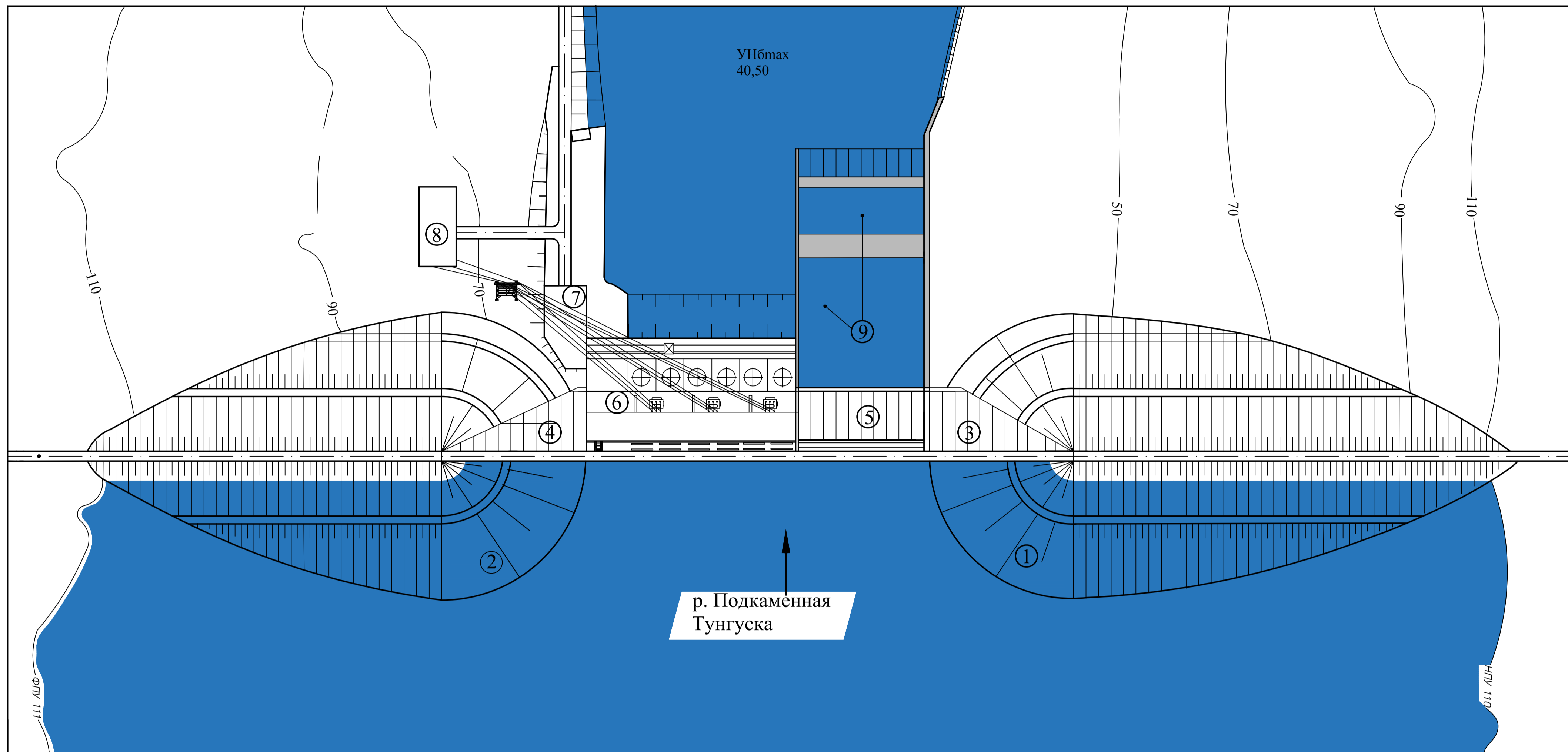


Рисунок Д.1 – Основные зоны диспетчерского графика

Генеральный план Тунгуской ГЭС



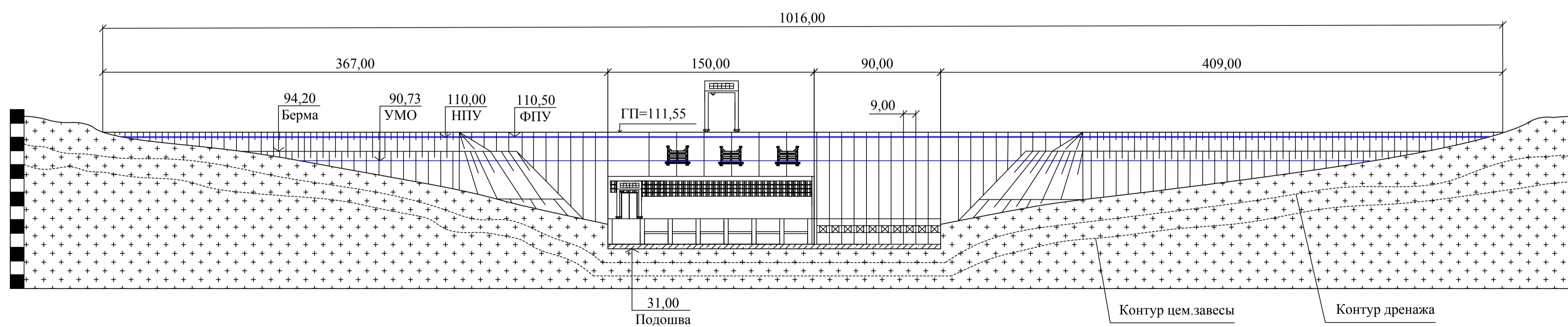
Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная грунтовая плотина
2	Левобережная грунтовая плотина
3	Правобережный устой
4	Левобережный устой
5	Водосливная плотина
6	Станционная часть
7	Административное здание
8	КРУЭ 220кВ
9	Водобой

Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР-13.03.02-1401658 ГП	Генплан. Вид с нижнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта	
2	ВКР-13.03.02-1401658 РР	Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину.	
3	ВКР-13.03.02-1401658 ГР1	Поперечный разрез по водосливной плотине	
4	ВКР-13.03.02-1401658 ГР2	Разрез по станционной части и зданию ГЭС. Основные характеристики гидроагрегатов	Лист 1
5	ВКР-13.03.02-1401658 ГР2	Разрез по оси агрегата	Лист 2
6	ВКР-13.03.02-1401658 ЭС1	Главная схема электрических	
7	ВКР-13.03.02-1401658 ЭС2	Выбор основных защит	

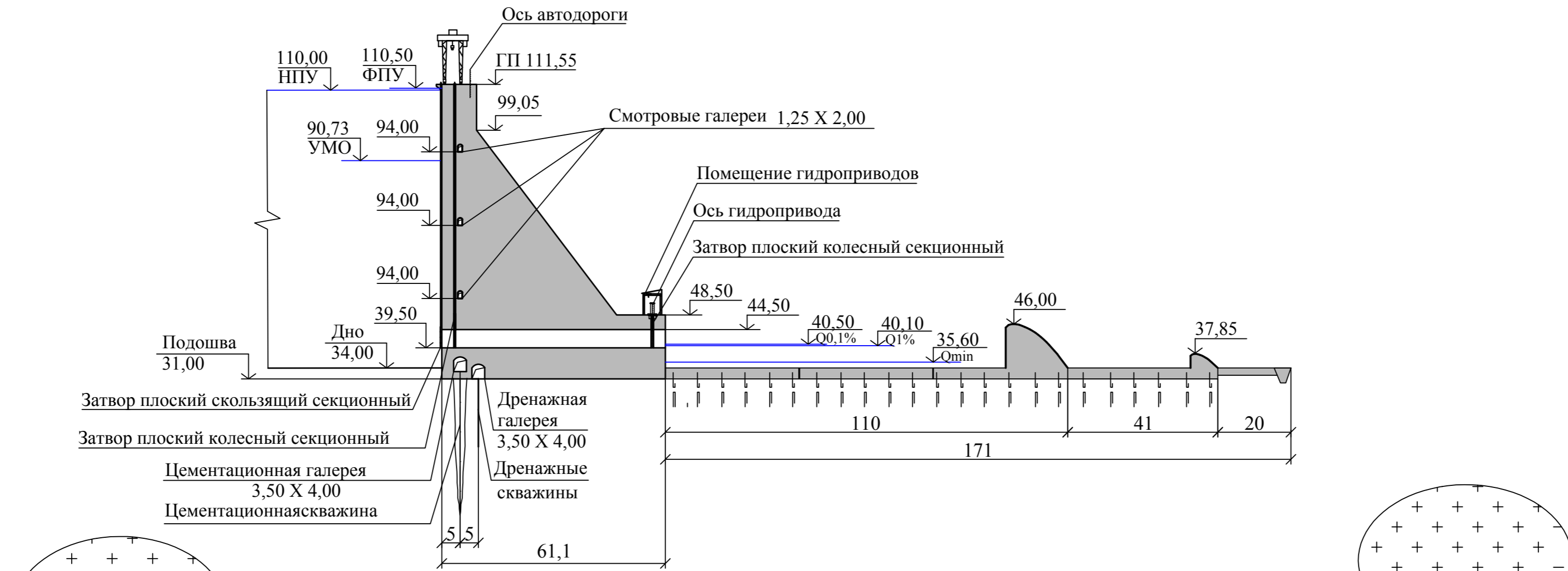
Вид с нижнего бьефа



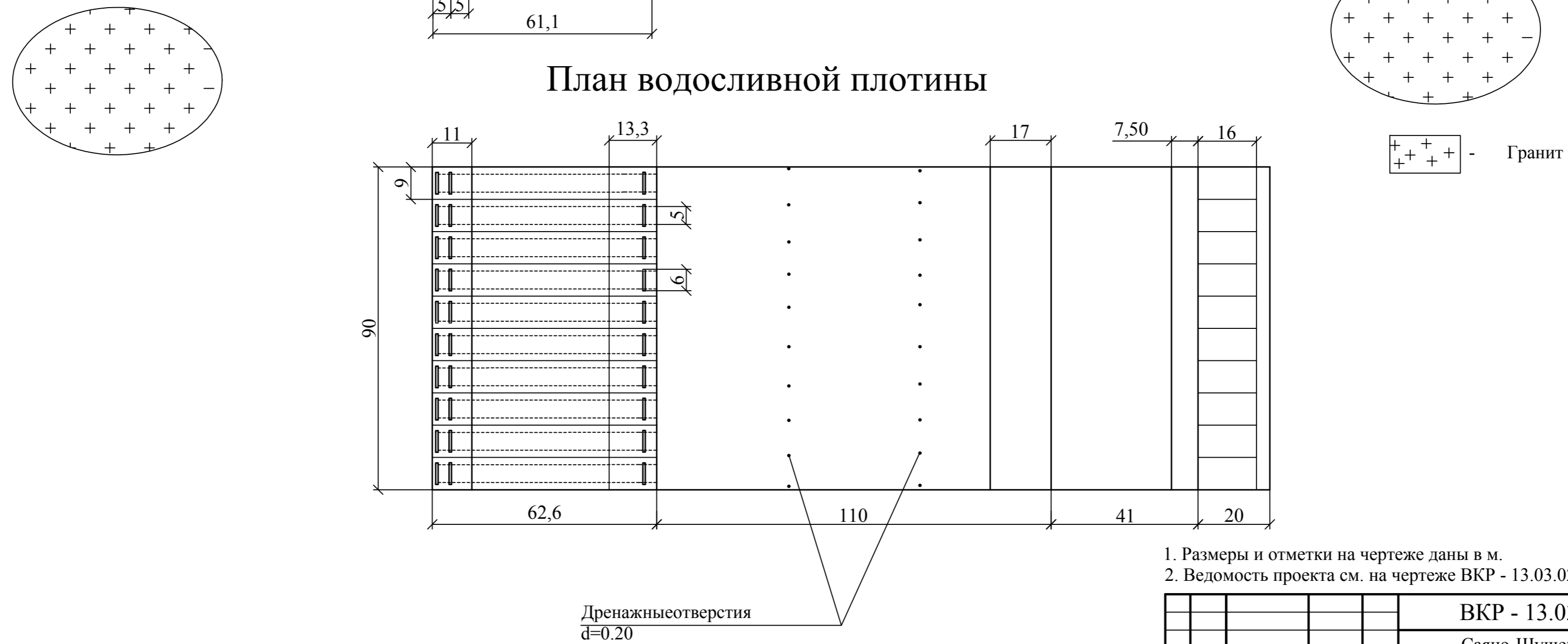
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР-13-03-02-1401658 ГП				Саяно-Шушенский филиал СФУ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Стая	Лист	Листов
Разраб.		Евмененко				1	1
Провер.		Лыбина					
Т.контр.							
Н.контр.							
Утв.							
Проектирование Тунгуской ГЭС на р.Подкаменная Тунгуска						ГГЭЭС, 2018	
Генеральный план. Вид с НБ. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта							

Разрез по водосливной плотине



План водосливной плотины



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1401658 - ГП.

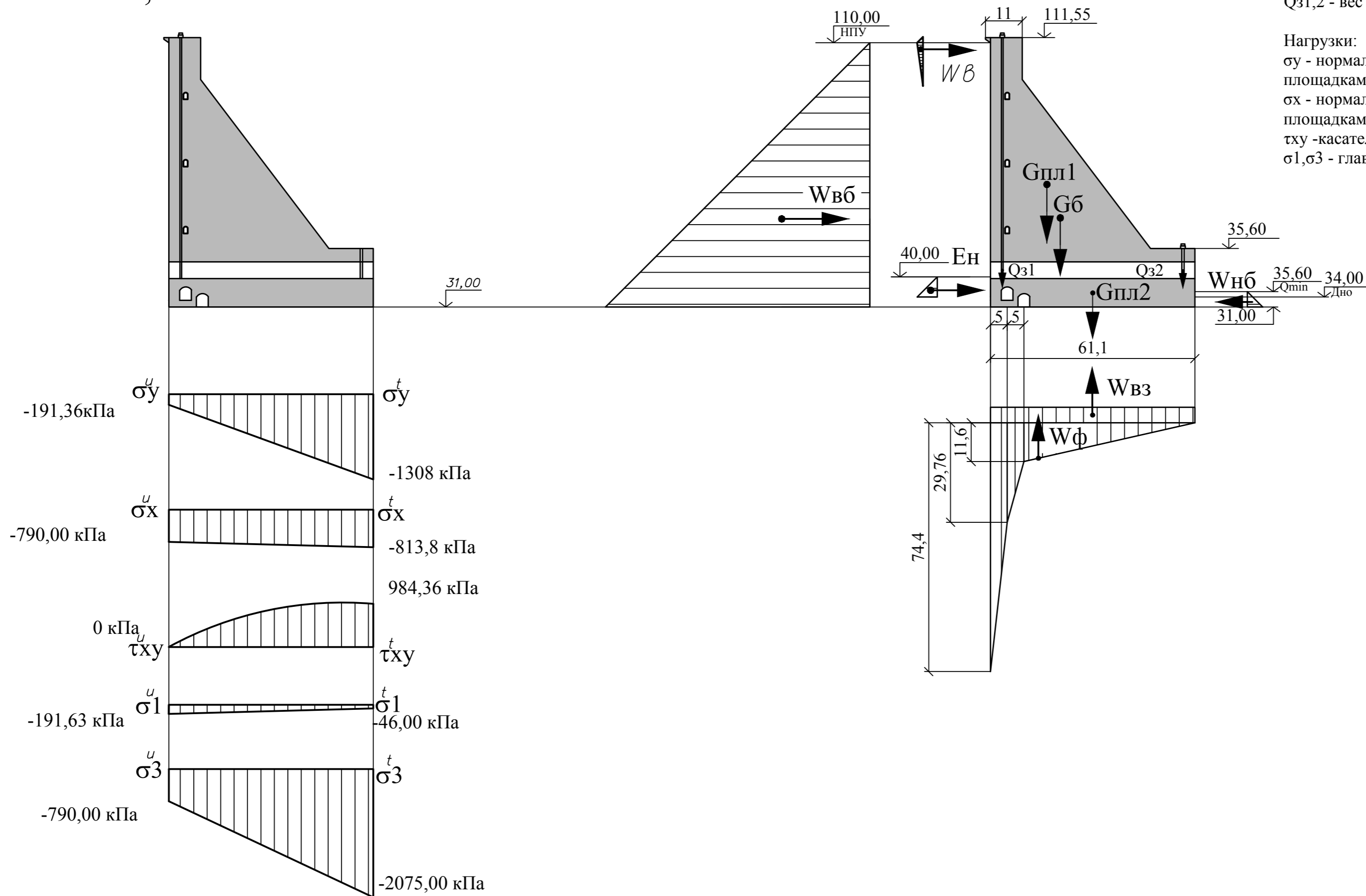
				ВКР - 13.03.02 - 1401658 - ГР1		
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Масса	Лист
Разраб.	Евмененко					
Провер.	Лыбина					
Т.контр.						
Н.контр.						
					Проектирование Тунгусской ГЭС на р.Подкаменная Тунгуска	
					Поперечный разрез по водосливной плотине	
					ГГЭЭС, 2018	

Согласовано

Ивл. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Сбор нагрузок на водосливную плотину

Эпюры напряжения в сечении на отм. 31,00



$G_{пл1,2}$ - вес водосливной плотины;
 G_b - вес бычка;
 W_B - гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;
 W_N - гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;
 W_f - фильтрационное давление воды;
 $W_{взв}$ - взвешивающее давление воды;
 E_n - активное давление наносов;
 $Q_{з1,2}$ - вес затворов.

Нагрузки:
 σ_y - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;
 σ_x - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;
 τ_{xy} - касательные напряжения;
 σ_1, σ_3 - главные напряжения.

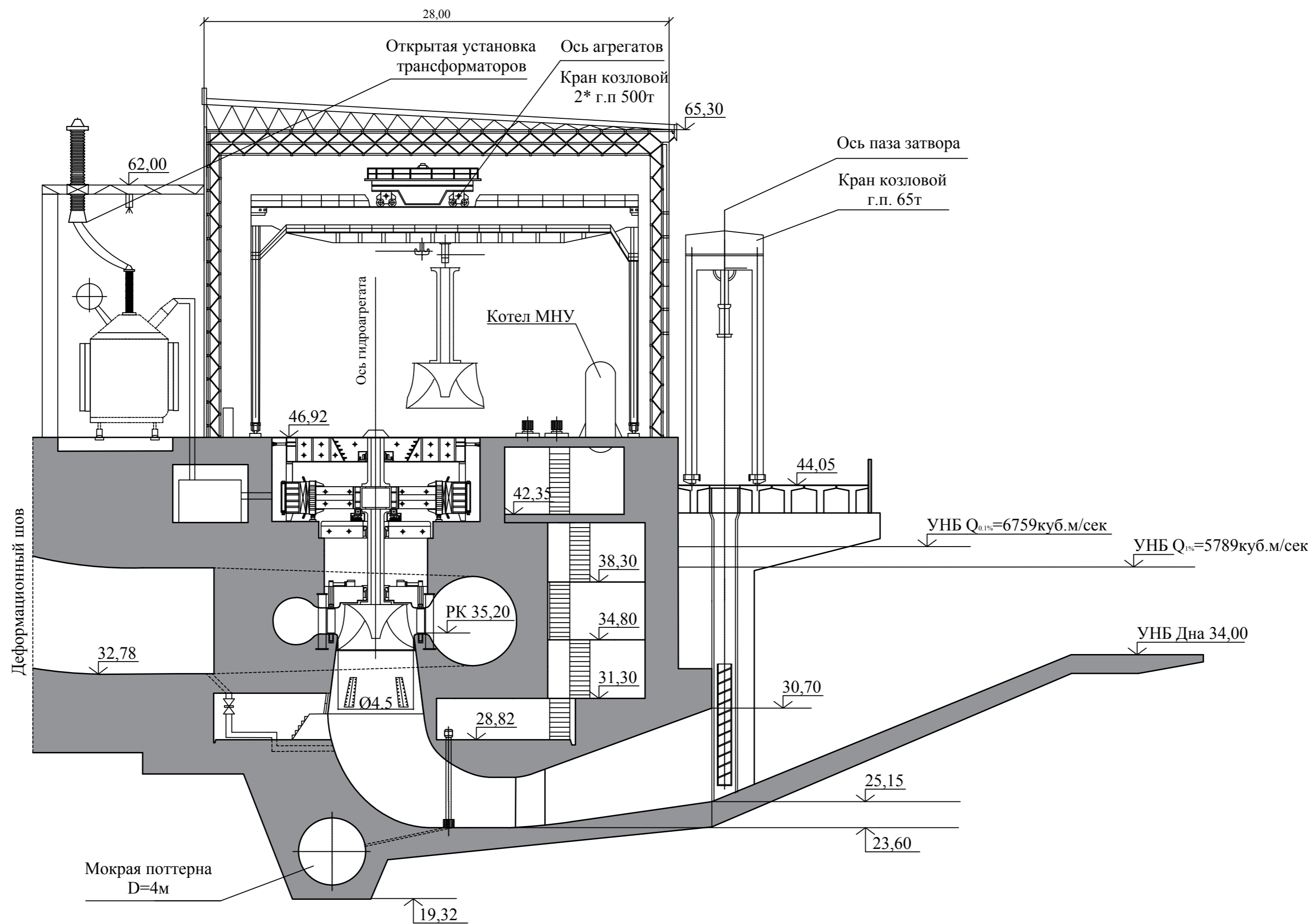
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1401658 - ГП.

ВКР - 13.03.02 - 1401658 - РР			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.
Разраб.	Евмененко		
Провер.	Лыбина		
Т.контр.			
Н.контр.			
Утв.			
Проектирование Тунгуской ГЭС на р.Подкаменная Тунгуска			Масса
Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину			Лист
			Листов
			1
			1
			ГТЭЭС, 2018

Согласовано

Интв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Разрез по оси агрегата



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1401658 - ГП.

				ВКР - 13.03.02 - 1401658 - ГР2			
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Масса	Лист	Листов
Разраб.	Евмененко					2	2
Провер.	Масленикова						
Т.контр.							
Н.контр.							
Утв.							
					Проектирование Тунгуской ГЭС на р.Подкаменная Тунгуска		
					Разрез по станционной части и зданию ГЭС		ГГЭЭС, 2018

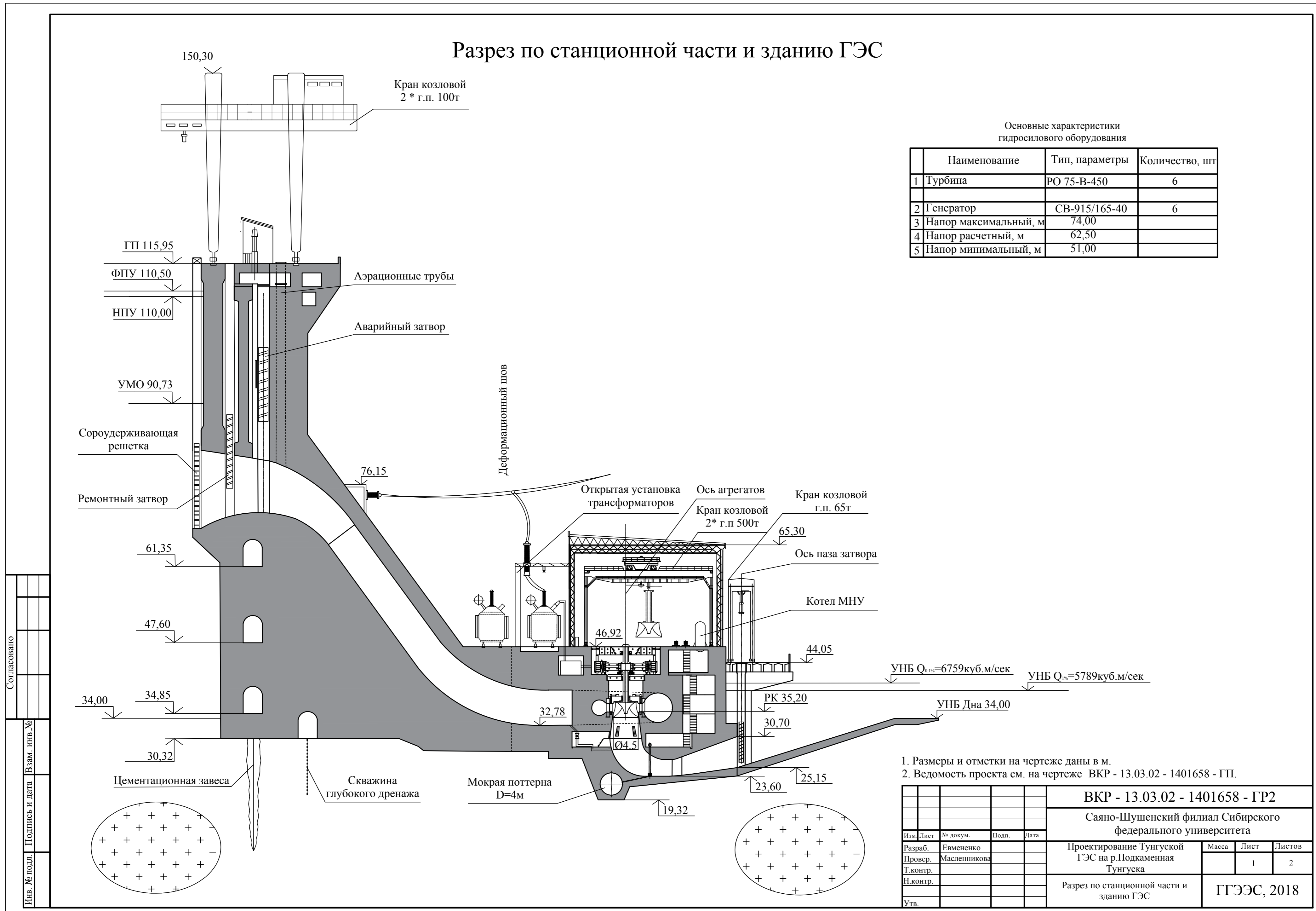
Согласовано

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Разрез по станционной части и зданию ГЭС

Основные характеристики гидросилового оборудования

	Наименование	Тип, параметры	Количество, шт
1	Турбина	PO 75-B-450	6
2	Генератор	СВ-915/165-40	6
3	Напор максимальный, м	74,00	
4	Напор расчетный, м	62,50	
5	Напор минимальный, м	51,00	



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1401658 - ГП.

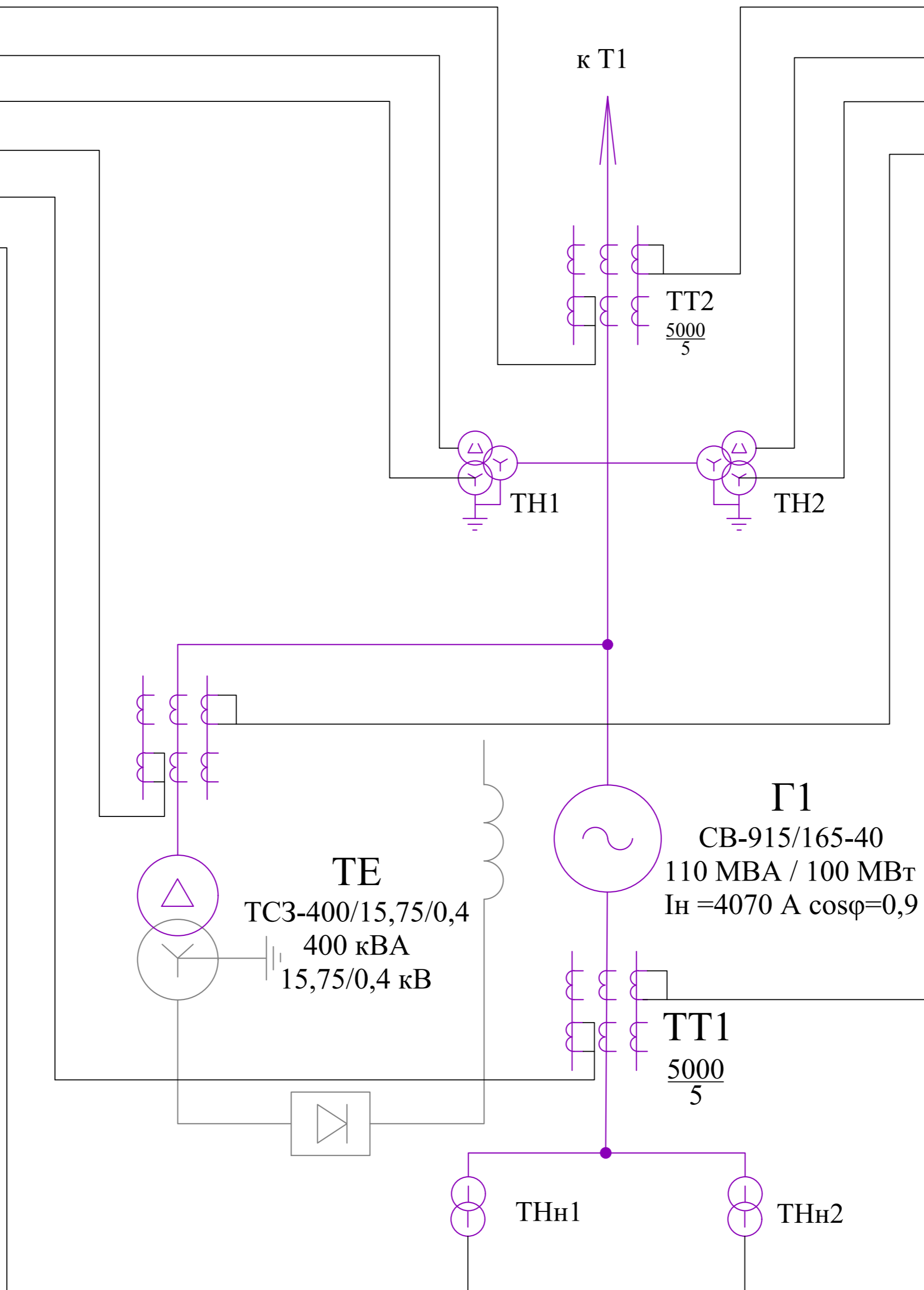
				ВКР - 13.03.02 - 1401658 - ГР2		
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Тунгуской ГЭС на р.Подкаменная Тунгуска	Масса
Разраб.	Евмененко					Лист
Провер.	Масленникова					1
Т.контр.						Листов
Н.контр.						2
Утв.					Разрез по станционной части и зданию ГЭС	ГТЭЭС, 2018

Согласно
 Инв. № подл. Подпись и дата
 Взам. инв. №

ШЭ1113 (Система А)		
ΔG	I _Г	Y
КИН, U _n (U ₀)	U _{Г,Δ}	Δ
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН	U _{Г,У}	Y
I>TB, I _Р	I _{ТВ ВН}	Y
ΔG, I2, I1, Z1<, Z2<	I _{НГ}	Y
U _n (U ₀)	U _{Г,Н}	-

ШЭ1113 (Система Б)		
ΔG	I _Г	Y
КИН, U _n (U ₀)	U _{Г,Δ}	Δ
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН	U _{Г,У}	Y
I>TB, I _Р	I _{ТВ ВН}	Y
ΔG, I2, I1, Z1<, Z2<	I _{НГ}	Y
U _n (U ₀)	U _{Г,Н}	-

Действие		Действие								
Наименование	Обозначение	Отключение ВГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение МШВ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Диф. защита продольная	ΔG	+	+	+	+					
ЗЗГ	U ₀	t ₁							+	
		t ₂							+	
		t ₃	+	+	+					
U ₀₃		+	+	+						
ЗПН	U>	1 ступень	t ₁	+	+					
		2 ступень	t ₂	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з и перегрузок	I ₂	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС I	t ₁				+			
t ₂						+				
t ₃		+	+							
Защита от симметричных к.з и перегрузок	I ₁	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	t ₁				+			
t ₂						+				
t ₃		+	+							
ДЗ	Z<	1 ступень	t ₁					+		
			t ₂	+	+	+	+			
		2 ступень	t ₁					+		
			t ₂	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I _Р	СО							+	
		ИО		+	+					
		отсечка		+	+					



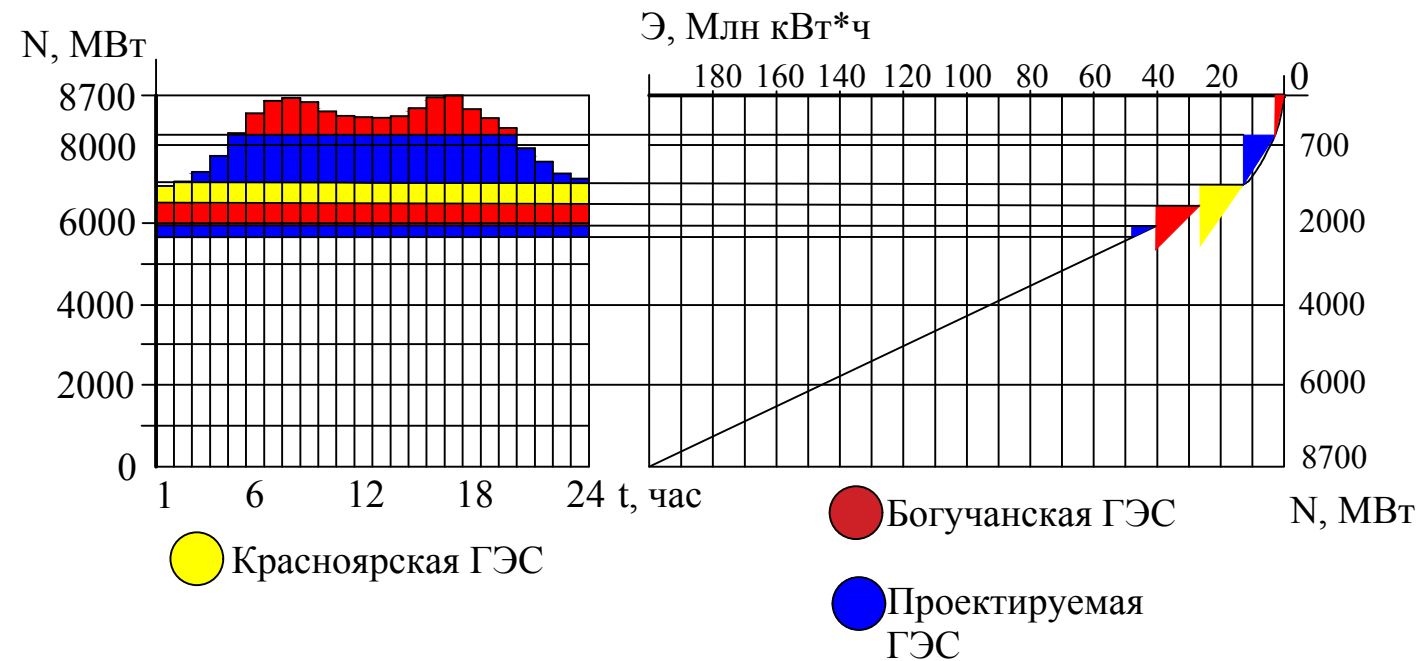
Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	ΔG	Ток срабатывания I _{ср.0}	0,15 · I _н	0,61 А
		Коэффициент торможения, K _T	0,3	-
		Уставка начального торможения, I _{нт}	0,5 · I _н	2,035 А
		Ток срабатывания, В	1,5 · I _н	6,1 А
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	5 В
		t ₂	U _{02G}	10 В
		t ₃	U _{03G}	15 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _T	1,1	-
ЗПН	U>	2 ступень	U _{ср2}	1,4 · U _н / 140 В
		1 ступень	U _{ср1}	1,2 · U _н / 120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з и перегрузок	I ₂	СО	I _{2сигн}	0,07 · I _н / 0,28 А
		ПО	I _{2пуск}	0,15 · I _н / 0,61 А
		ОТС I	I _{2с.з.}	0,2341 · I _н / 0,95 А
Защита от симметричных к.з и перегрузок	I ₁	СО	I _{1сигн}	1,07 · I _н / 4,35 А
		ПО	I _{1пуск}	1,1 · I _н / 4,47 А
		ОТС	I _{1отс}	1,224 · I _н / 4,98 А
ДЗ	Z<	1 ступень	Z _I	0,07 / 0,285 Ом
		2 ступень	Z _{II}	0,35 / 1,38 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _Р	СО	I _{Р.сигн}	1,07 · I _{НОМ.Р} / 0,81 А
		ПО	I _{Р.пуск}	1,1 · I _{НОМ.Р} / 0,836 А
		отсечка	I _{Р.пуск}	2,19 · I _{НОМ.Р} / 6,04 А

Перв. примен. _____
 Справ. № _____
 Подп. и дата _____
 Инв. № дубл. _____
 Взам. инв. № _____
 Подп. и дата _____
 Инв. № подл. _____

ВКР - 13.03.02 - 1401658 - ЭС2			
Изм. Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Евмененко		
Пров.	Казанцева		
Т.контр.			
Н.контр.			
Утв.			
Проектирование Тунгуской ГЭС на р.Подкаменная Тунгуска			Масса Лист Листов 1 1
Выбор защит основного оборудования			ГТЭЭС, 2018

Выбор установленной мощности Тунгусской ГЭС

Суточный график и ИКН зимнего периода



Гарантированная мощность $N_{гар}=410$ МВт;

Установленная мощность $N_{уст}=720$ МВт;

Средняя многолетняя выработка

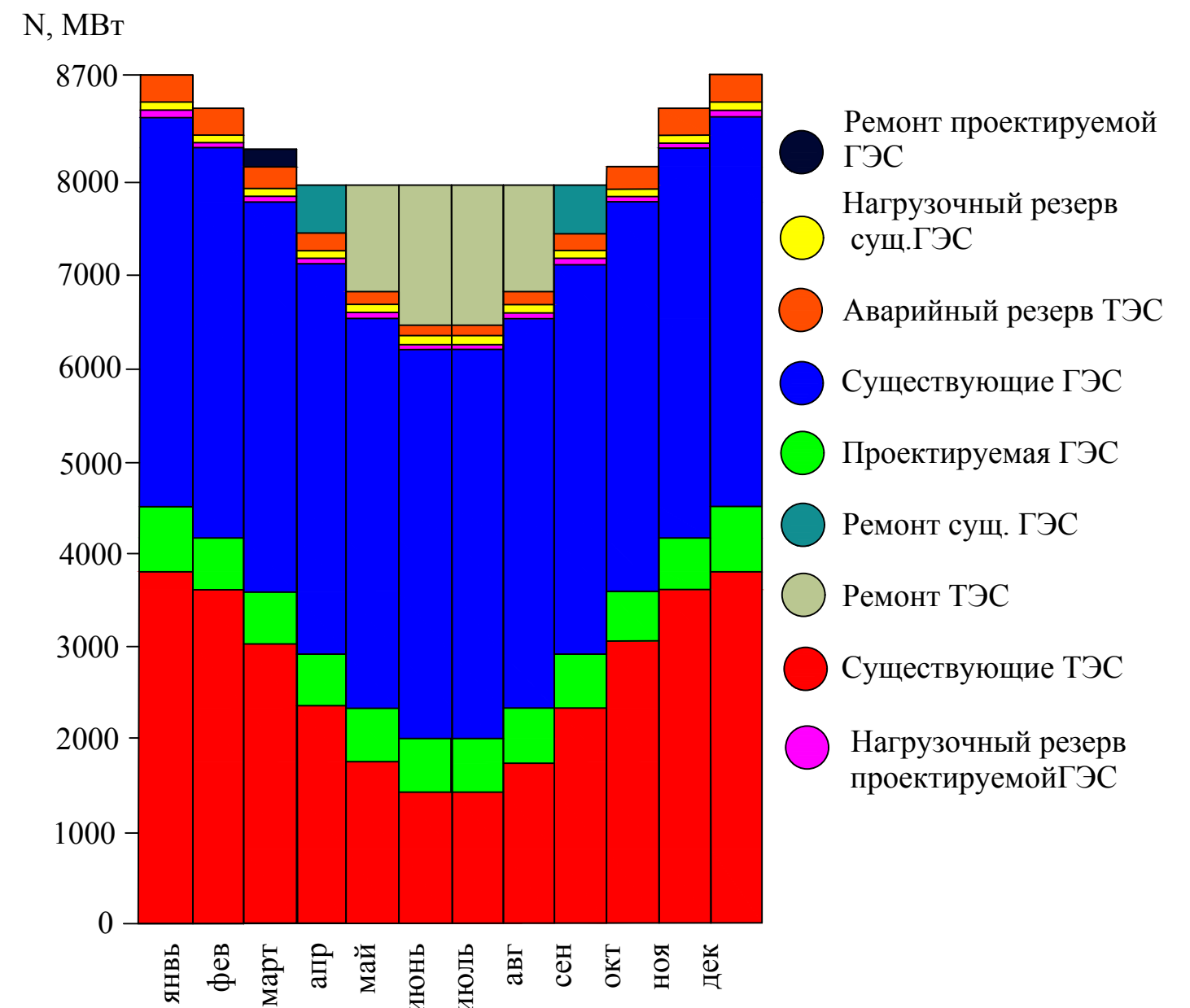
$\mathcal{E}_{ср.мнг.}=2,95$ млрд кВт*ч;

НПУ - 110 м;

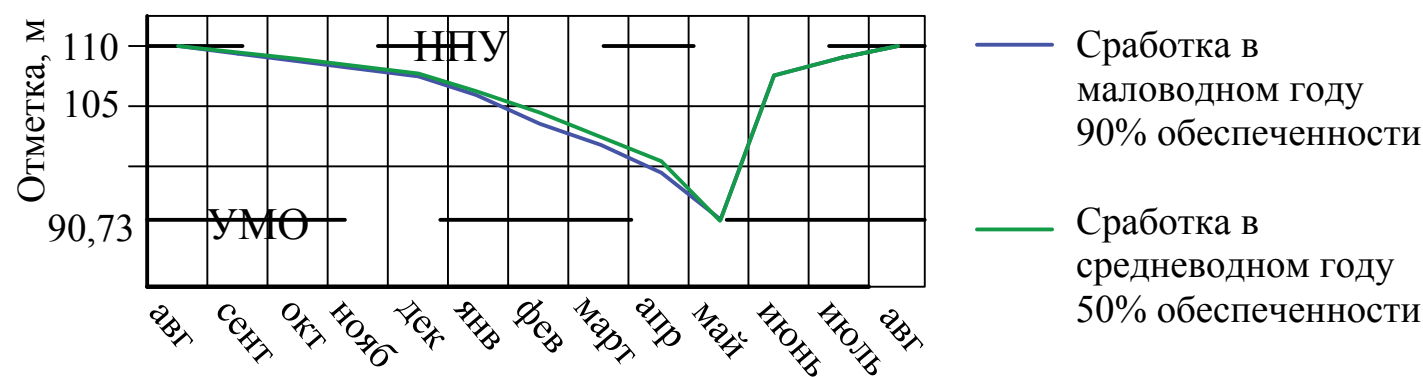
УМО - 90,73 м;

Полезный объем водохранилища - 8,9 км³

Баланс мощности Красноярского РДУ



Сработка и наполнение Тунгусского водохранилища



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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


К.Ю. Погоняйченко
подпись инициалы, фамилия

«В»  2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУНГУСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПОДКАМЕННАЯ
ТУНГУСКА. ПОРЯДОК РЕГУЛИРОВАНИЯ
ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Руководитель  13.06.18
подпись, дата

руководитель группы режимов
Оперативной службы Филиала
ПАО "РусГидро" - "Саяно-
Шушенская ГЭС имени П.С.
Непорожнего"
должность

К.В Терехов
инициалы, фамилия

Выпускник  13.06.18
подпись, дата

Д.А. Евмененко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018