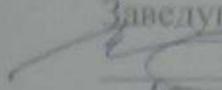


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

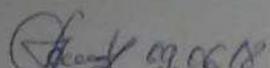
 Н.Ю. Погоняйченко
«15» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УЧУРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УЧУР.
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ
СОСТАВЛЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ
И ЗАЩИТ НА ГЭС**

Руководитель

 от 09.06.18

подпись, дата

Заместитель начальника СТСУ

Филиал ПАО «РусГидро»

«Саяно-Шушенская ГЭС

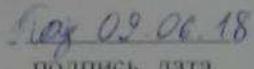
имени П.С. Непорожнего»

должность

А.Н. Сивцов

инициалы, фамилия

Выпускник

 от 09.06.18

подпись, дата

В.С. Подтяжкин

инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа выпускной БР по теме
«Проектирование Учурской ГЭС на реке Учур. Электромагнитная
совместимость различных составляющих технологических систем
управления и защит на ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зад 12.06.18 Е.Ю. Затеска
подпись, дата

инициалы, фамилия

Гидротурбинное,
гидромеханическое и вспомогательное
оборудование

Реш 12.06.18 А.В. Молчанова
подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

Фар 09.06.18 А.И. Сабиров
подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и
автоматизация энергетических систем

Поч 09.06.18 А.В. Козырева
подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Хр 06.06.18 Г.А. Радисса
подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

Хр 07.06.18 Человеческого
подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Кир 06.06.18 В.В. Донацова
подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Чир 15.06.18 А.Г. Година
подпись, дата

инициалы, фамилия

ВКР-13.03.02-1401634-ГП

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.	Побежкин В.С.	Лог	26.06.18	Проектирование Учурской ГЭС на реке Учур	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Лыбина Т.А.	Черт	26.06.18				
Т.Контр.	Зильев Борис		29.06.18				
Н.Контр.				Генеральный план Учурской ГЭС			Кафедра ГТС
Чтв.							

ВКР-13.03.02-1401634-ГР1

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дато
Разраб.	Побединкин В.С.	1598	Г-2		
Проверил	Макаровский А.В.	Архив	1401		
Т.Контр.					
И.Контр.					
Чтвд.					

Проектирование Учурской ГЭС
на реке Учур

Разрез по створционной части
гидроузла. Основные характеристики ГА.

Стадия

Лист

Листов

Кафедра ГГЭС

КП-13.03.02-1401634-ГР2

Саяно-Шушенский филиал СФУ

ВКР-13.03.02-1401634-ГРЗ

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Изм. Кол. уч. Лист № док. Подп. Дата

Разраб. Подоляков В.С.

Борз
14/6/8

Проверил Успенов А.В.

Андреев
14/6/8

Т.Контр

Н.Контр

Чтв.

Проектирование Учурской ГЭС
на реке Учур

Стадия
Лист
Листов

Поперечный разрез здания ГЭС

Кафедра ГГЭС

BKP-13.03.02-1401634-PP

Саяно-Шушенский филиал СФУ

ВКР-13.03.02-1401634-ЭС1

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Изм. Кол.уч. Лист. №док. Подпись Дата

Разработал Поташкин В.С. *Пот* 09.01.18

Проверил Сибицкий А.Н. *Сибиц* 09.06.18

Т.контроль

Н.контроль

Утверждил

Проектирование Учурской ГЭС
на реке Учур

Главная схема электрических
соединений Учурской ГЭС

Стадия Лист Плистов

1 1

Кафедра ГГЭС

ВКР-13.03.02-1401634-ЭС2

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Изм	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Полтавкин В.С	Гарк	05К16		
Проверил	Козаниева В.В	Гарк	05.09		
Технический контроль	Соловьев	Гарк	09.06.18		
Н. контроль					
Утверждил					

Проектирование Учурской ГЭС на
реке Учур

Расчет защит РЗиА

Стадия	Лист	Листов
	1	1

Кафедра ГГЭС
2018г

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Учурской ГЭС	7
Введение.....	9
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	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Водно-энергетические расчеты	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Исходные данные для водно-энергетических расчетов.....	14
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов	14
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов.....	15
2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года	16
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	17
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	17
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы, построение баланса энергий	19
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	20
2.5.1 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки	21
2.5.2 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей энергосистемы.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	25
3.1 Построение режимного поля	25
3.2 Выбор числа и типа гидротурбины.....	26
3.3 Расчет спиральной камеры.....	29
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки	32
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора	32
3.6 Выбор типа серийного гидрогенератора	32
3.7 Расчет вала на прочность	32
3.8 Расчет подшипника.....	33
3.9 Выбор геометрических размеров машинного зала.....	34
4 Электрическая часть	35
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	35

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	36
4.2.1 Схема с простыми блоками	36
4.2.2 Схема с укрупнёнными блоками.....	37
4.3 Выбор трансформатора собственных нужд	38
4.4 Выбор главной схемы ГЭС по технико-экономическому расчету..	38
4.5 Выбор количества отходящих линий и марки проводов	39
4.6 Выбор схемы распределительного устройства	40
4.7 Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RASTRWIN3.....	41
4.7.1 Расчет исходных данных.....	41
4.7.2 Расчет токов КЗ	43
4.8 Выбор и проверка коммутационных аппаратов	43
4.8.1 Электротехническое оборудование	43
4.8.2 Определение расчетных токов рабочего и утяжелённого режимов	44
4.8.3 Выбор электрических аппаратов 220 кВ	45
4.8.4 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении.....	46
4.8.5 Выбор вспомогательного оборудования	47
5 Релейная защита и автоматика	48
5.1 Характеристики защищаемого оборудования	48
5.2 Расчет номинальных токов	48
5.3 Перечень защит основного оборудования	49
5.4 Расчет релейных защит	51
5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)	51
5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))	53
5.4.3 Защита от повышения напряжения ($U1>; U2>$).....	55
5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	56
5.4.5 Защита от симметричных перегрузок.....	59
5.4.6 Дистанционная защита генератора	60
5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора	63
5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	65
5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит	65
6 Компоновка и сооружения гидроузла.....	67
6.1 Определение класса гидротехнического сооружения	67
6.2 Определение отметки гребня плотины.....	67
6.3 Гидравлический расчет водосливного фронта	69
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта	69
6.3.2 Определение отметки гребня водослива	70
6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода	72
6.3.4 Построение профиля водосливной грани.....	73
6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	74

6.3.6 Расчет параметров принятых гасителей	74
6.3.7 Расчет донного водосброса	77
6.4 Конструирование плотины	77
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины	77
6.4.2 Разрезка плотины швами.....	79
6.4.3 Быки.....	79
6.4.4 Устои	80
6.4.5 Галереи в теле плотины	80
6.4.6 Дренаж тела бетонных плотин	80
6.5 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	80
6.5.1 Цементационная завеса	80
6.6 Фильтрационные расчеты	82
6.7 Определение основных нагрузок на плотину	83
6.7.1 Вес сооружения.....	83
6.7.2 Сила гидростатического давления воды	84
6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления	84
6.7.4 Сила фильтрационного давления.....	84
6.7.5 Давление грунта	85
6.7.6 Волновое давление.....	85
6.7.7 Расчет прочности плотины	85
6.7.8 Критерии прочности плотины	88
6.7.9 Расчет устойчивости плотины на сдвиг	89
7 Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность, мероприятия по охране окружающей среды.....	90
7.1 Охрана труда и техника безопасности.....	90
7.2 Противопожарная безопасность.....	93
7.3 Охрана природы	96
7.3.1 Общие сведения о районе строительства	96
7.3.2 Общие положения.....	97
7.3.3 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	98
7.3.4 Водоохранная зона.....	100
7.3.5 Водоохраные мероприятия на гидроэлектростанции	101
7.3.6 Отходы, образующиеся при строительстве.....	102
7.3.7 План мероприятий по охране окружающей среды	103
8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	104
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	104
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	104
8.3 Налоговые расходы.....	106
8.4 Оценка суммы прибыли	107
8.5 Методология, исходные данные.....	108
8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	109

8.7 Бюджетная эффективность	109
8.8 Анализ чувствительности	110
9 Электромагнитная совместимость различных составляющих технологических систем управления и защит ГЭС.....	113
9.1 Общие положения об ЭМС	113
9.2 Классификация ЭМО	115
9.3 Организационные мероприятия по обеспечению ЭМС.....	116
9.4 Технические мероприятия по обеспечению ЭМС.....	117
9.5 Требования к техническим средствам	118
9.4 Проведение измерений и расчетов по определению ЭМО	119
9.6.1 Получение исходных данных	119
9.6.2 Напряжения и токи промышленной частоты при КЗ на шинах РУ.....	120
9.6.3 Импульсные помехи при коммутациях силового оборудования и КЗ на шинах РУ	121
9.6.4 Импульсные помехи, обусловленные переходными процессами в цепях высокого напряжения при коммутациях и коротких замыканиях	121
9.6.5 Импульсные помехи при ударах молнии	123
9.6.6 Электромагнитные поля радиочастотного диапазона	123
9.6.7 Магнитные поля промышленной частоты	123
9.6.8 Разряды статического электричества.....	124
9.6.9 Помехи, связанные с возмущением в цепях питания низкого напряжения.....	124
9.6.10 Импульсные магнитные поля	124
9.6.11 Помехи от вспомогательного электрооборудования	125
9.7 Оформление результатов измерений и расчетов	125
Заключение	126
Список использованных источников	128
Приложение А Данные водно-энергетических расчетов.....	131
Приложение Б Данные по основному и вспомогательному оборудованию.....	140
Приложение В План мероприятий по охране окружающей среды	142

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УЧУРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Учур;
2. Местонахождение ГЭС Республика Саха;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 1120 м³/с;
 - б) всех турбин 671 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 1% 6982 м³/с;
 - 0,1% 7977 м³/с;
 - г) минимальный 650 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметки: НПУ 278 м;
ФПУ 279 м;
УМО 253,41 м;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 67,7 м;
 - б) расчетный 56,0 м;
 - в) минимальный 45,5 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность: установленная 600 МВт;
гарантированная 480 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 5089 млн. кВт·ч;
 - в) число часов использования установленной мощности 6431ч;
8. Плотина:
 - а) максимальная высота 84,5м;
 - б) длина по гребню 1020 м;
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип носок трамплин;
 - б) число и размер пролетов 5 отверстий 14x16 м;
 - в) общая длина 54,13 м;
 - г) максимальная высота 56 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 6;
 - в) основание диорит;
 - г) тип спиральной камеры металлическая круглого сечения;
 - д) тип отсасывающей трубы изогнутая;
 - е) расстояние между осями агрегатов 20 м;
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбины РО 75-В-500;
 - б) тип генераторов СВ – 1130/140 – 48 ТС4;
 - в) мощность генераторов 100 МВт;
 - г) частота вращения генераторов 125 об/мин;

- д) тип трансформаторов для агрегатов ТДЦ-250000/220;
е) число трансформаторов..... 3;
12. Технико-экономические показатели:
- а) сметная стоимость ГУ 13,7 млрд. руб;
б) удельные капиталовложения 20,233 тыс.руб/кВт;
в) себестоимость энергии 0,16 руб/кВт ч;
г) показатели эффективности: ЧДД 18,506 млрд.руб;
ИП 2,95;
Срок окупаемости 6 лет 7 месяцев;

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика – важнейшая отрасль Российской энергетики т.к. имеет много преимуществ по сравнению с другими видами выработки электроэнергии:

1. Гидроэнергия является возобновляемым видом энергии. Использование гидроэлектростанций позволяет сократить потребление не возобновляемых ресурсов тепловых электростанций.

2. Выработка 1кВтч электроэнергии на ГЭС обходится на много дешевле, чем на тепловой станции.

3. ГЭС обладает высокой маневренностью и гибкостью в работе. ГА может быть включен в работу в течение короткого времени.

5. Гидроагрегаты, применяемые на ГЭС, имеют более высокий КПД, по сравнению с турбоагрегатами.

6. ГЭС более надежны в эксплуатации т.к. имеют значительно меньшую аварийность и износ оборудования.

7. Возможность получения большого количества электроэнергии при низкой стоимости, стимулирует развитие электроемких производств.

8. Одновременно со строительством ГЭС разрешаются вопросы комплексного использования рек для судоходства, орошения, водоснабжения.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Учур — река в Хабаровском крае и Якутии, правый приток реки Алдан. Населённые пункты у реки: п.Чагда.

Длина реки 812 км, площадь бассейна — 113 тыс. км². Берёт начало в отрогах Станового хребта, течёт по восточной окраине Алданского нагорья.

Учур на всём протяжении течёт среди гористой местности. Исток Учура лежит на высоте около 1250 м над уровнем моря, но уже через 60 км третью этой высоты теряется.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Створ Учурской ГЭС находится в зоне резко-континентального климата с характерной резкой изменчивостью погодных условий, хорошо выраженнымми сезонами года.

- Средняя температура января $-31,8^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температур равен $-49,5^{\circ}\text{C}$ (12 января 2012 года);
- средняя температура июля $+5,6^{\circ}\text{C}$. Абсолютный максимум температур равен $+37,2^{\circ}\text{C}$ (17 июля 2011 года);
- среднегодовая температура $-4,1^{\circ}\text{C}$;
- среднегодовая скорость ветра $-1,5 \text{ м/с}$;
- среднегодовая влажность воздуха - 80 %;
- среднегодовое количество осадков - 700 мм.

1.1.2 Гидрологические данные

Длина - 812 км, площадь бассейна 113 000 км². Питание снеговое и дождевое. Водная система Учур → Алдан → Лена → море Лаптевых.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Учур за период 1936-1990 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$W = Q \cdot t = 1120 \cdot 31536000 = 35,32 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где Q - среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;

t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунках 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			
$Z_{вб}$, м	W , km^3	зимняя		летняя	
		$Z_{нб}$, м	Q , $\text{m}^3/\text{с}$	$Z_{нб}$, м	Q , $\text{m}^3/\text{с}$
208,01	0	208,00	0	208,00	0
218,00	0,87	208,38	154	208,50	154
228,02	2,15	208,77	326	209,00	326
233,00	3,15	209,39	650	209,80	650
238,91	5,04	209,54	738	210,00	738
244,06	8,05	210,31	1270	211,00	1270
254,41	14,09	211,08	1920	212,00	1920
259,31	17,12	211,85	2650	213,00	2650
261,17	18,80	212,24	3020	213,50	3020
263,04	20,05	212,62	3385	214,00	3385
266,78	22,11	213,27	4000	214,84	4000
277,99	27,65	214,30	5000	216,18	5000
285,10	31,05	215,36	6183	217,56	6183

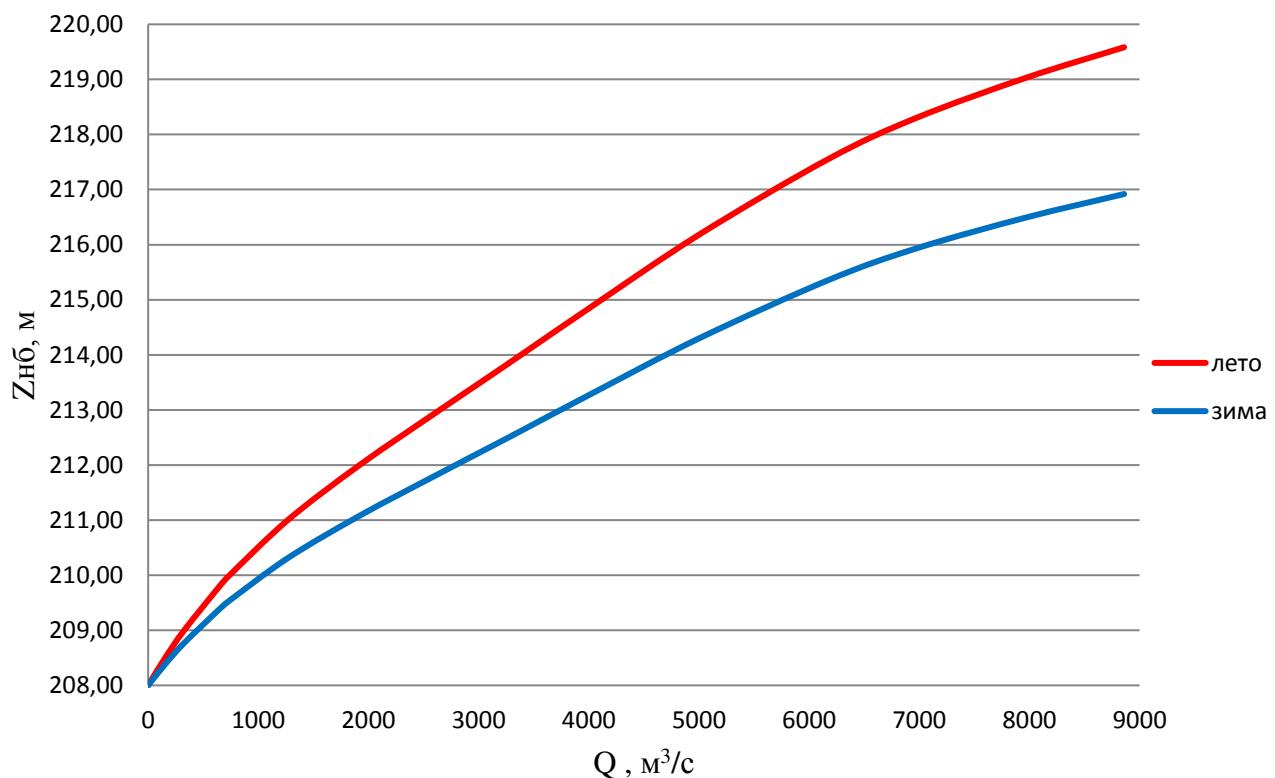


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

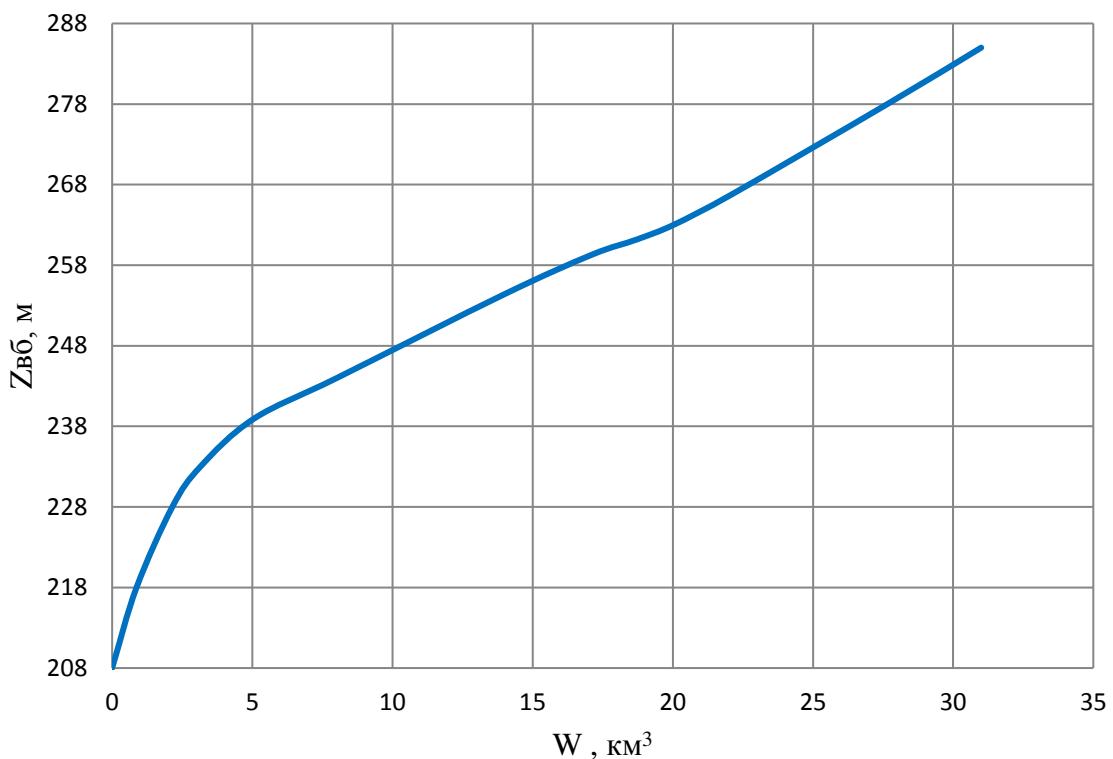


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно – геологические условия

Участок основных сооружений гидроузла находится на в зоне горных систем Алданского нагорья.. С поверхности склоны задернованы. В районе строительства Учурской ГЭС берега Чусовой покрыты густыми хвойными лесами. Дно реки характеризуется наличием илов. Ниже по течению располагается зоне средней тайги, которая к северу сменяется зонами лесотундры и тундры. Почвы преимущественно мерзлотно-таёжные, дерново-лесные, аллювиально-луговые, горно-лесные и тундрово-глеевые. Леса (сосна, кедровый стланик, ель, пихта, берёза и др.) занимают около 4/5 территории.

1.1.4 Сейсмические условия

Створ плотины расположен в пределах тектонического блока, пересекаемого рекой Учур в его северной части. С восточной стороны этот блок окаймлен тектоническим нарушением северо-западного простирания, пересекающего под острым углом долину реки. На правом берегу нарушение подчеркивается четко выраженным в рельефе уступом.

Кроме описанных выше наиболее значительных разрывных структур, в скальном массиве имеются многочисленные зоны повышенной тектонической трещиноватости и крупные тектонические трещины, которые разбивают его на блоки различных порядков.

На Алданской платформе не исключаются достаточно сильные землетрясения.

Сейсмическая опасность для данного района может исходить из Южно-Якутского разлома. Эта опасность обусловлена возможностью транзитного сейсмического воздействия силою 7-8 баллов. Положение очагов землетрясений в Южно-Якутской зоне мало изучено.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Учурская ГЭС предназначена для работы в энергосистеме Якутии. Определенная часть выработки новых ГЭС может поставляться на внутренний рынок - для добычи и переработки цветных металлов и алмазов. Также на создание нового крупного промышленного района и кластера промышленных производств, преимущественно связанных с глубокой переработкой имеющихся на территории Якутии полезных ископаемых.

Учурская ГЭС предназначена для работы в РДУ Якутии. Выработка электроэнергии ГЭС может быть использована для покрытия потребностей республики Саха и для экспорта.

Энергосистема Якутии ведет наращивание мощностей. Она входит в Единую энергетическую систему России (ЕЭС) и связана с Амурской энергосистемой по межсистемным связям напряжением 220 кВ.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

Аналогом Учурской ГЭС является Курейская ГЭС, которая имеет подобные напорные и мощностные характеристики.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные для водно-энергетических расчетов

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема Якутское РДУ;
- коэффициент мощности: $K_N = 8,9$.
- потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 0,5$;
- НПУ Учурской ГЭС: 278 м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Учур за период 1936-1990 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
Требования ВХК	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-
Льдообразование	-	-10	-20	-20	-	-	-	10	10	10	10	10

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

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Согласно [2], проектируемая бетонная водосливная плотина имеет II класс капитальности. Сооружение данного класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 1,0 % (основной расчётный случай). Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным поверочного расчетного случая (пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 %).

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем вычисляем модульный коэффициент K :

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

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

Q_{cp} – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,289}{55}} = 0,204, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,204^2}}{\sqrt{2 \cdot 54}} \cdot 100\% = 10,2\%. \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,222}{50 \cdot 0,199^3} = 0,56. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cs} = \frac{\sqrt{\frac{6}{n}} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{55}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,204^2+5 \cdot 0,204^4}}{0,4} \cdot 100\% = 90,81\% \quad (2.5)$$

Среднеквадратическая ошибка является допустимой.

Результаты расчета представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Вычисление расходов, заданной обеспеченности максимальных расходов воды

P%	Φ	M_s	K_s	Q_s
0,1	3,68	0,75	1,75	7977
1	2,61	0,53	1,53	6982

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

Для создания гидрографов необходимо проанализировать гидрологический ряд за период 1936-1990гг., представленный в приложении А, таблица А.1.

Целесообразно разделить года на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень).

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

$$P(m) = \frac{m}{m+1} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

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

n – общее число членов ряда.

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

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

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1984

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1964.

Данные для построения гидрографов маловодного и средневодного годов представлены в таблице 2.3. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.3. – Данные для построения гидрографов

Период	Межень				Половодье					Межень		
	Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q 50%	193	147	128	131	2782	3430	2631	1516	1602	424	227	160
Q 90%	138	69	55	57	2112	3004	1706	1490	1516	421	161	122

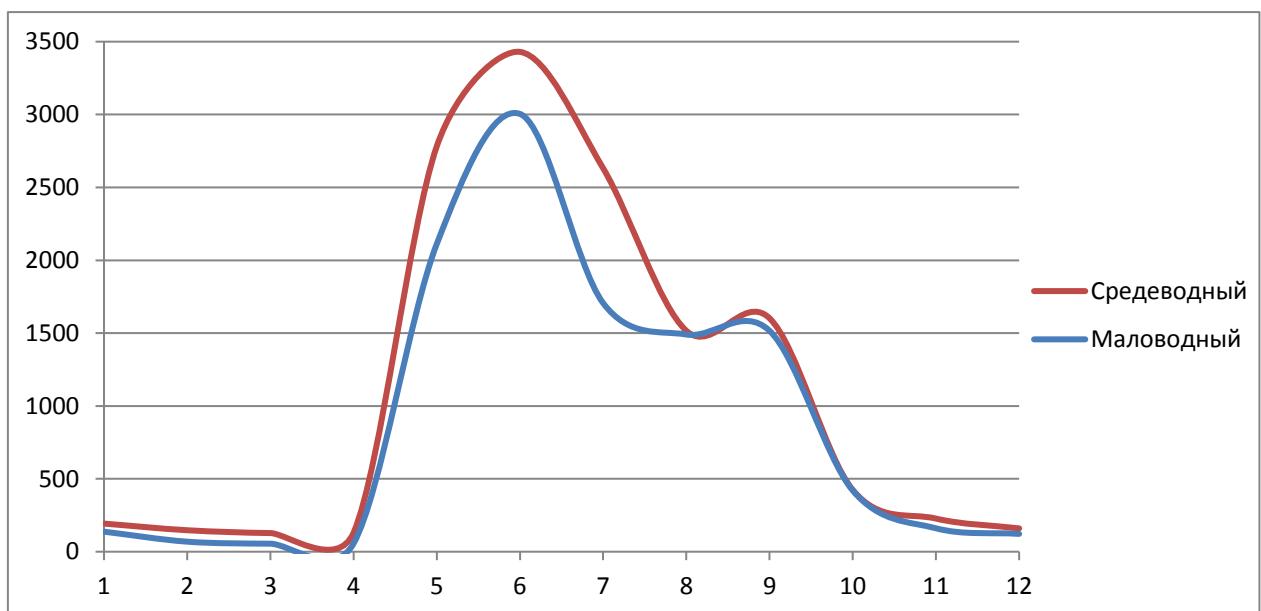


Рисунок 2.2 - Гидрографы маловодного и средневодного года.

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Данные по энергосистеме:

Энергосистема: ОЭС Востока.

Проектируемая ГЭС работает на Якутское РДУ. Данное РДУ имеет Вилуйскую ГЭС.

Выработка за год: 10,95 млрд. кВт ч.

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

Используя суточные мощности можем построить интегральные кривые нагрузки по координатам, (приложение А, таблица А.3, А.4).

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС. (Приложение А, рисунок А.1, А.2).

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{\max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.7)$$

где t - порядковый номер месяца в году;

a, b - коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} + P_{\text{лето}}^{\max}}{2}, \quad (2.8)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} - P_{\text{лето}}^{\max}}{2}, \quad (2.9)$$

Средняя нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца рассчитывается аналогично по предыдущим формулам.

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4- Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы

Месяц	Pmax(лето)	Pmax(зима)	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	Pt,max, Мвт
1	1029	1566	0,97	1298	268	1557
2			0,71			1488
3			0,26			1367
4			-0,26			1228
5			-0,71			1108
6			-0,97			1039
7			-0,97			1039
8			-0,71			1108
9			-0,26			1228
10			0,26			1367
11			0,71			1488
12			0,97			1557

Таблица 2.5- Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы

Месяц	Pсред.(лето)	Pсред.(зима)	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	Pt.сред, Мвт
1	900	1441	0,97	1171	270	1431
2			0,71			1362
3			0,26			1240
4			-0,26			1101
5			-0,71			980
6			-0,97			910
7			-0,97			910
8			-0,71			979
9			-0,26			1101
10			0,26			1240
11			0,71			1361
12			0,97			1431

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.3.

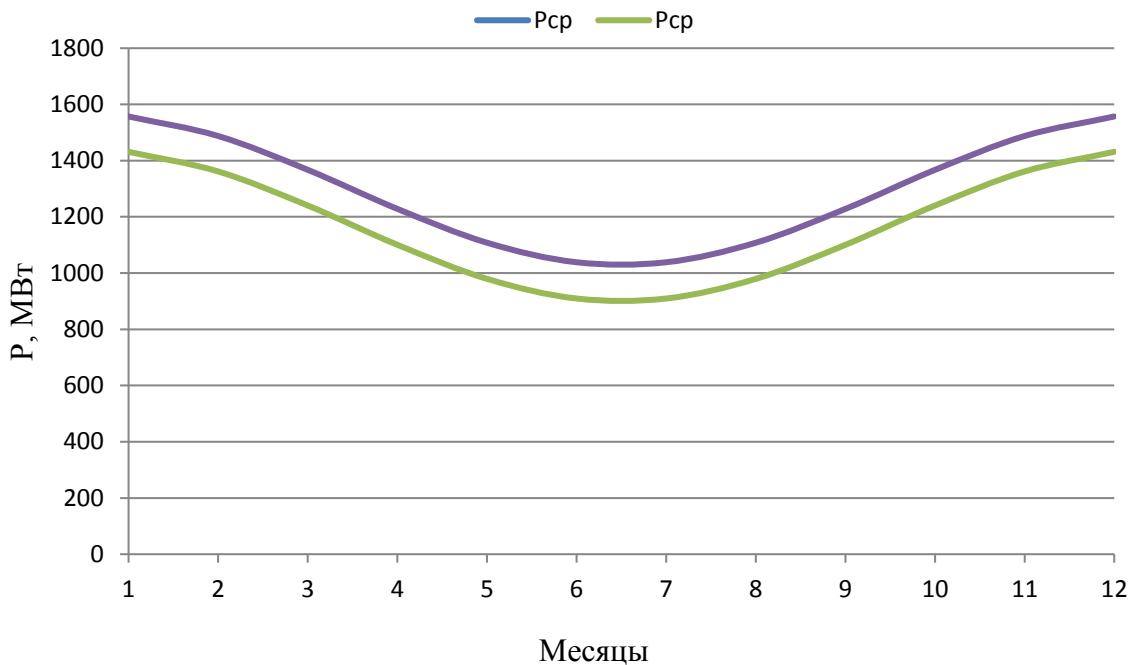


Рисунок 2.3 - Максимальные и среднемесячные мощности энергосистемы

2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы, построение баланса энергий

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1964) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.10)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,9$;

$Q^{\text{пр}90\%}$ -полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

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

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.11)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ВНПУ, м

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

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,5$ м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.12)$$

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

Результаты проведённого расчёта представлены в приложении А, таблица А.3.

Теперь отобразим работу проектируемой ГЭС без регулирования на графике баланса энергии энергосистемы. Для этого необходимо сведения о среднемесячной выработке существующих гидроэлектростанций, которые взяты с сайта РусГидро. Далее, для большего вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период. Наибольшее вытеснение тепловых мощностей достигнуто в декабре - январе месяце, за счет излишков воды, аккумулированных в водохранилище в период с мая по сентябрь месяц.

Баланс без учёта перераспределения энергий проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.4.

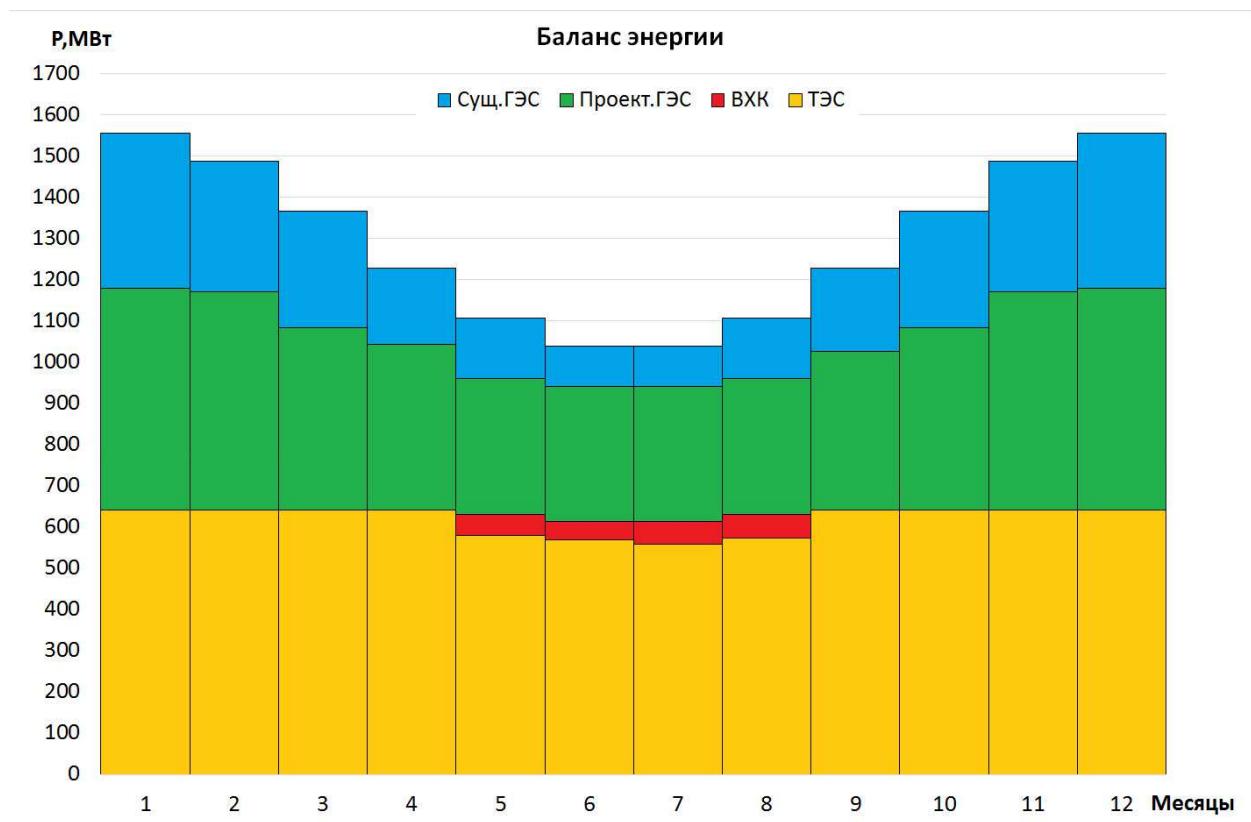


Рисунок 2.4 - Баланс энергии для проектируемой ГЭС

2.5. Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Расчет работы водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднемесячных мощностей. Обязательным условием для водно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это

условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища.

За начало сработки водохранилища принимается месяц после окончания половодья, в данном случае – это октябрь.

Расчёт начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен НПУ = 278 м.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку УМО = 253,91 м и рассчитали полезный объем водохранилища, который составил $V_{\text{полезн}} = 14,73 \text{ км}^3$. Сработка за маловодный год представлена в приложении (Приложение А, таблица А 4).

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

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям и отметкам сработки маловодного года. В итоге из двух методов взяли тот, где среднемноголетняя выработка больше. Сработка за средневодный год представлена в приложении (Приложение А, таблица А 5).

По данным режимам была рассчитана выработка ГЭС за период сработки-наполнения. В конечном итоге выработка в режиме по мощностям оказалась больше. График сработки и наполнения водохранилища для маловодного и средневодного годов показан на рисунке 2.5.

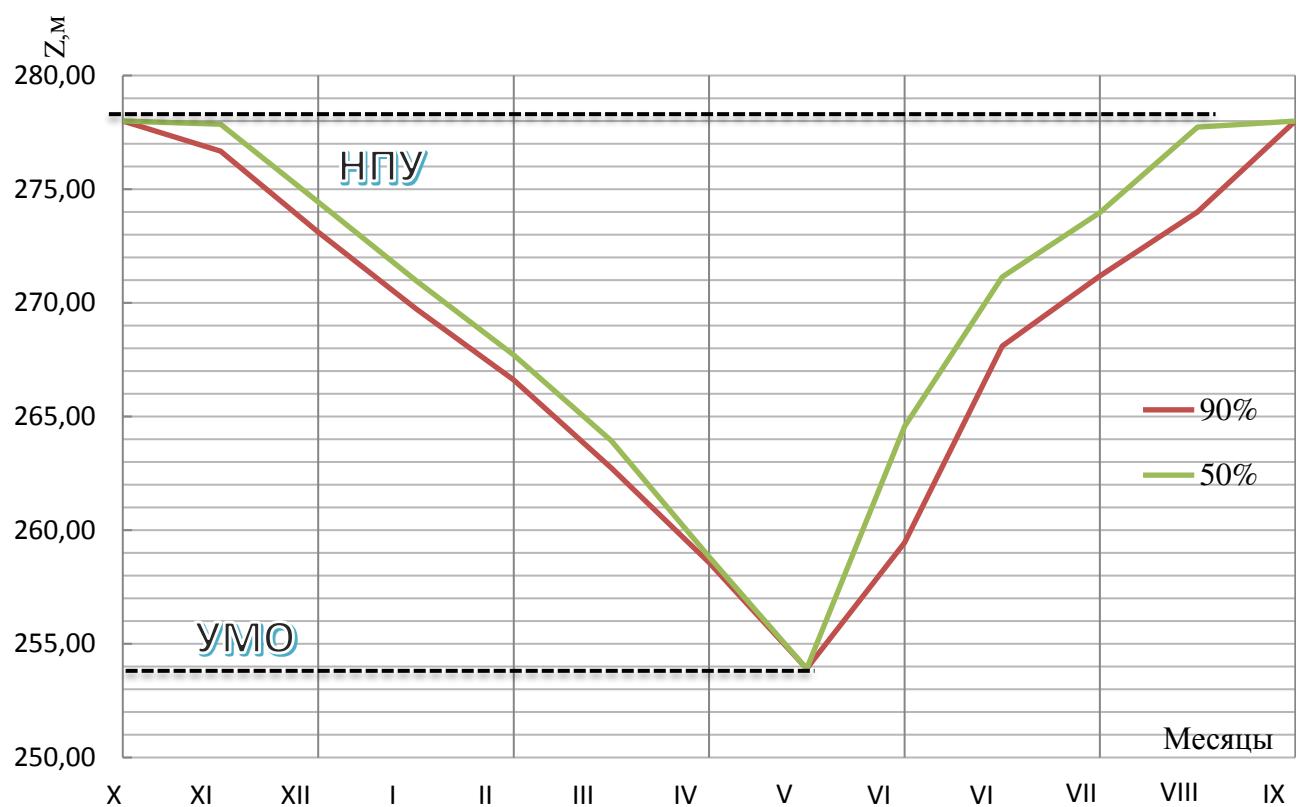


Рисунок 2.5 -График сработки и наполнения водохранилища

2.5.2 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей энергосистемы

Так как на проектируемой станции не предусматривается дополнительного объёма водохранилища, то располагаем на ней только нагрузочный резерв.

Установленная мощность станции – это вытесняющая рабочая мощность с учётом резервов.

Нагрузочный резерв системы равен 2% $P_{t,max}$

Аварийный резерв 8% $P_{t,max}$

Установленная мощность Учурской ГЭС:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 570 + 30 = 600 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

Определение рабочих мощностей и резервов, существующих ГЭС и тепловых станций

Для построения графика баланса мощностей нужно определить величины резервов Вилуйской ГЭС и тепловых станций и как следствие их установленную мощность.

Нагрузочный резерв составляет 2% рабочей мощности. Определяем нагрузочный и аварийный резерв Вилуйской ГЭС и рабочую мощность за каждый месяц:

$$N_{рез}^{\text{нагр}} = 0,02 \cdot N_{раб}^{В.ГЭС}, \text{нагр} \quad (2.14)$$

Рабочую мощность ТЭС определяем из условия полного покрытия графика нагрузки:

$$N_{раб}^{ТЭС} = P^{max} - N_{раб}^{\text{пр.ГЭС}}, \quad (2.15)$$

где P^{max} – месячный максимум нагрузки;

$N_{раб}^{\text{пр.ГЭС}}$ – рабочая мощность проектируемой станции.

Установленная мощность тепловых электростанций будет определяться суммой рабочей мощности и резервов:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{рез}^{\text{нагр}} + N_{рез}^{\text{ав}}, \quad (2.16)$$

где $N_{раб}^{ТЭС}$ – рабочая мощность ТЭС;

$N_{рез}^{\text{нагр}} = 0,02 \cdot N_{раб}^{ТЭС}$ – нагрузочный резерв тепловых станций;

$N_{рез}^{\text{ав}} = 0,1 \cdot N_{раб}^{ТЭС}$ – аварийный резерв тепловых станций.

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

Ремонтная площадь Учурской ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{У.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{У.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{600}{6} = 100 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.17)$$

Ремонтная площадь Вилуйской ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{В.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{В.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{680}{6} = 113 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.18)$$

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 – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$\begin{aligned} F_{\text{рем}}^{\text{TЭС}} &= \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{1345}{4} + \frac{1345}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} = \\ &= 504 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \end{aligned} \quad (2.19)$$

Данные полученные в ходе расчётов сводим в таблицу 2.6 и рисунок 2.6.

Таблица 2.6- Баланс мощности энергосистемы

Месяц	Система			Вилуйская ГЭС			Учурская ГЭС			ТЭС			
	P.макс .	N н.р.	N а.р.	Nраб.	N н.р.	N рем.	Nраб	N н.р.	N рем.	Nраб	N а.р	N рем.	N.нагр .
I	1557	22	88	378	8		560	11		619	125		5
II	1488	21	84	316	6		552	11		620	119		5
III	1367	19	76	284	6	56	460	9		623	109		5
IV	1228	17	68	184	4		428	9	50	616	98	40	5
V	1108	15	61	148	3		556	11		404	89	42	2
VI	1039	14	56	97	2		600	12		342	83	43	2
VII	1039	14	56	97	2		600	12		342	83	43	2
VIII	1108	15	61	148	3		600	12		360	89	42	2
IX	1228	17	68	202	4		400	8	50	626	98	40	5
X	1367	19	76	284	6	56	460	9		623	109		5
XI	1488	21	84	316	6		552	11		620	119		5
XII	1557	22	88	378	8		560	11		619	125		5
Уст.мощность				680			600			1345			

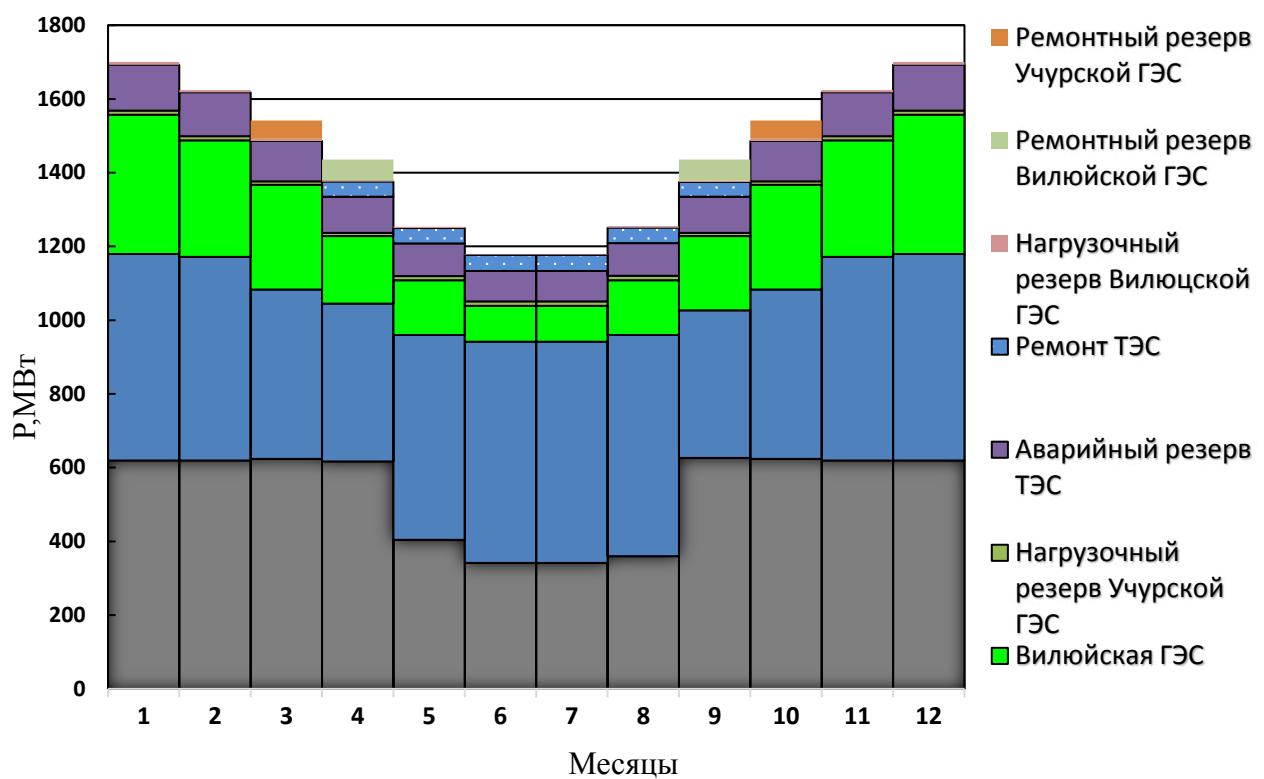


Рисунок 2.6 - Баланс мощностей энергосистемы

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле по выполненным расчётам таблицы 3.1 и тремя значениями напора: $H_{max} = 67,7$ м, $H_p = 56,0$ м, $H_{min} = 45,5$ м. При установленной мощности станции $N=600$ МВт. Режимное поле показано на рисунке 3.1.

Таблица 3.1-Данные для построения режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб, m^3/c	Zнб(лето), м	Hнпу, м	Hумо, м	Hzb61, м	H, м	Q, m^3/c	H, м	Q, m^3/c
0	208,00	69,50	48,18	58,90	80	843	80	1440
250	208,78	68,72	47,40	58,12	72	936	75	1394
500	209,45	68,05	46,73	57,45	68	991	70	1347
650	209,80	67,70	46,38	57,10	65	1037	65	1298
1000	210,52	66,98	45,66	56,38	60	1124	60	1247
1180	210,85	66,65	45,33	56,05	56	1204	56	1204
1500	211,38	66,12	44,80	55,52	50	1348	50	1138
1750	211,75	65,75	44,43	55,15	45	1498	45	1080

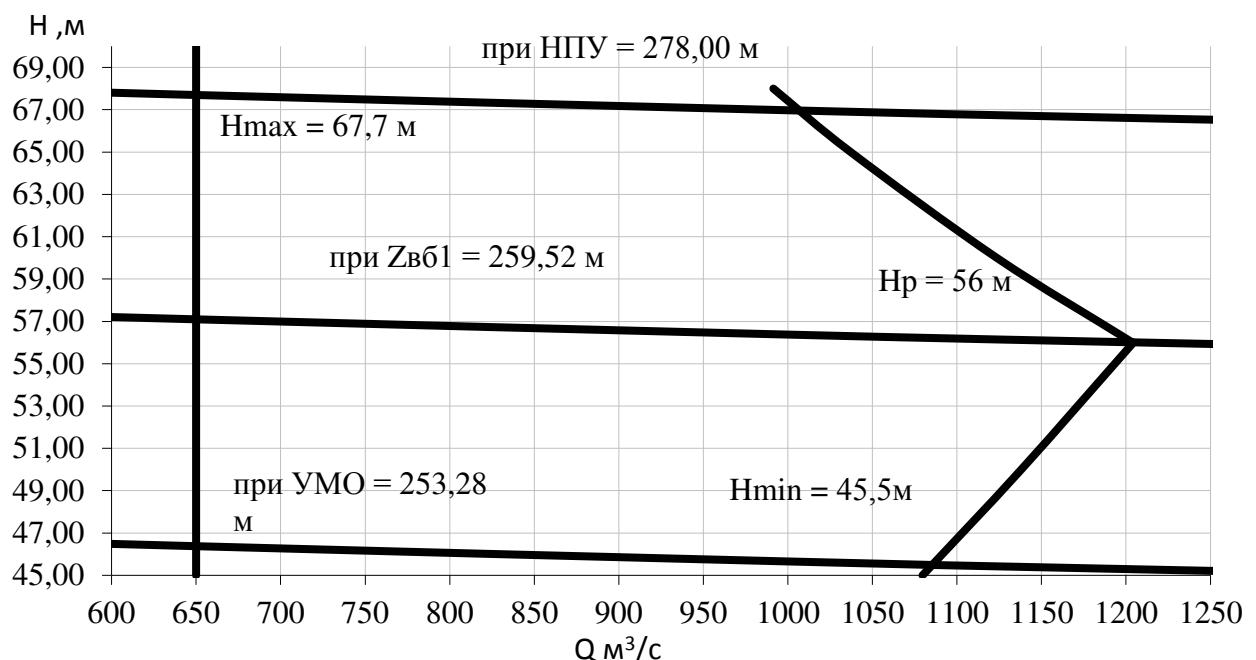


Рисунок 3.1-Режимное поле

3.2 Выбор числа и типа агрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение H_{max} было бы близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Для максимального напора 67,7 м выбираем следующие гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ70-В;
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД70-В60⁰
- радиально-осевая РО75-В;

Составим таблицу 3.2 параметров моделей данных гидротурбин

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ70-В	Турбина ПЛД70-В60 ⁰	Турбина РО75-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$	70	70	75
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{10} , мин ⁻¹	106	107	70
Оптимальный приведенный расход	Q'_{10} , л/с	860	1020	1010
Оптимальный КПД модели	η_{mo}	0,902	0,907	0,918
Приведенный максимальный расход	Q'_{max} , л/с	1300	1200	1220
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{max}	0,27	0,27	0,12
Приведенный диаметр рабочего колеса	D_{1M} , м	0,46	0,345	0,46
Напор модельной турбины	H_m , м	4	4	4
Температура вод при испытании	t_m , °C	4	7	7

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки Р1. предварительно проведя линию через оптимум КПД.

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены далее для РО75-В.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}}^{10} \sqrt{\frac{H_m}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right) = 1 - (1 - 0,918) \cdot$$

$$\cdot (0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{56,0}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,42}{1,3}}) = 0,951. \quad (3.1)$$

где η_m , D_{1m} , H_m – КПД, диаметр и напор модельной турбины;
 D_1 , H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_m , v_n – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_n и t_m ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^{N^{1,5}} \eta_t \eta_r^{cp} = 9,81 \cdot 1,22 \cdot 5^2 \cdot 56^{1,5} \cdot 0,9507 \cdot 0,97 = \\ = 115629 \text{ МВт} \quad (3.2)$$

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

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{gesc}^{ust}}{N_a} = \frac{600}{116} = 5,19, \quad (3.3)$$

где $N_{gesc}^{ust} = 600$ МВт – расчётная установленная мощность.

Рассчитанное 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.

Примем число агрегатов равное 6. После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{gesc}^{ust}}{Z_a} = \frac{600}{6} = 100 \text{ МВт}, \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 70 \cdot \frac{\sqrt{56 \cdot 1,036}}{5} = 106,6 \text{ об/мин} \quad (3.5)$$

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

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

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по

известному стандартному ряду. 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:

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{125 \cdot 5}{\sqrt{67,7 \cdot 1,036}} = 74,64 \text{ об/мин}, \quad (3.6)$$

$$n'_{Iрасч} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{расч} \cdot \Delta}} = \frac{125 \cdot 5}{\sqrt{56 \cdot 1,036}} = 82,07 \text{ об/мин}, \quad (3.7)$$

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{125 \cdot 5}{\sqrt{45,5 \cdot 1,036}} = 91,05 \text{ об/мин}, \quad (3.8)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma cp}} = \frac{100000}{9,81 \cdot 5^2 \cdot 56^{1,5} \cdot 0,97} = 1,003, \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{Ip} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Приведённый расход:

$$q'_{Imin} = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{650}{4 \cdot 5^2 \cdot \sqrt{45,5 \cdot 1,036}} = 0,947 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.10)$$

$$q'_{Imax} = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{650}{5^2 \cdot \sqrt{67,7 \cdot 1,036}} = 0,776 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.11)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Высота отсасывания при расчетном расходе:

$$H_S = 10,33 - \frac{208,54}{900} - 1,05 \cdot 0,145 \cdot 56 - 1,5 = 0,923 \text{ м.}$$

Отметка установки рабочего колеса при расчетном расходе:

$$\nabla PK_{расч} \leq \nabla НБ_{расч} + H_S = 208,63 + 0,923 = 209,55 \text{ м.} \quad (3.12)$$

Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбин ПЛ70-В, ПЛД70-В и РО75-В представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3-Выбор номинального диаметра гидротурбины

Параметры	ПЛ70-В		ПЛД70-В60		РО75-В	
D _{1,м}	9	9,5	7,1	7,5	4,75	5,0
η	0,9455	0,9458	0,9480	0,9483	0,9504	0,9507
N',кВт	485591	541229	259172	289293	104323	115629
Z _{a'}	1,24	1,11	2,32	2,07	5,75	5,19
Z _a	2	2	3	3	6	6
N	300000	300000	200000	200000	100000	100000
Δ1	1,048	1,049	1,045	1,046	1,035	1,036
nc1'	90,2	85,5	115,3	109,2	112,2	106,6
nc1	90,9	85,7	115,5	115,4	125,0	125,0
n'min,мин ⁻¹	97,11	96,63	97,40	102,87	70,92	74,64
n'r,мин ⁻¹	106,78	106,24	107,09	113,11	77,98	82,07
n'max,мин ⁻¹	118,46	117,84	118,81	125,48	86,51	91,05
Q"η при Нрасч	0,929	0,834	0,995	0,892	1,111	1,003
Q"η при Нmax	0,699	0,627	0,748	0,671	0,836	0,755
q Hmin	0,581	0,521	0,935	0,838	1,049	0,947
q Hmax	0,476	0,427	0,766	0,687	0,860	0,776
H _s max	-8,415	-0,674	-5,821	-5,750	2,296	3,406
H _s расч	-9,126	-7,783	-6,058	-5,988	1,173	0,923
H _s min	-1,306	-7,071	2,174	2,244	2,955	2,044
H _{РК} max	201,07	208,82	203,26	203,44	210,84	211,95
H _{РК} расч	200,63	201,95	203,20	203,39	209,85	209,55
H _{РК} min	208,22	202,43	211,21	211,38	211,56	210,61

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, выбираем турбину РО75-В с диаметром рабочего колеса D₁=5 м, количество агрегатов принимаем Z_a = 6, синхронная частота вращения n_c = 125 об/мин. Зона работы выбранной турбины РО75-В-500 представлена на рисунке Б.1 в приложении Б. Данный вариант и принимается для дальнейших расчетов.

3.3 Расчёт спиральной камеры

Задаваясь максимальным напором H_{max} = 67,70 м, к проектировке выбирается металлическая спиральная камера круглого сечения с углом охвата φ=345°. При расчете спиральной камеры должны учитываться три главных условия:

- 1) Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.
- 2) Обеспечение одинаковой закрутки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.
- 3) Подбор таких размеров радиальных сечений спиральной камеры, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

Принимая стандартные размеры статора в зависимости от нормализованных гидротурбин принимаем:

Внутренний диаметр статора D_b = 8,05 м;

Наружный диаметр статора D_a = 7,65 м;

Диаметр сопряжения СК и статора турбины $D_4 = 8.05$ м.

Высота точки сопряжения СК и статора от верховой грани НА $h_1=0,41$ м;

Скорость во входном сечении СК $v_{bx}=6,7$ м/с.

Полная высота статора:

$$B_{ct} = b_1 + 2 \cdot h_1 = 1,77 + 2 \cdot 0.41 = 2,59 \text{ м}, \quad (3.13)$$

$$\text{где } b_1 = 0,35 \cdot D_1 + 0,02 = 0,35 \cdot 5 + 0,02 = 1,77 \text{ м}, \quad (3.14)$$

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{nom}} = \frac{100000}{9,81 \cdot 56 \cdot 0,951} = 191,41 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.15)$$

где N - номинальная мощность турбины, $N = 100000$ кВт.

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{191,41 \cdot 345}{360} = 183,43 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.16)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{bx} = \frac{Q_i}{V_{bx}} = \frac{183,43}{6,7} = 27,38 \text{ м}^2, \quad (3.17)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{bx} = \sqrt{\frac{F_{bx}}{\pi}} = \frac{27,38}{\pi} = 2,953 \text{ м}, \quad (3.18)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$R_{bx} = a_{bx} + p_{bx} = 6,679 + 2,953 = 9,632 \text{ м}, \quad (3.19)$$

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

$$\frac{\varphi}{c} = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 6,679 - \sqrt{6,679^2 - 2,953^2} = 0,69 \text{ м}, \quad (3.20)$$

При принятом значении a_{bx} и p_{bx} : $\frac{1}{c} = 0,72$; $\frac{\varphi}{360} = 0,958$.

Результаты расчёта неэллиптических сечений спиральной камеры представлены в таблице 3.4 и рисунке 3.3.

Таблица 3.4-Параметры неэллиптических сечений спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	X^2	p^2	p	a	R
'	$\varphi / 360$	φ / c	$2R_4 * [3]$	$[4] - (H_l/2)^2$	$[5]^0.5$	$[6]+[3]$	$[7]^2$	$[8]+H_l/2^2$	$[9]^0.5$	$R_4+[7]$	$[10]+[11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
345	0,958	0,688	5,540	3,863	1,965	2,654	7,042	8,719	2,953	6,679	9,632
330	0,917	0,658	5,299	3,622	1,903	2,562	6,561	8,238	2,870	6,587	9,457
315	0,875	0,628	5,058	3,381	1,839	2,467	6,087	7,764	2,786	6,492	9,279
300	0,833	0,598	4,818	3,140	1,772	2,371	5,620	7,297	2,701	6,396	9,097
285	0,792	0,569	4,577	2,900	1,703	2,271	5,159	6,836	2,615	6,296	8,911
270	0,750	0,539	4,336	2,659	1,631	2,169	4,705	6,382	2,526	6,194	8,720
255	0,708	0,509	4,095	2,418	1,555	2,064	4,259	5,936	2,436	6,089	8,525
240	0,667	0,479	3,854	2,177	1,475	1,954	3,819	5,496	2,344	5,979	8,324
225	0,625	0,449	3,613	1,936	1,391	1,840	3,387	5,064	2,250	5,865	8,116
210	0,583	0,419	3,372	1,695	1,302	1,721	2,962	4,639	2,154	5,746	7,900
195	0,542	0,389	3,131	1,454	1,206	1,595	2,544	4,221	2,054	5,620	7,674
180	0,500	0,359	2,891	1,213	1,102	1,461	2,134	3,811	1,952	5,486	7,438
165	0,458	0,329	2,650	0,973	0,986	1,315	1,730	3,407	1,846	5,340	7,186

Недостающий участок плавно продляем до 0° и получаем зависимость $R=f(\varphi)$.

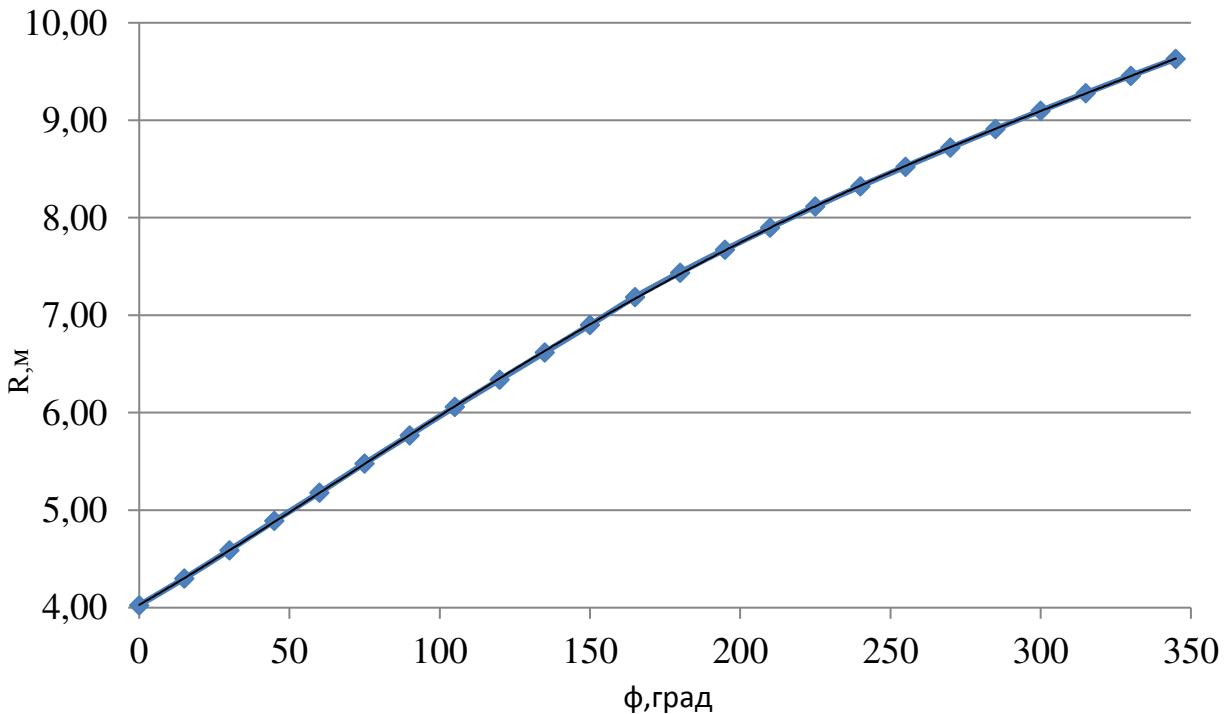


Рисунок 3.3-Изменение наружного радиуса спиральной камеры

Проточная часть турбины показана на рисунке Б.2 приложения Б.

3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

По номограмме определяем тип маслонапорной установки: МНУ 6,3/1-40-8-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью $6,3 \text{ м}^3$, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслонасосным агрегатом ГА 6,3/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 8 м^3 с 2 насосами.

3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определяем тип ЭГР. Так как турбина РО, то выбираем ЭГР. Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГР-2И1-100-11.

3.6 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

По каталогу ОАО «Силовые машины» выбираем гидрогенератор СВ-1130/140-48 ТС4. Параметры данного генератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Основные параметры генератора Учурской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	117,7
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	100
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	4,92
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	125
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	0,91
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,26
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,21
Исполнение		зонтичное	

3.7 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.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_v^* \geq (5.1 \cdot M_{kp} / [\tau_{dop}])^{0.33}, \quad (3.21)$$

где $[\tau_{dop}] = 30$ Мпа.

$$M_{kp} = 0.00974 \text{ N/n}_{\text{сих}} = 0.00974 \cdot 100000 / 125 = 7.79 \text{ (кН·м)} \quad (3.22)$$

$$D_v^* = (5.1 \cdot 7.79 / [30])^{0.33} = 1.09 \text{ (м).}$$

Принимает диаметр вала 1,2 м.

3.8 Расчет подшипника

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:

$$R_{rad} = 0.8 \cdot N / (n_{\text{сих}} \cdot D_1) = 0.8 \cdot 100000 / (125 \cdot 5) = 128 \text{ (кН).} \quad (3.23)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учетом облицовки, принимается на 20 (мм) больше D_v :

$$d_n = 1.20 + 0.02 = 1.22 \text{ (м).}$$

Удельное давление кольцевого подшипника:

$$p_{yd} = R_{rad} / (d_n \cdot h_n) \leq [p_{yd}] = 128 / (1.22 \cdot 0.5) = 210 \text{ (кПа),} \quad (3.24)$$

где $h_n = 500$ (мм) – высота сегмента

Экспериментально получено, что допускаемое $[p_{yd}]$ равно:

$$[p_{yd}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 16.0 = 463 \text{ (кПа),} \quad (3.25)$$

$$\text{где } U = \pi \cdot n_{\text{сих}} \cdot d_n / 30 = 3.14 \cdot 125 \cdot 1.22 / 30 = 16.0 \text{ (м/сек).} \quad (3.26)$$

Условие выполняется.

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = R_{rad} / (1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos(2\alpha)), \quad (3.27)$$

где $\alpha = 360^\circ / Z_{\text{сегм}} = 360^\circ / 10 = 36^\circ$ – центральный угол расположения сегментов

$Z_{\text{сегм}} = 10$ – число сегментов.

$$R_1 = 128 / (1 + 2 \cos 36^\circ + 2 \cos(2 \cdot 36^\circ)) = 39.55 \text{ (кН).}$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = R_{\text{рад}} / (l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}) \leq [p_{\text{уд}}], \quad (3.28)$$

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

$$l_{\text{сегм}} = 0.90\pi \cdot d_{\text{п}} / Z_{\text{сегм}} = 0.9 \cdot 3.14 \cdot 1.22 / 10 = 0.34 \text{ (м).} \quad (3.29)$$

$$p_{\text{уд}} = 128 / (0.34 \cdot 0.5) = 743 \text{ (кПа).}$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$ равно:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 16.0 = 798 \text{ (кПа).} \quad (3.30)$$

Условие выполняется.

Так как выполняются условия прочности для обоих типов подшипников выбираем сегментной тип.

3.9 Выбор геометрических размеров машинного зала

Ширину машинного зала принимаем равной 25 метрам. Ширину монтажной площадки: принимаем разной 15 метрам. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1.5 метров.

Ширина блока гидроагрегата:

$$B_{\text{бл}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 5 = 20 \text{ м} \quad (3.31)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{арг}} + B_{\text{м.п.}} = 20 \cdot 6 + 20 = 140 \text{ м} \quad (3.32)$$

Высоту и пролёт машинного зала принимаем 25 метров.

В связи с тем, что вес ротора составляет 443 т. а количество агрегатов 6 согласно стандарту РусГидро в машинном зале назначается два мостовых кран грузоподъёмностью -250 тонн.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Главная электрическая схема Учурской 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 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.

На рисунке 4.1 представлены виды блоков.

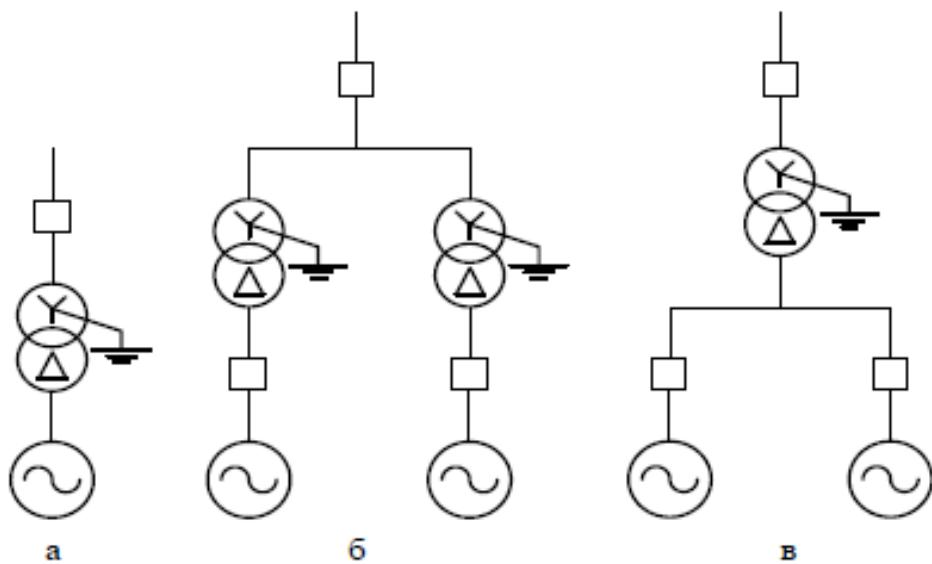


Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков

а – простой блок; б – укрупнённый блок с трансформатором на каждый генератор; в – укрупнённый блок с одним трансформатором на два генератора.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Схема с простыми блоками

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{100 - 100 \cdot 0,01}{0,85} = 116,5 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

где $P_{с.н.}$ – полная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбираем трансформатор ТДЦ-125000/110. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Параметры трансформатора ТДЦ-125000/220

Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %
	ВН	НН		ХХ	КЗ	
125000	242	13,8	Yн/D-11	90	380	11,0

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6431}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5155 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu T_{пл} - \omega T_b = 8760 - 0,9 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8729 \text{ч} \quad (4.3)$$

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

$T_{пл}=32$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

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

$T_b=70$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8729 = 785,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.4)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_h = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{116,5}{125} \right)^2 \cdot 5155 = 1701 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{\text{пот.ЧН1}} = \beta (\Delta W_{xx} + \Delta W_h) = 7,95 \cdot (785,6 + 1701) = 19,77 \text{ тыс.руб/год} \quad (4.6)$$

где $\beta = 7,95$ – стоимость 1МВт·ч за 2018 год согласно единым сценарным условиям для ОЭС Востока;

Для 6-х блоков:

$$И_{\text{пот1}} = 6 \cdot 19,77 = 118,62 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.7)$$

4.2.2 Схема с укрупненными блоками

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{2 \cdot (100 - 100 \cdot 0,01)}{0,85} = 233 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-250000/220. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Параметры трансформатора ТДЦ-250000/220

Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %
	ВН	НН		ХХ	КЗ	
250000	242	13,8	Yн/D-11	240	600	11,0

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,24 \cdot 8729 = 2094,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.9)$$

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

$t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течение года.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,6}{1} \cdot \left(\frac{233}{250} \right)^2 \cdot 5155 = 2686 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{\text{пот.СН1}} = \beta (\Delta W_{\text{хх}} + \Delta W_{\text{н}}) = 7,95 \cdot (2094,9 + 2686) = 38,00 \text{ тыс.руб/год} \quad (4.11)$$

где $\beta = 7,95$ – стоимость 1МВт·ч за 2018 год согласно единым сценарным условиям для ОЭС Востока;

Для 3-х блоков:

$$И_{\text{пот1}} = 3 \cdot 38,00 = 114,00 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.12)$$

4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_{\Gamma} \cdot S_{\Gamma \text{ ном.}} = 0,01 \cdot 6 \cdot 117000 = 7020 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (4.13)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{T_{\text{с.н.}}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

По каталогу ООО “Энергомаш” выбираются трансформаторы ТСЗ-2500/15 УЗ в количестве 3. Каталожные данные представлены в таблице 4.3.

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

$S_{\text{ном}}$, МВт	U_H , кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_{xx} , кВт
	U_{BH}	U_{HH}			
2,5	13,8	6,3	6	21	3,8

Трансформатор сухой, герметичный, без расширителя, с РПН.

4.4 Выбор главной схемы ГЭС по технико-экономическому расчету

Рассматриваемые схемы различаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{OPU} + n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н.}}}, \quad (4.14)$$

где K_T –стоимость силового трансформаторов;

$K_{T_{\text{с.н.}}}$ -стоимость трансформатора собственных нужд;

K_{OPU} –стоимость ячейки ОРУ;

n – число силовых трансформаторов;

m - число трансформатора собственных нужд;

t – число ячеек ОРУ.

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле (4.14):

$$K_1 = 13 \cdot 12,8 \cdot 3 + 6 \cdot 100,8 + 3 \cdot 1,3 = 1107,9 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненным блоком по формуле (4.14):
 $K_2 = 10 \cdot 12,8 \cdot 3 + 3 \cdot 200,1 + 3 \cdot 1,3 = 988,2$ млн. руб.

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

$$Z_i = E_h \cdot K_i + I_i, \quad (4.15)$$

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

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.15):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 775,1 + 0,119 = 166,3 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком по формуле (4.15):

$$Z_2 = 0,15 \cdot 732,2 + 0,114 = 148,3 \text{ млн. руб.}$$

Из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов выбираем схему с укрупненным блоком т.к. она экономичнее на 11%.

4.5 Выбор количества отходящих воздушных линий и марки проводов

Суммарная мощность РУ:

$$S_{\Sigma} = \frac{n_r \cdot P_r - n_{ch} \cdot P_{ch}}{\cos \varphi_r} = \frac{6 \cdot 100 - 3 \cdot 2,5}{\cos \varphi_r} = 697,06 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.16)$$

Передаваемая мощность на одну цепь ВЛ:

$$S_{\text{перед}} = \frac{P_{\text{пред}}}{\cos \varphi_r} = \frac{1,2 \cdot 135}{0,85} = 190,6 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.17)$$

Число линий:

$$n_l = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{перед}}} = \frac{697,06}{190,6} = 3,6 \quad (4.18)$$

Принимается число ВЛ равным $n_l = 4 + 1 = 5$.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{697,06}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 365,9 \text{ А} \quad (4.19)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 365,9 = 422,6 \text{ А.} \quad (4.20)$$

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

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

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{697,06}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 457,3 \text{ А} \quad (4.21)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Параметры провода марки АС-240/32

Число проводов в фазе	$R_0 \text{ Ом/км}$	$X_0 \text{ Ом/км}$	$b_0 \text{ См/км}$
1	0,121	0,435	$2,6 \cdot 10^{-4}$

4.6 Выбор схемы распределительного устройства

Число присоединений РУ-220 кВ: 8 (5 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант две рабочие системы шин. Выбранная схема РУ –220 кВ представлена на рисунке 4.2.

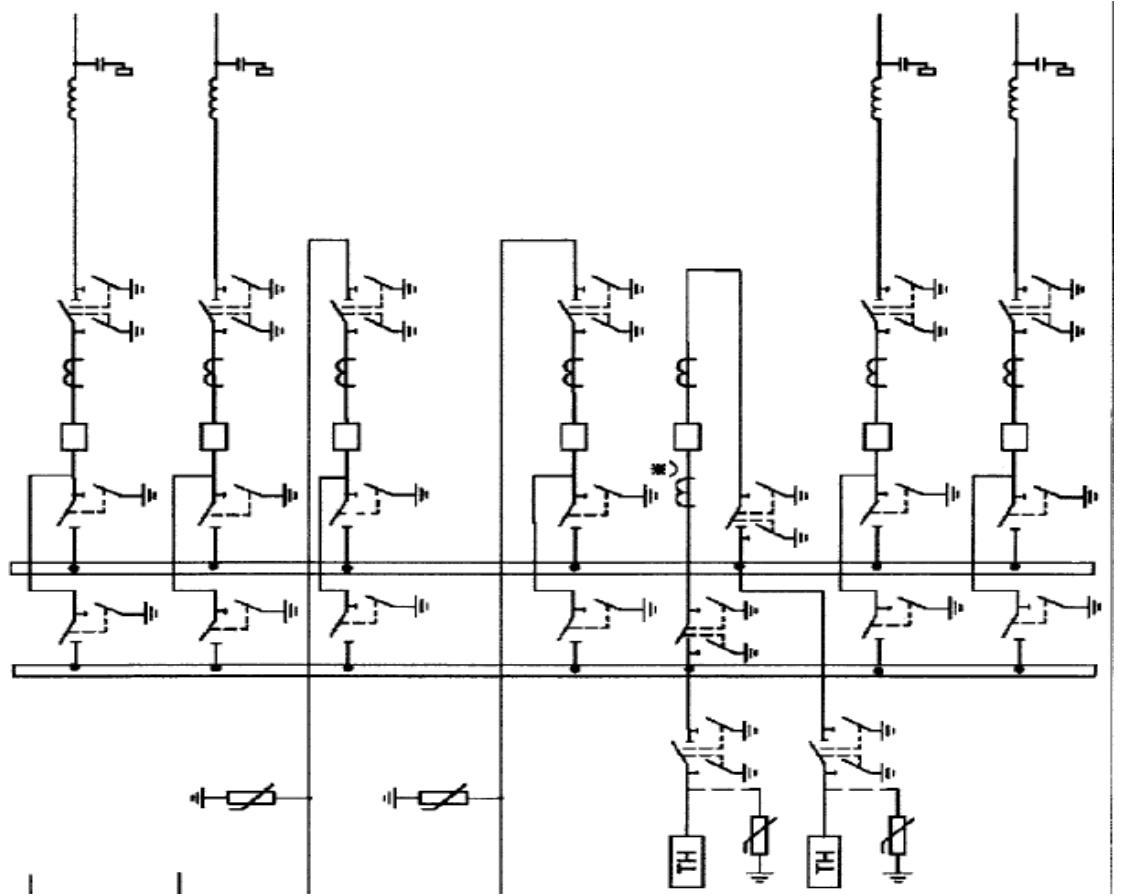


Рисунок 4.2 – Схема выдачи мощности Учурской ГЭС

4.7 Расчёт токов короткого замыкания в программном комплексе RastrWin3

4.7.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_G = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,342 \text{ Ом} \quad (4.22)$$

Значение ЭДС генераторов:

$$E_G = 1,13 \cdot U_G = 15,59 \text{ кВ} \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \left(\frac{U_K \%}{100} \right) \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 25,77 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = 390,43 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

Линии связи с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_0 \cdot l}{n_w} = 11,6 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 230 \text{ кВ.} \quad (4.27)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = 0,063 \quad (4.28)$$

Ниже представлены таблицы с внесенными в ПК исходными данными
таблица 4.5-4.7

Таблица 4.5 – Исходные данные по узлам

№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$
1	Г1	13,8
2	Г2	13,8
3	Г3	13,8
4	Г4	13,8
5	Г5	13,8
6	Г6	13,8
7	Tp1	13,8
8	Tр2	13,8
9	Tр3	13,8
10	СШ	230
11	Линия	230
12	Система	230

Таблица 4.6 – Исходные данные по ветвям

Тип	N нач	N кон	Название	R	X
Выкл	1	7	Г1-Tp1	-	-
Выкл	2	7	Г2-Tр1	-	-
Выкл	3	8	Г3-Tр2	-	-
Выкл	4	8	Г4-Tр2	-	-
Выкл	5	9	Г5-Tр3	-	-
Выкл	6	9	Г6-Tр3	-	-

Продолжение таблицы 4.6

Тип	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	Название	R	X
Тр-р	7	10	Тр1-СШ	0,56	25,77
Тр-р	8	10	Тр2-СШ	0,56	25,77
Тр-р	9	10	Тр3-СШ	0,56	25,77
ЛЭП	10	11	СШ-Линия	2,96	11,6
Выкл	11	12	Линия-Система	-	-

Таблица 4.7 – Исходные данные по генераторам

Название	№ узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E
Г1	1	0,02	0,342	0,02	0,342	0,01	0,21	15,59
Г2	2	0,02	0,342	0,02	0,342	0,01	0,21	15,59
Г3	3	0,02	0,342	0,02	0,342	0,01	0,21	15,59
Г4	4	0,02	0,342	0,02	0,342	0,01	0,21	15,59
Г5	5	0,02	0,342	0,02	0,342	0,01	0,21	15,59
Г6	6	0,02	0,342	0,02	0,342	0,01	0,21	15,59
Система	12	27,63	390,43	27,63	390,43	27,63	390,43	230

4.7.2 Расчёт токов КЗ

Вносим ранее рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrWIN3. Полученные результаты расчета представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{п.0}}^{(3)}$ кА	$I_{\text{п.0}}^{(1)}$ кА	Kу	i_y кА
СШ	6,54	8,27	1,86	17,20
Г1	53,14	-	1,78	133,77

4.8 Выбор и проверка коммутационных аппаратов

4.8.1 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.

4.8.2 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:

$$I_{\Gamma \text{раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{117}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,14 \text{ кА}, \quad (4.29)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{ном}}$ – полная номинальная мощность генератора.

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора Т1-Т3:

$$I_{T \text{раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{T \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,626 \text{ кА}, \quad (4.30)$$

где $U_{T \text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора;

S_T – полная номинальная мощность трансформатора.

Присоединения линий связи с системой:

$$I_{\text{ВЛ раб.макс}} = I_{\text{ВЛ220}} = 0,37 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ВЛ раб.утж}} = I_{\text{ВЛ220 утж}} = 0,46 \text{ кА},$$

где $I_{\text{ВЛ220}}$ – ток воздушной линии;
 $I_{\text{ВЛ220 утяж}}$ – ток аварийного режима.

Рабочий ток в присоединение трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 13,8 кВ:

$$I_{\text{TCH раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{TCH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{TCH ном}}} = 1,05 \cdot \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 0,110 \text{ кА} \quad (4.31)$$

4.8.3 Выбор электрических аппаратов 220 кВ

В качестве коммутационного аппарата распределительного устройства примем элегазовый выключатель ВЭБ-220 с встроенным трансформатором тока ТВГ-220 фирмы «Уралэлектротяжмаш», каталожные данные выключателя представлены в таблице 4.9.

Выключатели серии ВЭБ-220 применяются в открытых распределительных устройствах 220 кВ. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ.

Таблица 4.9- Каталожные данные выключателя ВЭБ-220

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}=220\text{kV}$	$U_{\text{раб max}}=252\text{kV}$
$I_{\text{раб max}}=457,3 \text{ A}$	$I_{\text{ном}}=3150 \text{ A}$
$I_{\text{по}}=6,54 \text{ кA}$	$I_{\text{откл ном}}=50 \text{ кA}$
$i_y=17,2 \text{ кA}$	
$B_{\text{к.расч}}=128,7 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}}=7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Выбран разъединитель РД- 220/2000 производства ОАО ВО «Электроаппарат».

Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий, каталожные данные разъединителя представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10- Каталожные данные разъединитель РД-220/2000

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}=220\text{kV}$	$U_{\text{раб max}}=252\text{kV}$
$I_{\text{раб max}}=457,3 \text{ A}$	$I_{\text{ном}}=2000 \text{ A}$
$I_{\text{по}}=6,54 \text{ кA}$	$I_{\text{терм}}=50 \text{ кA}$
$i_y=17,2 \text{ кA}$	$I_{\text{дин}}=125 \text{ кA}$
$B_{\text{к.расч}}=128,7 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}}=7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Выбран емкостный трансформатор напряжения ДНЕЭ-220.

Измерение напряжения осуществляется емкостным делителем с использованием электронно-оптического преобразователя, установленного в герметичном отсеке нижней части изоляционной колонны. Измерительный

сигнал снимается с нижней секции конденсаторного делителя напряжения, измерения проводятся на уровне микротоков, поэтому в конструкции не используется феррорезонансный блок, применяемый в стандартных конструкциях емкостных измерителей. Питание делителя напряжения осуществляется по оптическому волокну с применением специализированного лазерного источника излучения высокой надежности. Информация об измеренных значениях напряжения передаётся в блок электронной обработки, в цифровом виде, по стандартному оптическому волокну. Таким образом, достигается абсолютная гальваническая изоляция первичных и вторичных цепей.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В·А: 50.

4.8.4 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

Выбран генераторный аппаратный комплекс типа КАГ-20 разработанный ОАО ВО «Электроаппарат» в 2013 г., предназначен для передачи электроэнергии от генератора к блочному трансформатору и отключения токов короткого замыкания в аварийных режимах работы.

КАГ-20 состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. Кожуха КАГ-20 для обеспечения безопасности персонала снабжены смотровыми окнами, позволяющими контролировать положение разъединителя и заземлителей.

КАГ-20 снабжен шкафом управления, в котором реализованы функции местного и дистанционного управления коммутационными аппаратами, защитные блокировки аппаратов, выведены измерительные цепи с измерительных трансформаторов и подключена система мониторинга состояния комплекса.

Проверка представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Проверка генераторного комплекса КАГ-20

Расчётные данные	КАГ-20
$U_{\text{ном}}=13,8 \text{kV}$	$U_{\text{ном}}=\text{до } 20 \text{kV}$
$I_{\text{раб max}}=5140 \text{ A}$	$I_{\text{ном}}=8000 \text{ A}$
$I_{\text{по}}=53,14 \text{ kA}$	$I_{\text{терм}}=90 \text{ kA}$
$i_y=133,8 \text{ kA}$	$I_{\text{дин}}=230 \text{ kA}$
$B_{\text{к.расч}}=8500 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}}=24300 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$
$\beta_{\text{н расч}}=36,5\%$	$\beta_{\text{н ном}}=40\%$

4.8.5 Выбор вспомогательного оборудования

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 220 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения и воздушных линий устанавливаем ОПНп-220/1000/154 (п – полимер, материал покрышки; 1000 – величина тока пропускной способности, А; 154 – наибольшее длительно допустимое действующее значение рабочего напряжения, кВ) фирмы ЗАО «Полимер-аппарат». Для защиты от перенапряжений в сети генераторного напряжения ОПН включен в генераторный комплекс.

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима – ВЗ-630-0,25 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность). Фильтр присоединения – ФП-20/3200 укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» (г. Москва), микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ ромсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно - предотвращать аварийные ситуации. Подключение к сети напряжением выше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

5 Релейная защита и автоматика

Электростанции и сети должны быть защищены от коротких замыканий и нарушений нормального режима устройствами релейной защиты, выключателями или предохранителями и иметь комплекс противоаварийной автоматики.

Оборудование РЗА, включая противоаварийное управление, должно обеспечивать точную работу, настройки и работа на выходе, должны соответствовать схеме сети и режиме работы.

5.1 Характеристики защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1130/140-48 ТС4
мощность номинальная	полная (МВА)	117,7
	активная (МВт)	100
номинальное напряжение (кВ)		13,8
коэффициент мощности cos ф		0,85
частота (Гц)		50
частота вращения (об/мин)		125
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора (кА)		4,92
ток ротора при номинальной нагрузке (А)		1300
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке (В)		191
индуктивное сопротивление по продольной оси (ое)	синхронное X_d	0,91
	переходное X'_d	0,26
	сверхпереходное X''_d	0,21
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,22
емкость обмотки статора		0,91

Таблица 5.2- Параметры силового трансформатора

Тип		ТДЦ-250000/220
мощность номинальная (МВА)		250
номинальное напряжение (ВН) (кВ)		242
номинальное напряжение (НН) (кВ)		13,8
напряжение короткого замыкания (%)		11
группа соединений (НН/ВН)		$\Delta/Y0$

5.2 Расчёт номинальных токов

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

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{ном}}^1 = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{117,6}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4922,0 \text{ A}; \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{ном}}^2 = \frac{I_{\text{ном}}^1 \cdot K_{\text{CX}}}{K_{\text{TT}}} = \frac{4922 \cdot 1}{5000/5} = 4,92 \text{ A}; \quad (5.2)$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» высоковольтное оборудование должно быть оборудовано устройствами релейной защиты и автоматики, предназначенными для [5]:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (обеспечения селективности действия защиты);
- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы;
- обеспечения наименее возможного времени отключения КЗ в целях сохранения оборудования и продолжения бесперебойной работы неповрежденной части оборудования.

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке различные виды защит на основном оборудовании [5].

Защиты генератора СВ-1130/145-48 ТС4:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора (От однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора);
- Защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения при сбросах нагрузки);
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора;
- Защита от потери возбуждения;
- Защита ротора от замыканий на землю;
- Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Защита от понижения частоты на холостом ходу генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-250000/220:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 13.8 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты ОРУ 220:

- АПВ (с контролем отсутствия напряжения);
- Продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ;

Защиты воздушных линий 220кВ:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Автоматическое повторное включение (АПВ);
- 3-х ступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- ТО (для резервирования ДЗ при близких КЗ);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита (от замыканий на землю);
- УРОВ 220 кВ;

Противоаварийная автоматика:

- Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- Автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);
- Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ).

Защиты трансформаторов общестанционных собственных нужд:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- Максимальная токовая защита на стороне 13,8 кВ;
- Максимальная токовая защита на стороне 6 кВ с пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки.

5.4 Расчет релейных защит

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

Продольная дифференциальная защита генератора — это основная быстродействующая защита от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Задача трехфазная и подключается к трансформаторам тока на линейных выходах статора генератора и нейтральных выводах трансформатора тока.

Номинальный ток генератора: $I_{\text{ном}} = 4922 \text{ А}$.

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{H}} = 246,1 \text{ А} \quad (5.3)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.4)$$

где $K_{\text{H}} = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}} = 738,6 \text{ А}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} \quad (5.5)$$

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;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_{\text{H}} = \frac{1,13}{0,21} \cdot 4922 = 26485 \text{ А.} \quad (5.6)$$

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

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 26485 = 2648,5 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T} = \frac{2648,5 \cdot 2}{26485} = 0,2, \quad (5.7)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{*CP}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.8)$$

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

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

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

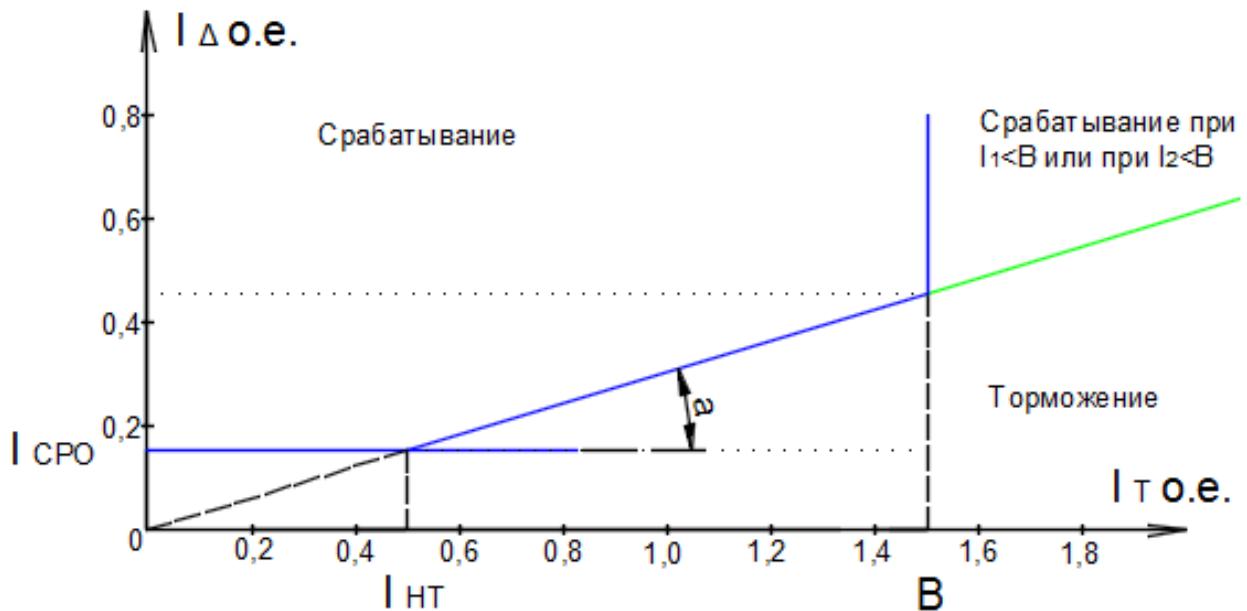


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания ДЗ генератора

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

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

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

Защита осуществляется с использованием двух устройств 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.

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

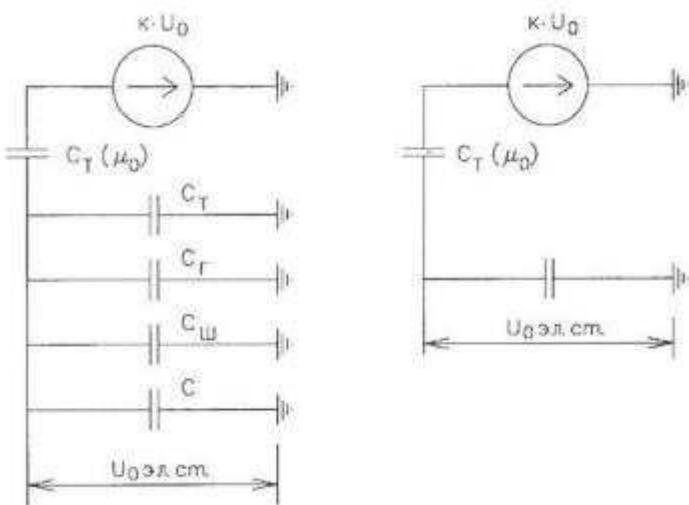


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения $U_{0\text{ эл.ст.}}$.

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

где $K = 0,5$ – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора;

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

$C_\Gamma = 0,91 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T = 0,0303 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}} = 0,008 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ емкость шинопровода по отношению к земле;

$C_B = 0,35 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ емкость генераторного выключателя.

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

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

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_\Sigma &= C_T + C_\Gamma + C_{\text{Ш}} + C_B = 0,0303 + 0,91 + 0,008 + 0,35 = \\ &= 1,298 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \end{aligned} \quad (5.12)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 9,73 \text{ А.} \quad (5.13)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,298} = 160,3 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{TH}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 160,3}{\frac{\sqrt{3} \cdot 0,1}{3}} = 3,18 \text{ В} \quad (5.14)$$

$$U_{\text{CP}} \geq 3,18,$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

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 третей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,31 \text{ о. е.} \quad (5.15)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.4.3 Защита от повышения напряжения (U1>; U2>)

Уставка защиты U2>:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.16)$$

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>:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.17)$$

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.

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

Защита предназначена для устранения несимметричных режимов энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях генератора.

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.18)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.19)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H.$$

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

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{60}{600}} = 0,22. \quad (5.20)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,19, \quad (5.21)$$

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

$$I_{*2\text{пуск}} = 0,19 \cdot I_H. \quad (5.22)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{пуск}} = 0,19$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,19^2} \approx 830 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.23)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.24)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3. Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

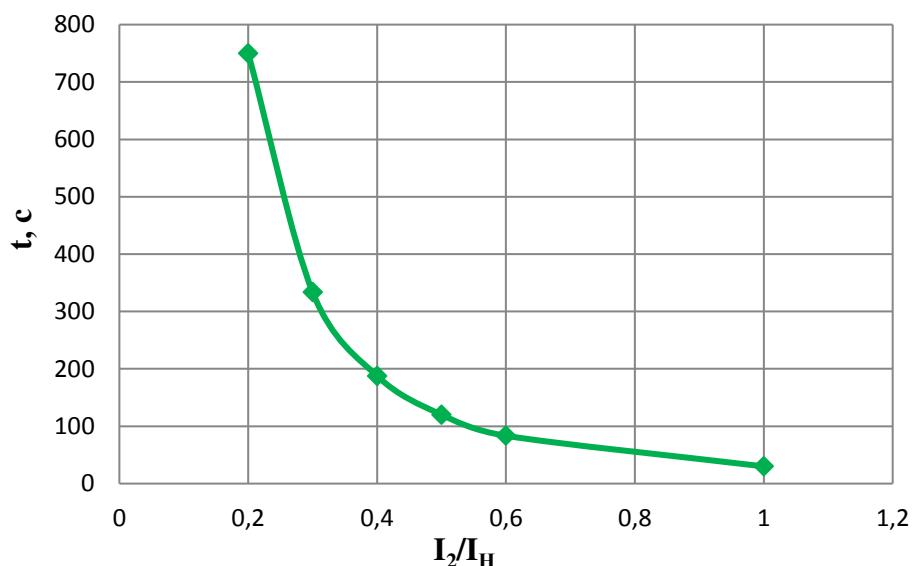


Рисунок 5.3 - Характеристика защиты обратной последовательности

Время отклика принимается в соответствии с характеристикой срабатывания интегрального органа: $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 750 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Этот параметр устанавливается в соответствии с инструкциями производителя ($t_{\text{охл}} = 130\text{с}$).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется следующими условиями:

1. Для предотвращения перегрева ротора, когда протекает ток обратной последовательности;

2. Для обеспечения чувствительности, когда происходит короткое замыкание двух фаз на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

3. Для согласования чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: ток срабатывания выбирается по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности.

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{\text{ка1}} \leq \frac{I_2^2}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot \left(x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 + x_{\Gamma} \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 + 2 \cdot x_T \right)} = \frac{1}{1,3 \cdot \left(0,21 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 + 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 + 2 \cdot 0,11 \right)} = 0,008 \text{ о. е.}, \quad (5.25)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

x_{Γ} - сопротивление обратной последовательности генератора;

x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{2 \cdot 0,008 \cdot 242}{1,2 \cdot 13,8} = 0,28 \cdot I_H. \quad (5.26)$$

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.27)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.28)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа.

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

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

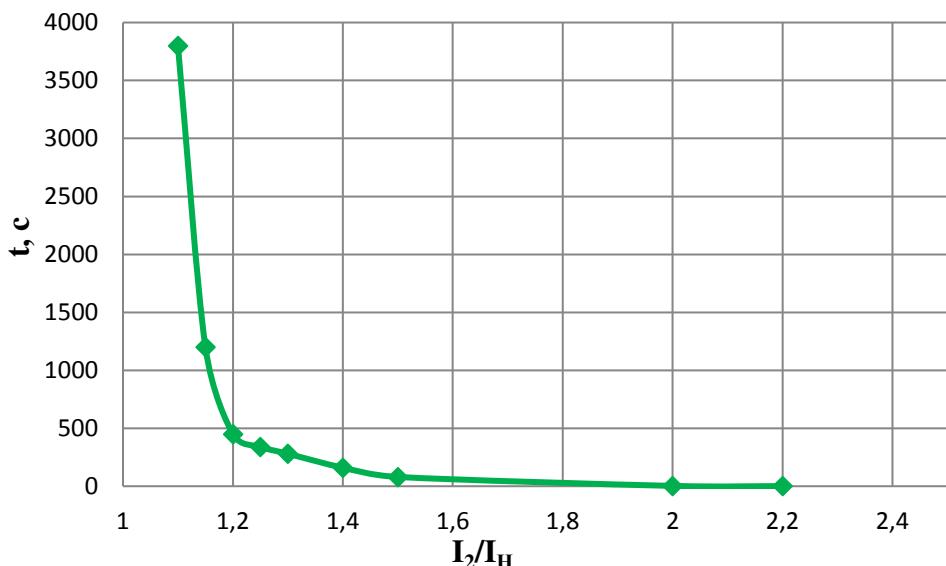


Рисунок 5.4 - Характеристика защиты от симметричных перегрузок

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора.

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{HOM}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{HOM}, \quad (5.29)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.30)$$

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

5.4.6 Дистанционная защита генератора

Задача создана на основе дистанционных органов и подключена 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:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 25,77 + \frac{0,8}{5} \cdot 11,6 = 22,47 \text{ Ом}, \quad (5.31)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{117,7} = 25,77 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 + \frac{0,8}{5} \cdot 0,22 = 0,12, \quad (5.32)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,12 \cdot 1,62 = 0,199 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_\Gamma} = \frac{13,8^2}{117,7} = 1,62.$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,199 \cdot \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,44 \text{ Ом.} \quad (5.34)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,5 \text{ Ом.}$

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Принимаем уставку, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4922} = 1,62 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ.}}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1300 - 0,95}{650}}{0,91} = 3,35, \quad (5.36)$$

где $I_{\text{В.ХХ.}}$ – 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:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.38)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} \approx 69^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,36}{1,05} = 0,36 \text{ о. е.} \quad (5.39)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,36 \cdot \frac{13,8^2}{117,7} = 0,585 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,585 \cdot 5000 / 5}{13800 / 100} = 4,24 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,3 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,18 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,51 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

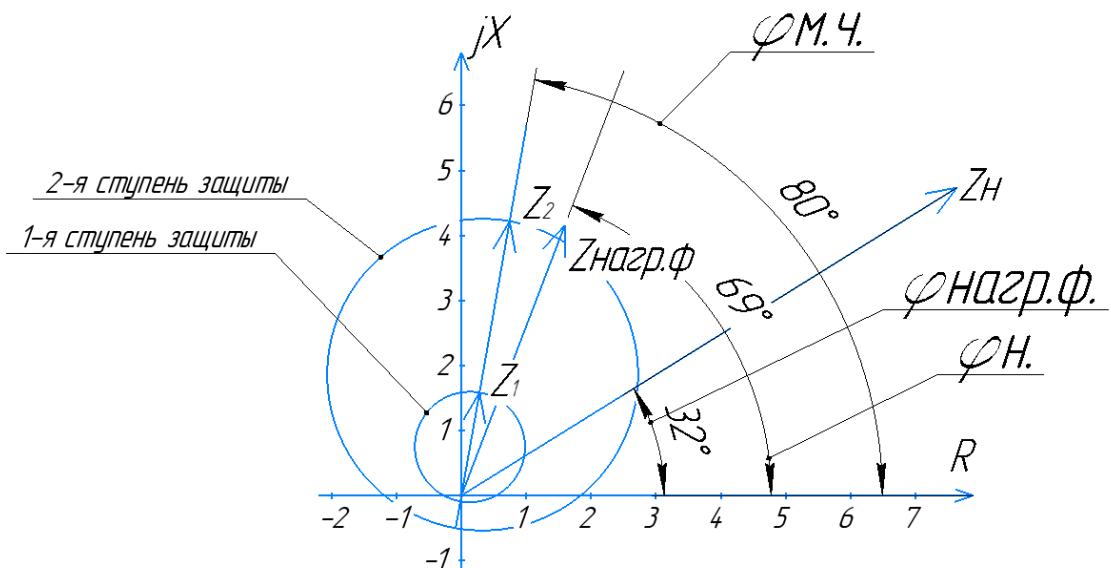


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.42)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,22 I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.43)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Ставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки ротора, приведенной в таблице 5.5:

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

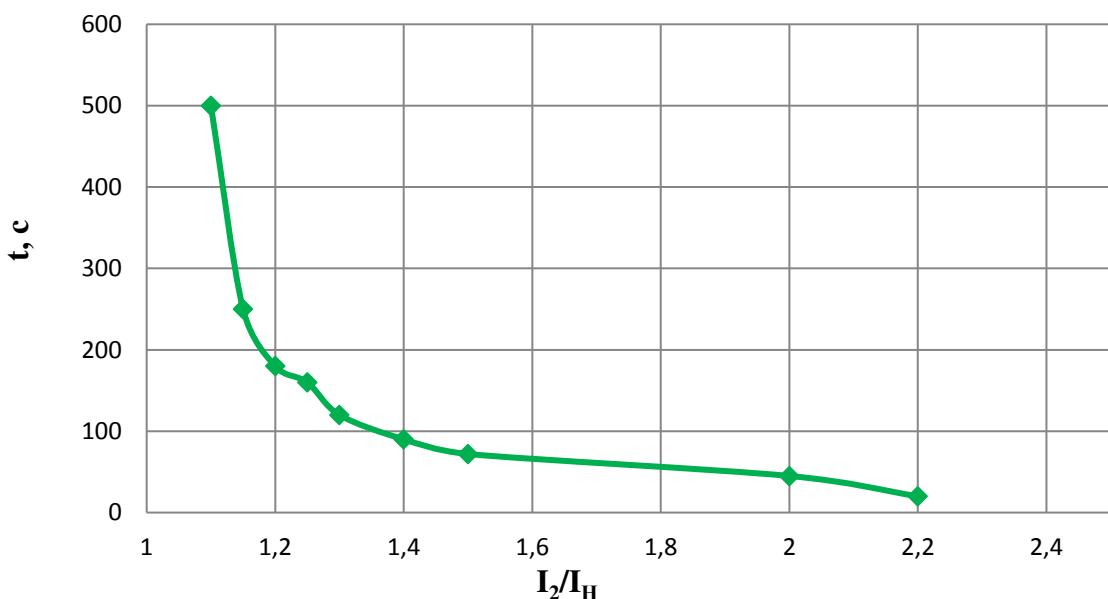


Рисунок 5.6 - Характеристика защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_P \text{ пуск.} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,40 I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.44)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Для защиты блока генератор-трансформатор выбрано микропроцессорная защита серии ЭКРА 200 устанавливаемая российским научно-производственным предприятием «НПП Экра».

Задача генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор средней мощности, как правило, выполняется на базе шкафа типа ШЭ1113.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.6

Таблица 5.6 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,30	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,50 \cdot I_H$	2,46 A
		Тормозной ток, В	$1,50 \cdot I_H$	7,38 A
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	- 5 B
		t_2	U_{02G}	- 10 B
		t_3	U_{0G}	- 15 B
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,20	-
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	140 B
		1 ступень	U_{CP1}	120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2\text{сигн}}$	0,34 A
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	0,93 A
		OTC I	$I_{2\text{с.з.}}$	1,38 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{\text{сигн}}$	5,26 A
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	5,41 A
		OTC	$I_{1\text{OTC}}$	6,02 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,199 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,585 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P\text{ сигн.}}$	4,11 A
		ПО	$I_{P\text{ пуск.}}$	4,69 A
		Отсечка	$I_{P\text{ пуск.}}$	9,22 A

Матрица отключений представлена в таблице 5.7

Таблица 5.7 – Матрица отключений защит

Защиты				Отключение В/Г		Гашение полей		Останов турбины и сброс АРЗ		Пуск ПЖТ ГГ		Отключение СВ		Отключение В-220 и В-ТСН		Разгрузка по мощности		Предупредительный сигнал	
Наименование		Обозначение																	
ДЗ продольная			$I\Delta G$			+	+	+	+	+									
ЗЗГ	U_0	t_1																	+
		t_2																	+
		t_3		+	+	+													
ЗПН	$U >$	t		+	+	+													
		1 ступень t_1		+	+														
		2 ступень t_2		+	+														
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО																	+
		ИО		+	+														
		OTC I	t_1																+
			t_2																+
			t_3	+	+														
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО																	+
		ИО		+	+														
		OTC	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_p	СО																	+
		ИО		+	+														
		Отсечка		+	+														

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований:

Бетонная водосливная плотина на скальном основании высотой в пределах 60-100 м - II класс.

Грунтовая плотина на скальном основании высотой в пределах 50-80 м - II класс.

Установленная мощность ГЭС - 600 МВт - II класс.

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений 200 человек - III класс.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению – принимаем II класс сооружения.

Коэффициент надёжности для сооружений II класса:

$$\gamma_n = 1,2.$$

6.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГГП}$ принимаем:

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

где h_s - превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ:

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

где Δh_{set} - высота ветрового нагона;

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

a - конструктивный запас, принимаемый 0,5 м.

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha_w , \quad (6.3)$$

где α_w - угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, в пределах курсового проекта $\alpha_w = 0^\circ$;

$V_w = 7$ м/с -расчетная скорость ветра;

$L = 5700$ м – длина разгона волн;

d - средняя высота водохранилища.

K_w - коэффициент, принимаемый по СНиП. Для скорости ветра $V_w = 7$ м/с принимаем $K_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$.

Условная расчётная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}}{2} = \frac{278 - 208}{2} = 35 \text{ м} \quad (6.4)$$

Высота волнового разгона по формуле (2.3):

$$\Delta h_{\text{сет}} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 7^2 \cdot 5700}{9,81 \cdot (35 + 0)} = 0,0001 \text{ м}$$

Вычислим безразмерные величины:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 5700}{7^2} = 1141,16; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{7} = 30270,86. \quad (6.6)$$

где t - время разгона волны, принимается 6 часов.

Далее по графику верхней огибающей кривой и значениям $\frac{g \cdot t}{V_w}$ и $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ определим параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot T}{V_w}$ и сведём в таблицу 6.1.

Таблица 6.1-Результаты расчетов.

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot t}{V_w}$		
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
2,95	0,045	3,8	0,65

Используя наименьшие значения из таблицы 6.1 определим средний периода волны T и среднюю высоту волны \bar{h} :

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 2,95 \Rightarrow T = \frac{2,95 \cdot V_w}{g} = \frac{2,95 \cdot 7}{9,81} = 2,1 \text{ с}, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,045 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,045 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,045 \cdot 7^2}{9,81} = 0,22 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\overline{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,1^2}{2 \cdot 3,14} = 6,92 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Проверка на глубоководность:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d, \quad (6.10)$$

$$35 \text{ м} > 3,46 \text{ м}$$

Условие выполнено, зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,22 \cdot 2,15 = 0,48 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где k_i – определяемый по графику [2, Приложение 1, рис. 2], $k_i = 2,15$.

Высота наката волн на откос обеспеченностью 1% по накату:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} \quad (6.12)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по [2, табл.6];

$k_{sp} = 1,1$ – коэффициент, принимаемый по [2, табл.7];

$k_{run} = 2,25$ – коэффициент, принимаемый по графику [2, рис. 10].

Коэффициенты принимаются для каменно-набросной плотины с каменным креплением верхнего откоса, с заложением $m = 2$.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,15 \cdot 0,48 = 1,08 \text{ м.}$$

Превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ по формуле (6.2):

$$h_s = 1,08 + 0,001 + 0,5 = 1,58 \text{ м.}$$

$$\nabla ГГП = 278 + 1,58 = 279,58 \text{ м.}$$

6.3 Гидравлические расчёты

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС. Данные для расчета представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2-Данные для гидравлического расчёта

Q 0.1% м ³ /с	Q 1% м ³ /с	Отметка дна м	Q агрегата м ³ /с	НПУ м	ФПУ м	УНБ Q 0.1% м	УНБ Q 1% м
7977	6982	208	199	278	279	219	218,3

Определяется расчётный расход; сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{\text{осн.}max} - (n - 1) \cdot Q_{GA} = 6982 - (6 - 1) \cdot 199 = 5987 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.13)$$

где $Q_{\text{осн.}max}$ - расчетный максимальный расход для основного расчетного случая (1% обеспеченности) с учетом трансформации его водохранилищем,

Q_{GA} – расход через один гидроагрегат,

n – Количество гидроагрегатов.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = V_{hp} \cdot h_{hb} = 7 \cdot 10,3 = 72,1 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.14)$$

где $V_{hp} = 7 \text{ м/с}$ - допустимая скорость рисбермы на диорите;

$h_{hb} = 218,3 - 208 = 10,3 \text{ м}$ – глубина воды в НБ при 1% расходе.

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 72,1 = 90,12 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.15)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{5987}{90,12} = 66,43 \text{ м.} \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Округляю B до 70 метров, принимаю $n = 5$ количество пролетов по 14 метров.

Толщина быка по формуле Березинского:

$$\delta_B = 0,16 \cdot b = 0,16 \cdot 14 = 2,24 \text{ м} \quad (6.17)$$

Принимаем, что каждый бык является разрезным с шириной 3 метра.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{5987}{0,49 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,58 \text{ м.} \quad (6.18)$$

где m - коэффициент расхода водослива практического безвакуумного профиля, $m = 0,49$ (рисунок 6.1);

B - принимается только для водосливного фронта без быков.

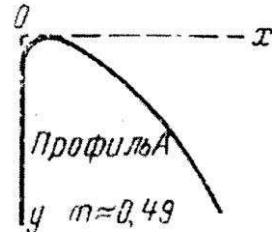


Рисунок 6.1-Очертание водосливной стенки

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\pi} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{5987}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 12,27 \text{ м.} \quad (6.19)$$

где σ_{π} - коэффициент подтопления (принимается равным единице);

ε – коэффициент бокового сжатия;

m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля;

Коэффициент бокового сжатия:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{11,58}{14} = 0,92 . \quad (6.20)$$

где b - ширина одного пролёта, $b = 14$ м;

n – количество пролетов, $n = 5$;

ξ_0 – коэффициент зависящий, от расположения быка в плане, принимаю равным 0,45;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимаю равным 0,7.

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 12,27 - \frac{1,1 \cdot 1,04^2}{2 \cdot 9,81} = 12,20 \text{ м} \quad (6.21)$$

где $\alpha = 1,1$ коэффициент Кориолиса,

V_0 - скорость подхода потока к плотине, определяемая по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_6)} = \frac{5987}{(278 - 208) \cdot (70 + (5-1) \cdot 3)} = 1,04 \text{ м/с.}, \quad (6.22)$$

Округляем напор в большую сторону по стандартному ряду:

$$H_{ct} = 14 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ct} = 278 - 14 = 264 \text{ м} \quad (6.23)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ct} = 264 + 1,6 \cdot 14 = 286,4 \text{ м.} \quad (6.24)$$

За общую отметку гидроузла принимаем наибольшую из полученных: $\nabla ГБ=286,4$ м и $\nabla ГГП=279,6$ м. Таким образом, за отметку гребня плотины принимаем $\nabla ГБ=286,4$ м.

6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла:

$$Q_{p,пов} = Q_{max\,повер} - Q_{ГЭС} = 7977 - 6 \cdot 199 = 6783 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.25)$$

где $Q_{max\,повер}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% ,

$Q_{ГЭС}$ - максимальных расход, требующийся для выработки установленной мощности станции.

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\,пов} = \left(\frac{Q_{p,пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{6783}{0,49 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,14 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\,пов} = \left(\frac{Q_{p\,пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\pi} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{6783}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,81 \text{ м.} \quad (6.27)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5 - 1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{11,14}{14} = 0,92, \quad (6.28)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\,пов} = \frac{Q_{p,пов}}{(\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Delta \text{НА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} \quad (6.29)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{6783}{(279 - 208) \cdot (70 + (5 - 1) \cdot 3)} = 0,98 \text{ м/с},$$

где $\nabla\Phi\text{ПУ}$ — отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку $\Phi\text{ПУ}$ — принимаем равной 279 м.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода при пропуске поворочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g} = 11,81 - \frac{1,1 \cdot 0,98^2}{2 \cdot 9,81} = 11,76 \text{ м}, \quad (6.30)$$

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\Gamma\text{В} + H_{\text{пов}} = 264 + 11,76 = 275,76 \text{ м}. \quad (6.31)$$

Расчётная отметка $\nabla\Phi\text{ПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно, отметки $\nabla\Phi\text{ПУ}$ равной 279 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

6.3.4 Построение профиля водосливной грани

Оголовок плотины представлен на рисунке 6.2.

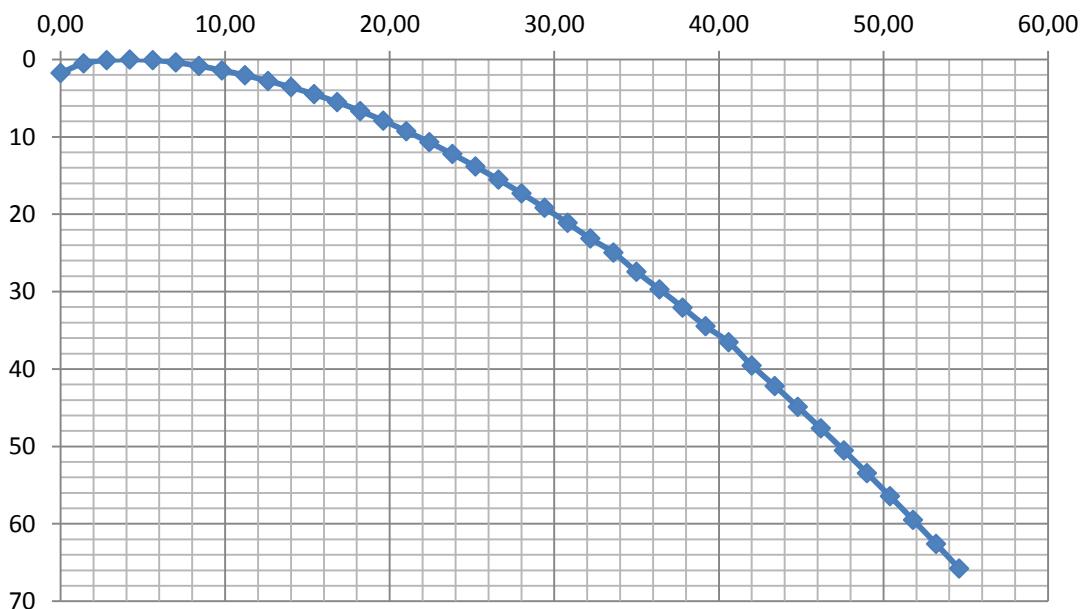


Рисунок 6.2 - Оголовок плотины

Высота водослива:

$$С_в = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} - \nabla\text{ДНО} = 278 - 14 - 208 = 56 \text{ м}. \quad (6.32)$$

6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим параметры гидравлического прыжка за водосливом.
Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5987^2}{9,81 \cdot (70 + (5-1) \cdot 3)^2}} = 8,42 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 278 - 208 = 70 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{70}{8,42} = 8,31 \text{ м.} \quad (6.35)$$

$$\varphi = 0,90.$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ_c'' . $\xi_c = 0,3$; $\xi_c'' = 2,5$.

Сопряженные глубины:

$$h_c^{\circ} = \xi_c \cdot h_{kp} \quad (6.36)$$

$$h_c^{''} = \xi_c^{''} \cdot h_{kp} \quad (6.37)$$

Таким образом

$$h_c^{\circ} = 0,3 \cdot 8,42 = 2,53 \text{ м,}$$

$$h_c^{''} = 2,5 \cdot 8,42 = 21,06 \text{ м.}$$

Глубина в НБ при $Q_{\text{осн.}max} = 6982 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{\text{НБ}} = 11 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c^{''} > h_{\text{НБ}}$).

6.3.6 Расчет параметров принятых гасителей

Так как высота плотины составляет 78,4 м и в основании скала, гашение потока будет происходить с помощью отброса струи.

Отметка носка:

$$\nabla \text{НОС} = \nabla \text{НБ} + 1 = 219 + 1 = 220 \text{ м.} \quad (6.38)$$

где $\nabla\text{НБ} = 219$ м - отметка НБ при 0,1% расходе.

Высота уступа над дном:

$$a = \nabla\text{НОС} - \nabla\text{Дна} = 220 - 208 = 12 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Напор воды на носке:

$$Z_h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НОС} = 278 - 220 = 58 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Напор, создаваемый плотиной:

$$Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ} = 278 - 218,3 = 59,7 \text{ м,} \quad (6.41)$$

Скорость потока воды на носке:

$$v_h = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_h} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 58} = 30,4 \text{ м/с,} \quad (6.42)$$

где φ – коэффициент скорости потока равный 0,9.

Высота потока воды на носке.

$$h_h = \frac{q}{v_h} = \frac{62,36}{30,4} = 2,05 \text{ м,} \quad (6.43)$$

где q – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{(B + (n - 1) \cdot \delta_6)} = \frac{5987}{(70 + (5 - 1) \cdot 3)} = 62,36 \text{ м}^2/\text{с,} \quad (6.44)$$

Коэффициент аэрации определяем, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_h^2}{g \cdot h_h} = \frac{30,4^2}{9,81 \cdot 2,05} = 45,7 \Rightarrow k_a = 0,85 \quad (6.45)$$

Дальность отлета струи:

$$L = k_a \cdot Z_h \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(\sqrt{\left(1 + \left(\frac{z_0}{Z_h} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)} + 1 \right) \quad (6.46)$$

$$L = 0,85 \cdot 58 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30^\circ) \left(\sqrt{1 + \left(\frac{59,7}{58} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2(30^\circ)}} + 1 \right) = \\ = 71,6 \text{ м}$$

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

$k_a = 0.85$ коэффициент аэрации.

Проверка дальности отлета струи на безопасное расстояние:

$$L > 0,4 \cdot Z_0, \quad (6.47)$$

$$L > 23,9 \text{ м.}$$

$$71,6 \text{ м} > 23,9 \text{ м.}$$

Условие выполнено, яма размыва на безопасном расстоянии от основания плотины.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 31,62 - 10,3 = 21,32 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где $h_{\text{НБ}} = 10,3 \text{ м}$ – глубина в НБ при $Q = 1\%$.

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H \\ t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{45,7}) \cdot \sqrt{45,7} \cdot \sqrt[4]{\frac{10,3}{1}} \cdot 2,05 = 31,32 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.49)$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале, в расчете принимаем равное 0,8.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} = 70,6 + \frac{32,32}{0,74} = 113,1 \text{ м.} \quad (6.50)$$

$$\begin{aligned} \text{где } tg\alpha_1 &= \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \\ tg\alpha_1 &= \sqrt{tg^2(30) + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 2,05 \cdot \cos(30) + 12 - 10,3)}{30,4^2 \cdot \cos^2(30)}} = 0,74, \end{aligned} \quad (6.51)$$

Ширина ямы размыва:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{kp} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 8,42 + 3,7 \cdot 21,32 = 99,93 \text{ м.} \quad (6.52)$$

где h_{kp} – критическая глубина потока.

6.3.7 Расчет донного водосброса

Для безопасного сброса воды в нижний бьеф в зимний период в случае аварии или ограничения выработки предусматриваем глубинный водосброс в грунтовой плотине. Пропускная способность водосброса, предназначена для работы в зимний период, должна определяться из условия обеспечения сработки полезной емкости водохранилища к началу весеннего половодья.

Расчетный расход водосбросного отверстия:

$$Q_{\text{расч}} = \frac{V_{\text{полезн}}}{t} = \frac{14840000000}{18144000} = 817,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.53)$$

где $V_{\text{полезн}} = 14840000000 \text{ м}^3$ - полезный объем водохранилища;
 $t = 18144000 \text{ с}$ - время сработки водохранилища (7 месяцев).

Задаемся высотой отверстия водосброса $h = 4 \text{ м}$.

Водосброс располагаем на высоту 4 м от дна.

Расчетное сечение водосброса:

$$\omega = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{\text{бо}}} = \frac{817,9}{0,80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 4}} = 28,85 \text{ м}^2} \quad (6.54)$$

где $\mu = 0,80$ – коэффициент расхода;

$H_{\text{бо}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна} - \frac{h}{2} - 4 = 278 - 208 - \frac{4}{2} - 4 = 64 \text{ м}$ – напор над центром выходного отверстия.

Ширина отверстия:

$$b = \frac{\omega}{h} = \frac{28,85}{4} = 7,21 \text{ м} \quad (6.55)$$

Округляем до стандартного значения $b = 8 \text{ м}$.

Принимаем, количество отверстий $n = 2$, высотой $h = 4 \text{ м}$, шириной $b = 8 \text{ м}$.

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу является наиболее экономичным.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями. Схема треугольного профиля плотины изображена на рисунке 6.3.

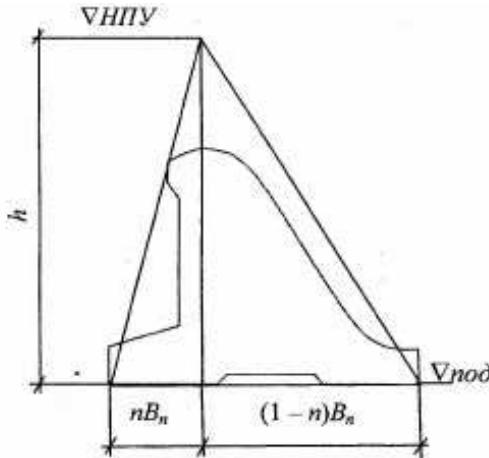


Рисунок 6.3.- Схема треугольного профиля плотины.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений, определяем выражение ширины водосливной плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} (1-n) + n(2-n) - \alpha_1}} = \frac{70}{\sqrt{\frac{2400}{1000} (1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.56)$$

где α_1 – коэффициент снижения фильтрационного давления за счет противофильтрационных завес и дренажей, принимаемый 0,5;

ρ_b и ρ_w плотности бетона и воды, $\rho_b = 2400 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$, $\rho_w = 1000 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$.

$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 278 - 208 = 70$ м. - высота плотины;

$\nabla \text{ПОД} = \nabla \text{ДНО} = 208$ м.- отметка подошвы.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию, определяем ширину подошвы водосливной плотины B_n^{II} :

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{f \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)} = \frac{1,2 \cdot 70}{0,7 \left(\frac{2400}{1000} + n - 0,5 \right)}, \quad (6.57)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый для II класса сооружения 1,2;

f – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для диорита 0,7.

Задаваясь различными значениями n , построю графики зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$ (рисунок 6.4).

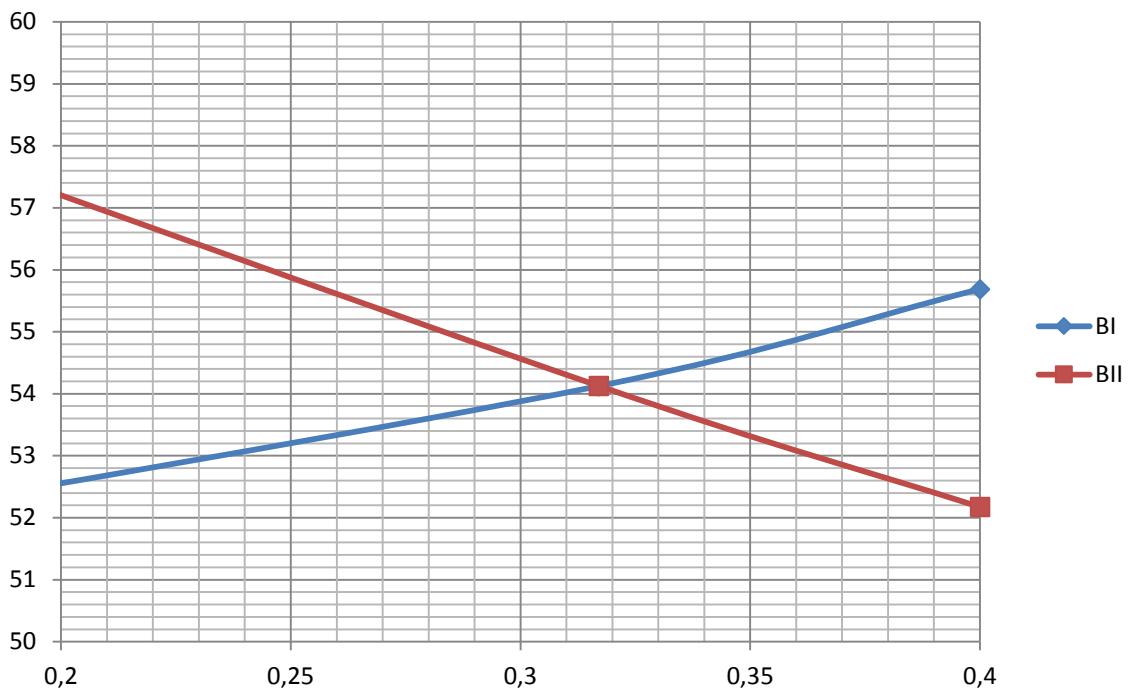


Рисунок 6.4 - Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Точкой пересечения кривых являются координаты $n = 0,317$ и $B = 54,13$ м. Принимаем ширину по основанию $B = 54,13$ м.

6.4.2 Разрезка плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Расстояние между швами:

$$L = \delta_b + b = 3 + 14 = 17 \text{ м}, \quad (6.58)$$

Температурные швы принимаем шириной 5мм на расстоянии не более 5м от лицевых граней и гребня, а внутри 0,2 см.

6.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Согласно рекомендациям для затворов шириной 14 м, толщина быка принимается в диапазоне $(0,12 \div 0,16)$ ширины затвора либо больше. Для расчётной ширины водослива толщина быка составляет $(1,68 \div 2,24)$ м.

С учетом конструктивного запаса, принимаем толщину быка 3 м.

Ширина и длина паза ремонтного затвора 0,5 м. Ширина паза рабочего затвора принимаем 0,7 м. Длина паза рабочего затвора принимаем 1,5 м.

Расстояние между пазами рабочего и ремонтного затворов принимаем 2 м.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 3 м, проезжую часть шириной – 7 м и место под кран – 10 м. Общая ширина сооружения по гребню 20 м.

6.4.4 Устои

При проектировании учитываем, что высота плотины более 40м, соответственно сопряжение бетонной плотины с грунтовой осуществляется за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую. Между станционной и водосливной частью устраиваем разделительный устой.

6.4.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Галереи расположены через 15 м по высоте.

Принимаю галерею цементационной завесы и дренажную галерею шириной 3 м и высотой - 4 м и верхние смотровые 2x3 м.

6.4.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр скважин принимаем 20 см, расстояние между осями дрен 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$, а также до верховой грани продольной галереи назначаем при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (6.59)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр}$, m – критический средний градиент напора для бетона плотины (для гравитационных плотин равен 25);

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 278 - 208 = 70 \text{ м.} \quad (6.60)$$

$$a_{др} \geq \frac{70 \cdot 1,2}{25} = 3,36 \text{ м.}$$

Принимаем $a_{др} = 4 \text{ м.}$

6.5 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.5.1. Цементационная завеса

Вертикальную преграду фильтрационным потокам выполняем в виде цем. завесы.

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

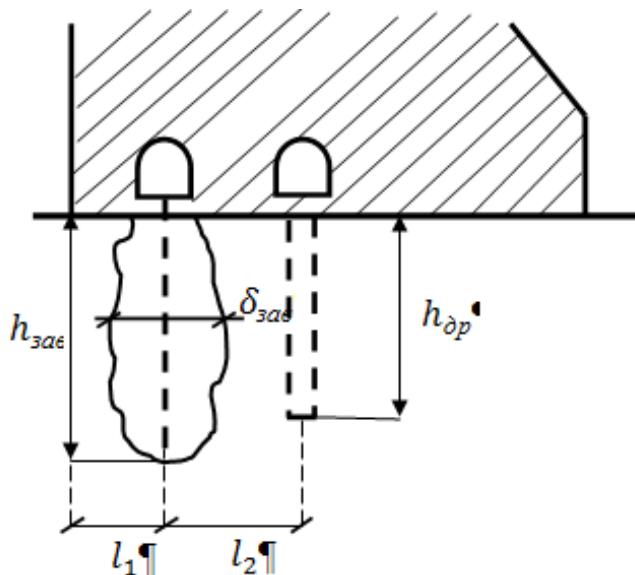


Рисунок 6.5 - Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Величина отступа цем. завесы от напорной грани:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_n = 0,09 \cdot 54,13 = 4,87 \text{ м.} \quad (6.61)$$

где $B_n = 54,13$ м - ширина подошвы плотины. Принимаем $l_1 = 5$ м.

Расстояние l_2 принимается из условий:

$$l_2 > 4 \text{ м,} \quad (6.62)$$

$$l_2 > \frac{\delta_{зав}}{2} = \frac{3,5}{2} = 1,75 \text{ м. (см. ниже).} \quad (6.63)$$

Принимаем $l_2 = 6$ м.

Диаметр дренажа принимаем $d = 0,2$ м.

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d = 0,5 \cdot 68,2 = 34,1 \text{ м,} \quad (6.64)$$

где $H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{min} = 278 - 209,8 = 68,2$ м.

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

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n, \quad (6.65)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

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

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 68,2 - 27,28 = 40,92 \text{ м}, \quad (6.66)$$

где $H_d = 68,2 \text{ м}$ – полный фильтрационный напор;

$H_{as} = 27,28 \text{ м}$ – напор на цем. завесе (рассчитано в разделе 6).

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{40,92}{15} \cdot 1,2 = 3,36 \text{ м}. \quad (6.67)$$

Принимаем $\delta_{\text{зав}} = 3,5 \text{ м}$.

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 - 0,7) \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 34,1 = 17,05 \text{ м}. \quad (6.68)$$

6.6 Фильтрационные расчеты

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (II класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (6.69)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15. \quad (6.70)$$

где H_{as} – напор на цем. завесе;

H_{dr} – напор на дренаже.

Зная величину $H_d = 68,2 \text{ м}$, вычисляем из соотношений (6.69) и (6.70) H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 68,2 = 27,28 \text{ м}. \quad (6.71)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 68,2 = 10,23 \text{ м}. \quad (6.72)$$

Характер фильтрационных расчётов показан на рисунке 6.6

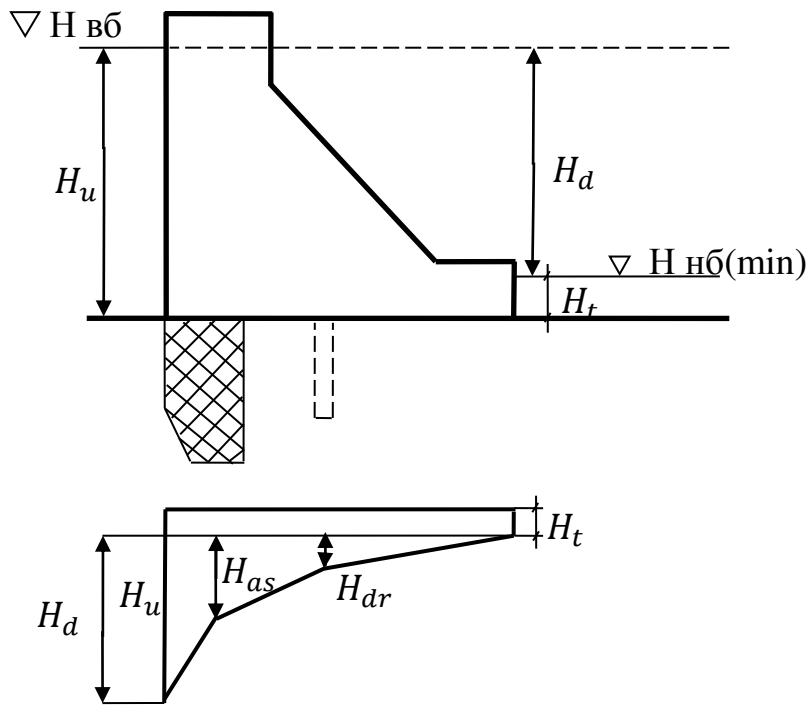


Рисунок 6.6 - Фильтрация на скальном основании

6.7 Определение основных нагрузок на плотину

6.7.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCAD.

$$S_{\text{пл}} = 1940 \text{ м}^2 .$$

$$S_6 = 2430 \text{ м}^2 .$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_b}{b + \delta_b} = \frac{1940 \cdot 14 \cdot 24}{14 + 3} = 38344 \text{ кН/м} , \quad (6.73)$$

где γ_b – плотность бетона;

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

b – ширина пролета;

δ_b – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_b \cdot \gamma_b}{b + \delta_b} = \frac{2430 \cdot 3 \cdot 24}{14 + 3} = 10292 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

где S_6 – площадь поперечного сечения быка.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0.055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 217 \sqrt{217} \cdot 9,81 = 1725 \text{ кН}, \quad (6.75)$$

где f – площадь затвора :

$$f = (\nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \Gamma_{В} + 0.5) \cdot b = (279 - 264 + 0.5) \cdot 14 = 217 \text{ м}^2, \quad (6.76)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{1724}{14+3} = 101,45 \text{ кН/м}, \quad (6.77)$$

6.7.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику.
Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
- со стороны верхнего бьефа:

$$T_e = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 70^2}{2} = 24500 \text{ кН/м}. \quad (6.78)$$

где $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 278 - 208 = 70 \text{ м}$,
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,
- со стороны нижнего бьефа:

$$T_n = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 1,8^2}{2} = 16,2 \text{ кН/м}, \quad (6.79)$$

где $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 209,8 - 208 = 1,8 \text{ м}$,

6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взб}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_w = 97,43 \cdot 10 = 974,3 \text{ кН/м}, \quad (6.80)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая, равная $97,43 \text{ м}^2$.

6.7.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \gamma_w \cdot S_\phi = 10 \cdot 575 = 5750 \text{ кН/м}, \quad (6.81)$$

где S_ϕ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна 575 м^2 .

6.7.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \tan^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_h}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \tan^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 9,6 \text{ кПа}, \quad (6.82)$$

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

h_h – толщина слоя наносов $h_h = 2 \text{ м}$;

φ_h – угол внутреннего трения для наносов, $\varphi_h = 20^\circ$.

Равнодействующая давления наносов:

$$E_h = \frac{p_h \cdot h_h}{2} = \frac{9,6 \cdot 2}{2} = 9,6 \text{ кН}. \quad (6.83)$$

6.7.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,48 \left(\frac{6,92}{3,14} + \frac{0,11}{2} \right) = 5,3 \text{ кН/м}, \quad (6.84)$$

где $h_{1\%} = 0,48 \text{ м}$ – высота волны 1 %-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda} = 6,92 \text{ м}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,48^2}{6,92} = 0,11 \text{ м}. \quad (6.85)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,92}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,483 = 0,92 \text{ м}, \quad (6.86)$$

6.7.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем в горизонтальном сечении по подошве.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «–», растягивающие – со знаком «+»

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Для удобства расчёта составим таблицу 6.3, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке

Таблица 6.3 – Действующие нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	24500	23,15	567175
Тн	1	←	16,2	0,6	-9,72
Gб	0,95	↓	9777	11,58	-113220
Gпл	0,95	↓	36426	8,14	-296511
Wвзв	1	↑	974	0	0
Wф	1	↑	5750	14,63	84122
qз	0,9	↓	91,3	27,54	-2515
Wволн	1	→	5,3	69,08	369
Eh	1,2	→	11,5	0,67	7,7
ΣN		↓↑		39570	
ΣM				239418	

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении по подошве плотины (при расчёте на погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{39570}{54,13} + \frac{6 \cdot 239418}{54,13^2} = -240,7 \text{ кПа}, \quad (6.87)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B_n – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.88)$$

$$\sigma_x^u = -240,7 \cdot 0 - 10 \cdot 70 \cdot (1 - 0) = -700 \text{ кПа},$$

где $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 278 - 208 = 70 \text{ м}$ – напор над расчётым сечением со стороны верхнего бьефа;

m_u – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения, $m_u = 0$;

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (6.89)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_e \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.90)$$

$$\sigma_1^u = -240,7 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 70 \cdot 0 = -240,7 \text{ кПа};$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_e \cdot H_d^u \quad (6.91)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 70 = -700 \text{ кПа}.$$

Для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2}, \quad (6.92)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{39570}{54,13} - \frac{6 \cdot 239418}{54,13^2} = -1221 \text{ кПа},$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.93)$$

$$\sigma_x^t = -1221 \cdot 0,78^2 - 10 \cdot 1,8 \cdot (1 - 0,78^2) = -750 \text{ кН/м}^2,$$

где $m_t = \operatorname{ctg} \alpha_2$, где $\alpha_2 = 52^\circ$ – угол между низовой гранью и линией подошвы.

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 209,8 - 208 = 1,8 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.94)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 1,8 - 1221) \cdot 0,78 = 938 \text{ кПа};$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.95)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 1,8 = -18 \text{ кПа};$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.96)$$

$$\sigma_3^t = -1221 \cdot (1 + 0,78^2) + 10 \cdot 1,8 \cdot 0,78^2 = -1953 \text{ кПа};$$

Результаты расчетов напряжений представлены в таблице 6.4

Таблица 6.4 - Напряжения, действующие на подошву плотины

Напряжение	Напорная грань, кПа	Низовая грань, кПа
σ_y	-240,7	-1221
σ_x	-700	-750
τ_{xy}	0	940
σ_1	-240,7	-18
σ_3	-700	-1953

6.7.8 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.97)$$

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-1953| \leq 0,9 \cdot 2800,$$

$$2344 \text{ кН/м}^2 \leq 2520 \text{ кН/м}^2.$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$;

$R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ - Расчетное сопротивление сжатию бетона класса В5

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.98)$$

$$-240,7 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.99)$$

$$240,7 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 70.$$

$$240,7 \text{ кН/м}^2 \geq 175 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.7.9 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (6.100)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_B - W_{\phi\phi} - W_\phi + q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (36426 + 9777 - 974 - 5750 + 91,3) \cdot 0,7 + 100 \cdot 54,13 = \\ &= 33112 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.101)$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания;

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

$\omega = B_n \cdot 1 = 54,13 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_e - T_h + W_{\text{волн}} + E_h = 24500 - 16,2 + 5,3 + 11,5 = \\ &= 24501 \text{ кН/м.} \end{aligned} \quad (6.102)$$

Таким образом, условие на сдвиг по формуле (6.100) принимает вид:

$$\frac{35112 \cdot 0,95}{24501 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$1,28 \geq 1,2.$$

Анализируя расчётные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность, мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Охрана труда и техника безопасности

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

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

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке

рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В инструкции ГЭС должны быть включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах:

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;
- по эксплуатации ГТС;
- по техническому обслуживанию бетонных ГТС;
- по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов;
- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;
- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;
- по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения;
- по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа;
- по расчистке водохранилищ от наносов;
- на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период;
- на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы);
- по обслуживанию иных объектов ГЭС.

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

Не допускается нахождение на территории, на гидротехнических сооружениях и в производственных помещениях гидроэлектростанции лиц, не имеющих отношения к обслуживанию установленного оборудования, коммуникаций, сооружений и зданий, без сопровождающих.

Перед началом работ на территории организации, в электроустановках которой производятся работы, СМО должна предоставить этой организации сведения о содержании, объёме и сроках выполнения работ, а также список работников, ответственных за безопасность проведения работ, с указанием их фамилий и инициалов, должностей и групп.

При выдаче разрешения на выполнение работ организация, в электроустановках которой производятся работы, совместно с представителем СМО должны оформить акт–допуск на производство работ на территории этой организации по форме, предусмотренной приложением В к СНИП 12–03–99 "Безопасность труда в строительстве".

Актом–допуском должны быть определены:

- места создания видимых разрывов электрической схемы, образованные для отделения зоны работ СМО, места установки защитных заземлений;
- границы и типы ограждений места работ СМО. Ограждения должны исключать возможность ошибочного проникновения работников СМО за пределы выгороженной зоны;

- места входа (выхода), въезда (выезда) в зону работ;
- наличие в зоне работ опасных и вредных факторов.

Работники, имеющие право допуска персонала СМО и право подписи наряда–допуска, должны указываться в акте-допуске или должны быть определены распоряжением руководителя организации, в электроустановках которой производятся работы, с выдачей одного экземпляра этого документа представителю СМО.

По прибытии на место проведения работ персонал СМО должен пройти инструктаж по охране труда с учётом местных особенностей, имеющихся на выделенном участке опасных факторов, а работники, имеющие право выдачи нарядов, ответственные руководители и (при необходимости) ответственные исполнители работ должны пройти дополнительно инструктаж по схемам электроустановок. Инструктаж должен проводить руководитель (заместитель руководителя) подразделения организации, в электроустановках которой предстоят работы.

Проведение инструктажа должно фиксироваться в журналах регистрации инструктажей подразделений организации, в электроустановках которой производятся работы, и СМО.

Первичный допуск к работам на территории организации, в электроустановках которой проводятся работы, а также в охранной зоне линии электропередачи должен производить представитель (допускающий) из числа персонала этой организации. Он осуществляет допуск ответственного руководителя работ или ответственного исполнителя работ в соответствии с Правилами.

Ответственность за соблюдение мероприятий, предусмотренных актом–допуском, несут руководители СМО и организации, в электроустановках которой производятся работы.

7.2 Противопожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

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 несёт ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпольевые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжёлыми 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 надёжность 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.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль над противопожарным состоянием защищаемого объекта.

7.3 Охрана природы

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Учур течет вдоль восточной части Алданского нагорья. Уклон реки от ее источника до ее устья колеблется от 6,5 до 0,3-0,4%. Русло горное, сложено галькой и обломками горных пород. В верхней части 140 км реки средний средний расход воды составляет 1,5-1,8 м / с, а ниже по течению (на расстоянии 672-520 км от устья) Учур течет в широкой долине (3-6 км). Русло реки является извилистым или разветвленным на рукава. Средняя скорость речного потока стока во время межени 1,1–1,3 м/с. Ниже впадения притока Уян невысокие горы ограничивают берега Учура скалистыми утесами. Долина реки относительно прямая, ширина долины составляет от 80 до 640 метров, а русло реки разделено на рукава с островами и скалистыми участками. На пересечении Лурикского хребта Учур сужается до 100–200 м. Вершина находится на высоте 700–1000 м над уровнем реки. Средний уклон реки достигает 2,14‰. Поток бурный. Ниже впадения притока Гонам Учур – полноводная река шириной 250–350 м в узкой относительно глубоко врезанной долине с крутыми склонами и скалами-останцами. Русло реки состоит из каменных блоков.

Бассейн реки расположен в районе с умеренно влажным климатом с жарким летом и малоснежной зимой.

Среднемноголетний расход воды в нижнем течении реки равен 1120 м³/с (объем стока 39,451 км³/год). Преобладает снеговое и дождевое питание. Дальневосточный тип водного режима. Высокое весенне-летнее половодье (май–июнь) осложняется серией дождевых паводков. В верховьях реки наиболее многоводный месяц – май, в низовьях – июнь. Межень в жаркий сезон прерывается летне-осенними паводками, которые по величине сопоставимы с половодьем. Максимальный расход воды равен 11600 м³/с. В период открытого русла может уменьшаться до 372 м³/с, а в период ледостава – до 16,9 м³/с.

Осенний ледоход (продолжительность до 30 суток) начинается в начале второй декады октября. Ледяной покров формируется в начале второй декады ноября. Из-за тёплых подземных вод происходит локальное образование полыни полыни. Весеннее вскрытие реки в устье происходит в начале мая. Дрейф начинается в среднем через семь суток после первых подвижек льда и продолжается 7–10 суток. Полное освобождение реки от льда происходит в начале третьей декады мая. Общая продолжительность периода с ледовыми явлениями составляет 222 дня.

Река имеет низкую минерализацию (меньше 50 мг/л), по химическому составу относятся к кальциевой группе. Мутность Учура не превышает 25 г/м³.

Река судоходна на нижних 160 км. Популярны сплавы на катамаранах разной категории сложности. В устье притока Чюльбю находится стоянка

людей каменного века (10–4 тыс. лет до н.э.). Река мало рыбная: окунь, налим, бычок. Крупные населённые пункты отсутствуют.

Участок основных сооружений гидроузла расположен в горных системах Алданского нагорья. В районе строительства Учурской ГЭС берега Чусовой покрыты густыми хвойными лесами. Дно реки характеризуется наличием илов. Ниже река занимает район центральной тайги, которая сменяется на севере лесотундры и тундры. Почвы преимущественно мерзлотно-таёжные, дерново-лесные, аллювиально-луговые, горно-лесные и тундрово-глеевые. Леса (сосна, кедровый стланик, ель, пихта, берёза и др.) занимают около 4/5 территории.

Тайга составляет большую часть территории Алдана. Растущий мир богат ягодами (брусника, голубика, черника, смородина 7 видов), грибы, по меньшей мере, 40 видов лекарственных растений.

На территории района обитают различные виды животных: дикий северный олень, лось. Шестьдесят процентов площади района населяет изюбр. По долинам Учура сосредоточен ареал кабарги. На высокогорных безлюдных участках Алдано — Учурского хребта обитает снежный баран. Встречаются росомаха, реже ласка, колонок, лисица, рысь. Значительно увеличилась численность бурых медведей, волков. Предметом массовой добычи являются соболь, белка, горностай.

Юго-восточная часть Алданского района богата куропатками, там же обитает дикуша, занесенная в Красную книгу.

Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Учурского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Учур на участке строительства Учурской ГЭС представлены следующими видами: хариус, валек. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Учур на рассматриваемом участке, относится к водному объекту второй категории рыбохозяйственного значения.

7.3.2 Общие положения

При эксплуатации и обслуживании гидравлического оборудования и конструкций на гидроэлектростанциях и их составах воздействие на окружающую среду обеспечивается всем гидроузлом как неотъемлемой частью нового природного технического комплекса.

Меры по охране окружающей среды при эксплуатации гидроэлектростанций должны осуществляться в соответствии со следующими

законами и нормативными документами в целях защиты атмосферы, водных объектов, земельных ресурсов и животных:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [42];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [43];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [44];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [45];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996 [46];
- 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) [47];
- 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) [48];
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [49];
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [50];
- 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) [51];
- 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) [52].
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [53];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [54];
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006 [55];
- Другие нормативные документы РФ.

Водоохраные мероприятия делятся на три группы:

1. Подготовка зоны водохранилища, которая влияет на состояние водных ресурсов.
2. Создание водоохраной зоны вокруг водохранилища.
3. Водоохраные мероприятия на гидроэлектростанции.

7.3.3 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Строительство Учурского ГУ включает следующие виды работ:

- 1) выемка грунта и складирование его в полезную насыпь; (375000 м³)
- 2) отсыпка перемычек; (32625 км²)

- 3) подготовка площадки к строительству и ее обустройство; (75000 м^2)
- 4) расчистка и планировка территории; (180 км^2)

5) возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;

- 6) строительство основных сооружений;

- 7) строительство поселка эксплуатирующего персонала.

Предусматриваются меры по подготовке ложа водохранилища в течение периода строительства и средства для минимизации воздействия на строительство непосредственно на окружающую среду.

Создание водохранилища включает следующие процессы:

1. Формирование нового водного, ледового и термического процессов;

2. Формирование новой системы гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Учурского гидроузла;

3. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

1) технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

2) технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантов проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

При создании водохранилища нет необходимости в переселении жителей т.к. в зоне затопления отсутствуют поселения.

Комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории включает:

- 1) мониторинг водоохраных зон;
- 2) очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже УМО с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчётами 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 от затопления и подтопления земель, необходимы следующие меры:

- 1) выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- 2) возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.3.4 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 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчётов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- 1) строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- 2) размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- 3) размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

4) размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

5) применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

6) 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:

- 1) распашка земель;
- 2) кооперативное и индивидуальное строительство;
- 3) применение ядохимикатов и удобрений;
- 4) организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- 5) 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.

7.3.5 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Во время эксплуатации Учурского ГУ будут оказываться следующие воздействия на окружающую среду:

- 1) Дренаж сточных вод (дренажных, дождевых и талых);
- 2) Выброс в атмосферу: от периодических испытаний дизель-генераторов, сварочных и красящих работ, выполняемых при текущем и капитальном ремонте;
- 3) образование отходов при эксплуатации, техническом обслуживании и капитальном ремонте оборудования, зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

При эксплуатации гидроэлектростанций необходимо минимизировать неблагоприятное воздействие на окружающую среду:

1) регулирование расхода должно проводиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

2) меры по предотвращению проникновения загрязнителей воды в подземные воды и водные объекты (водохранилище, нижний бьеф) должны быть предусмотрены при эксплуатации и обслуживании производственных объектов и районов;

3) при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

4) при ремонте (восстановлении) гидравлического оборудования и сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам;

5) при эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточнённые 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 для поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- системы водопровода, канализации, дренажа;
- устройства и сооружения для очистки вод;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

В санитарном отношении река является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется

Ввиду отсутствия населения, животноводческих объектов и транспорта, количество поступающих загрязнений в реку Учур невелико и при условии соблюдения водоохранных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Строительство очистных сооружений в населенных пунктах не требуется. Перспективное развитие промышленности и рекреации в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

7.3.6 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{V \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{1800000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,4 = 77760 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где V - объем бетонных работ, м³ (1800000 м³);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,4$ т/м³).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные:

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{264 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 5,28 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (264 т);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

Таким образом, в результате строительства будет образовано 77760 т лома бетонных изделий, 5,28 т отходов черных металлов. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.3.7 План мероприятий по охране окружающей среды

План мероприятий по охране окружающей среды показан в приложении В таблице В.1.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проект ГЭС включает в себя реализацию определенных фаз, начиная от раскопок и заканчивая установкой оборудования. Объёмы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации Учурской ГЭС

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	600	600	600	600	600
Число часов использования установленной мощности	Часы	6431	6431	6431	6431	6431
Выработка электроэнергии	МВтч	3858600	3858600	3858600	3858600	3858600
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	57879	578797	57879	57879	57879
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	3800721	3800721	3800721	3800721	3800721
Тариф на электроэнергию	руб/ МВтч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	330,0	341,1	351,6	362,0	372,2
НДС к выручке	млн.руб	50,34	52,03	53,63	55,22	56,77

Вывод: происходит рост выручки и НДС, это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

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.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и

объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	253,1
Прочие	274,0	164,4
Итого по ГЭС	529,2	317,5

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости.

Удельные знания расходов на ремонт в представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 25 лет	0,08
Свыше 25 лет	0,1

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	81,23
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/Мвтч	5,69
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/Мвтч	1,65
Итого		88,57

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Учур составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	371,1	372,7	372,7	372,7	372,7
Расходы на страхование, млн.руб.	29,2	62,7	95,9	130,4	166,1
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,2	2,6	6,0	8,2	10,4
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
Налог на воду, млн.руб.	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
Итого, млн.руб.	832,4	869,0	905,6	942,3	980,2

Вывод: После ввода оборудования в эксплуатацию возрастают расходы на страхование, ремонт и эксплуатацию оборудования.

Структура текущих затрат показана на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: большую часть текущих затрат занимают амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты, т.к. высокие цены на ремонт и эксплуатацию оборудования.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы составляют отток средств после строительства Учурской ГЭС. Значительная часть приходится на региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	801,2	833,8	867,0	900,5	931,2
НДС, млн.руб.	0,0	812,4	902,8	931,3	957,4
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	11,8	11,8	9,5	9,3	9,3
Налог на имущество, млн.руб.	220,7	213,4	205,2	197,0	188,8
Итого, млн.руб.	1033,7	1871,4	1984,5	2038,0	2086,6

Вывод: После ввода оборудования в эксплуатацию возрастают налог на прибыль и НДС.

8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – положительная разница между суммарными доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Учурской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	4577,7	4731,5	4876,5	5021,4	5162,0
Текущие расходы, млн.руб.	832,4	869,0	905,6	942,3	980,2
ЕБИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3745,3	3862,5	3970,9	4079,2	4181,8
ЕБИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	749,1	772,5	794,2	815,8	836,4
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	2996,2	3090,0	3176,7	3263,3	3345,4
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	4577,7	4731,5	4876,5	5021,4	5162,0
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.2.

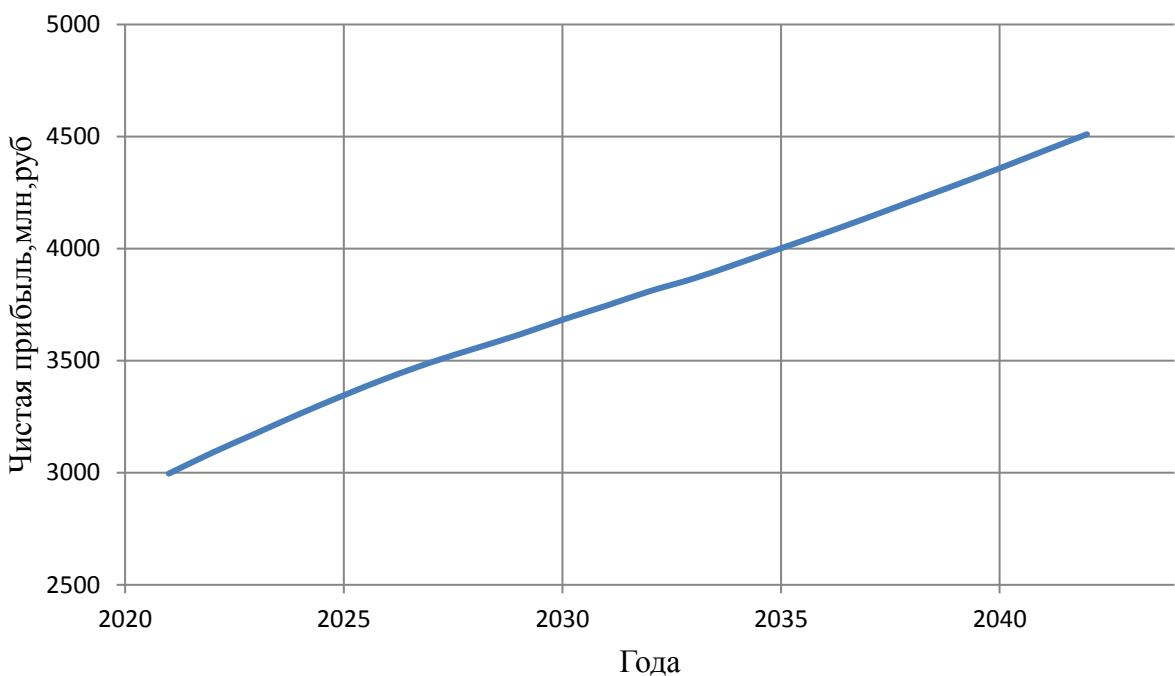


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Вывод: после завершения строительства и ввода в эксплуатацию Учурской ГЭС, объём прибыли увеличивается, так как инвестиционные затраты уменьшились и происходит рост тарифов.

8.5 Методология, исходные данные

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д. Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

- «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании заключения главной экспертизы России от 26.05.1999 г.№ 24-16-1/20-113

- «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике на стадии перед ТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

- Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert фирмы ExpertSystem. Для целей эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- Период прогнозирования для Учурской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования

- Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на первый квартал 2018 года.

- Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей представленных в таблице 8.8.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации Учурской ГЭС

Ставка дисконтирования,%	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	79
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	18505,69
Индекс прибыльности – PI, руб.	2,95
Себестоимость эл.энергии, руб/кВтч	0.16
Удельные капиталовложения, руб/кВт	20232.67
Удельные капиталовложения, руб/кВтч	2,38

8.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	837,9	1682,9	1804,2	1865,9	1922,7
В региональный бюджет, млн.Рублей	220,0	215,4	207,2	199,0	190,8
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	1057,8	1898,3	2011,4	2065,0	2113,6

Вывод: После ввода оборудования в эксплуатацию происходит рост поступления налогов в федеральный бюджет.

8.8 Анализ чувствительности

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.

Анализ чувствительности сам по себе не изменяет факторы риска.

Влияние изменения данных параметров в виде динамики изменения PI представлено на рисунках 8.3-8.6.

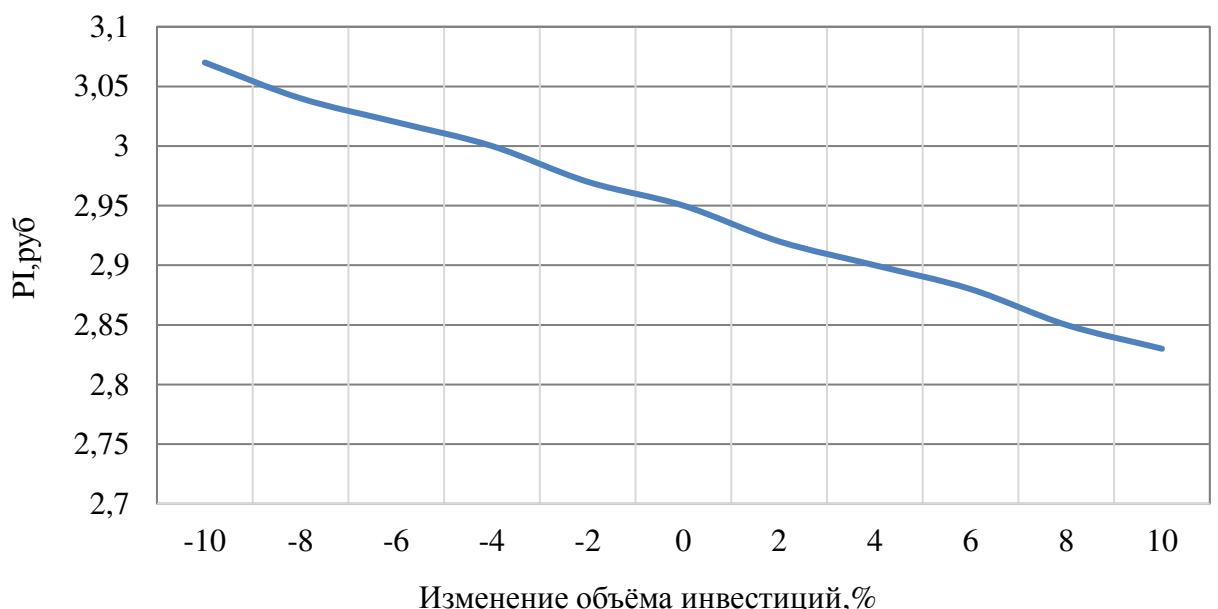


Рисунок 8.3 -Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

По графику на рисунке 8.5 видно, что увеличение объема инвестиций проекта незначительно влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

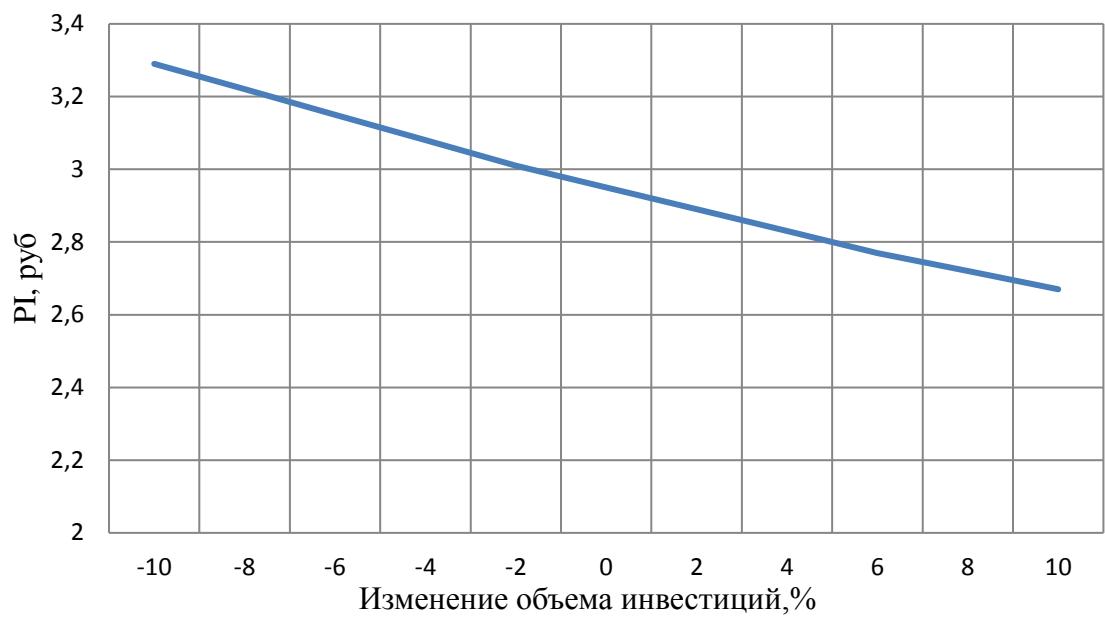


Рисунок 8.4 -Сумма PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

По графику, представленному на рисунке 8.6 видно, что увеличение объёма инвестиций незначительно влияет на уменьшение чистой приведенной стоимости.

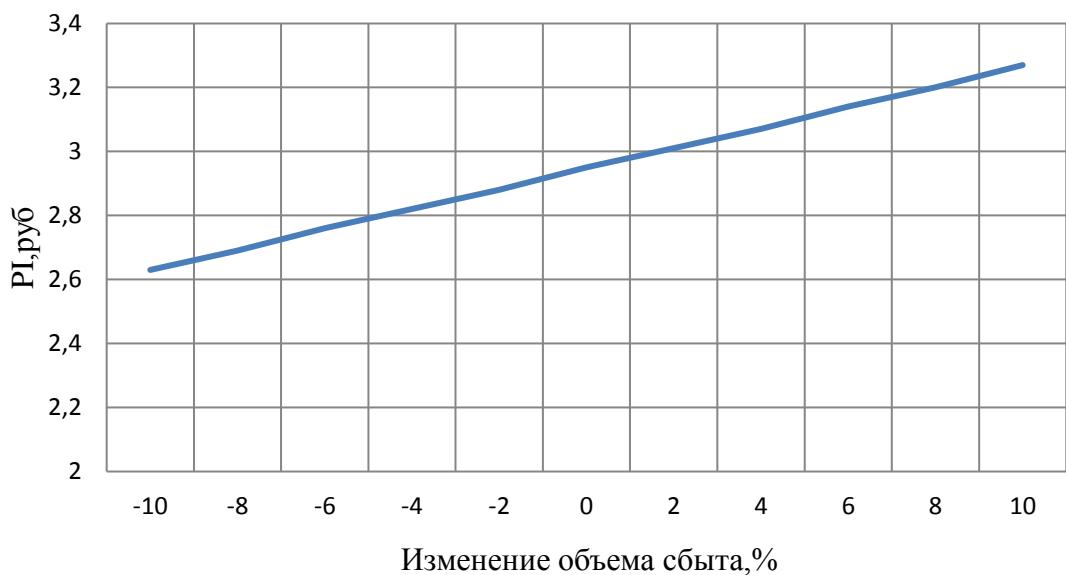


Рисунок 8.5 -Сумма PI в зависимости от изменения объёма сбыта

По графику, представленному на рисунке 8.7 видно, что увеличение цены сбыта незначительно влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

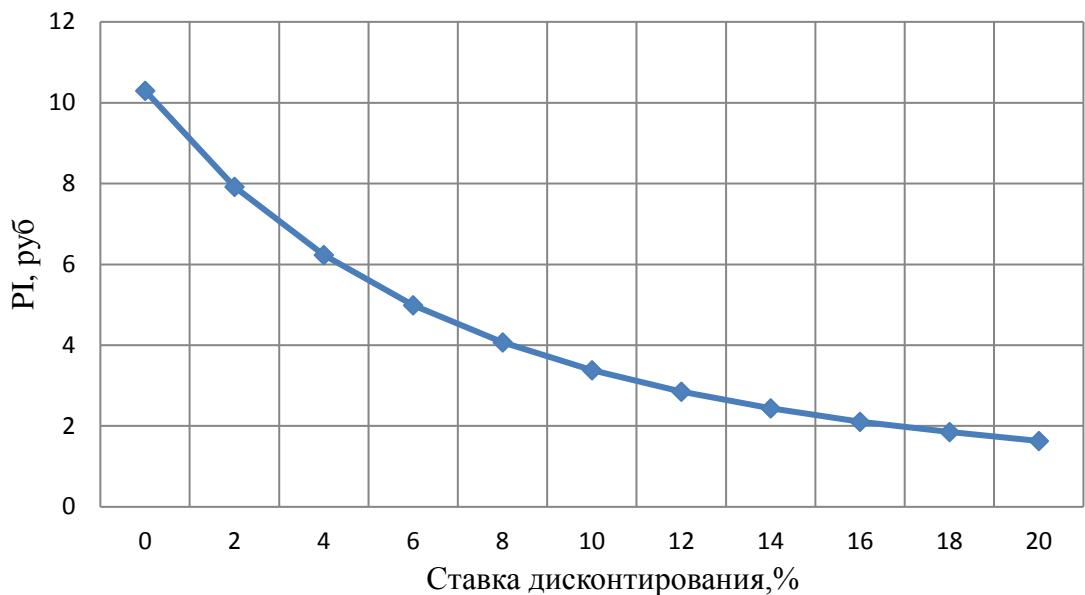


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По данному графику можно определить, что с увеличением ставки дисконтирования значительно уменьшается чистая приведенная стоимость.

9 Электромагнитная совместимость различных составляющих технологических систем управления и защит ГЭС

9.1 Общие положения об ЭМС

Электромагнитная совместимость технических средств (ЭМС) – способность технического средства функционировать с заданным качеством в заданной электромагнитной обстановке и не создавать недопустимых электромагнитных помех другим техническим средством (ГОСТ 30372-95).

Необходимость учёта ЭМС обусловлена массовым внедрением микропроцессорной техники на объектах энергетики – электростанциях и подстанциях. В то же время, микропроцессорные устройства обладают более высокой чувствительностью к электромагнитным помехам, чем электромеханические устройства. Электрические процессы на электрических станциях и подстанциях являются источниками сильных электромагнитных полей и помех. Наиболее опасными источниками помех являются электрические процессы в первичных сетях подстанций (в штатном режиме, при коммутациях и коротких замыканиях). Также опасность могут представлять помехи при молниевых разрядах, поля от внешних источников радиочастотного поля, различные внутренние источники помех во вторичных цепях, электростатика и т.п.

Характерными источниками электромагнитных воздействий в нормальных и аварийных режимах являются:

1. Напряжения и токи промышленной частоты при коротких замыканиях на землю в распределительных устройствах напряжением выше 1 кВ;
2. Импульсные помехи при коммутациях и коротких замыканиях в распределительных устройствах;
3. Импульсные помехи при ударах молнии;
4. Электромагнитные поля радиочастотного диапазона;
5. Разряды статического электричества;
6. Магнитные поля промышленной частоты;
7. Импульсные магнитные поля;
8. Помехи, связанные с возмущениями в цепях питания АСТУ постоянного и переменного тока.

Источники ЭМП показаны на рисунке 9.1

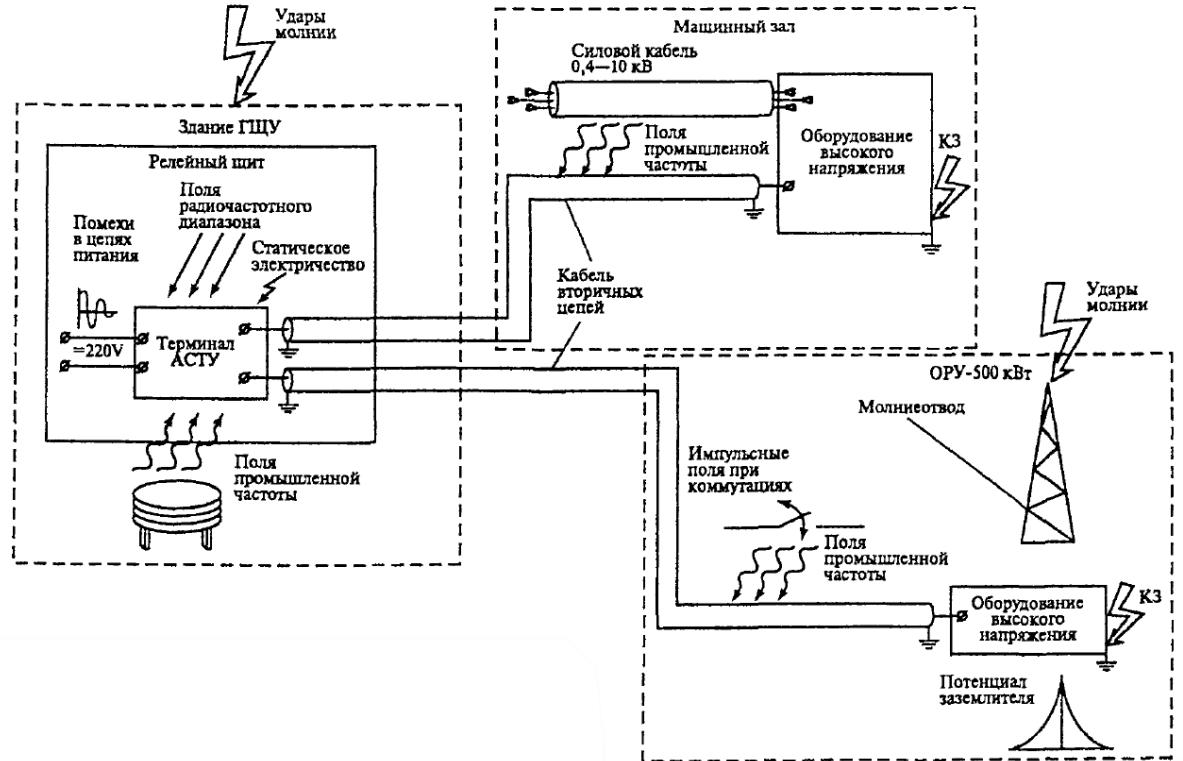


Рисунок 9.1 - Источники ЭМП

Электрическое устройство считается совместимым, если электромагнитные помехи, воздействующие на устройство ниже допустимых, т.е. устройство помехоустойчивое.

Электромагнитные влияния могут проявляться в виде обратимых и необратимых нарушений. Так в качестве обратимого нарушения можно назвать шум при телефонном разговоре. В качестве необратимого, сбой в работе системы релейной защиты и автоматики, приведшей к отключению нагрузки.

Поэтому, согласно РД 153-34.0-20.525-00. СО 153-34.21.122-2003 и СО 34.35.311-2004. СТО-56947007-29.240.044-2010 и СТО-56947007-29.240.043-2010 для разработки обоснованных технических решений по обеспечению ЭМС представляется целесообразным проведение работы по определению электромагнитной обстановки на указанном объекте и разработке защитных мероприятий в соответствии с требованиями ЭМС.

Для ЭМС оборудования должны быть выполнены следующие три условия:

1. Должны быть пройдены испытания на помехоустойчивость по классам жесткости испытаний, определяемым соответствующими государственными и отраслевыми нормативными.
2. Уровни полей и помех, действующих на устройства не должны превышать значений, обеспечивающих устойчивую работу.
3. Перенапряжения, приложенные к изоляции вторичных цепей, не должны превышать допустимые нормы

Параметры объекта, влияющие на ЭМО следующие:

1. Высокие значения токов КЗ и протяженные цепи, особенно между ГЭС и РУ.
2. Большие напряжения на РУ и высокое влияние на него молний.
3. Применение металлической кровли и обшивки в зданиях и сооружениях.

На объекте электроэнергетического предприятия должна быть обеспечена ЭМО, при которой уровни электромагнитных воздействий на технические средства, не превышают допустимых значений. Создание требуемой ЭМО на объекте электроэнергетического предприятия обеспечивается выполнением комплекса организационных и технических мероприятий.

9.2 Классификация ЭМО

ЭМО классифицируется по видам и уровням воздействия на окружающую среду и микропроцессорную аппаратуру на 4 класса:

Класс 1. Легкая электромагнитная обстановка:

- осуществлены оптимизированные и скоординированные мероприятия по подавлению помех, защите от перенапряжений во всех цепях;
- электропитание отдельных элементов устройства резервировано, силовые и сигнальные цепи выполнены раздельно;
- заземление, прокладка кабелей, экранирование произведено в соответствии с требованиями электромагнитной совместимости;
- климатические условия контролируются и приняты специальные меры по предотвращению разрядов статического электричества.

Класс 2. Электромагнитная обстановка средней тяжести:

- цепи питания и управления частично оборудованы помехозащитными устройствами и устройствами для защиты от перенапряжений;
- отсутствуют силовые выключатели, устройства для отключения конденсаторов, катушек индуктивностей;
- электропитание устройств АСУ ТП осуществляется от сетевых стабилизаторов;
- имеется тщательно выполненное заземляющее устройство; токовые контуры разделены гальванически; предусмотрено регулирование влажности воздуха, материалы, способные электризоваться трением, отсутствуют;
- применение радиопереговорных устройств, передатчиков, запрещено.

Эта обстановка типична для диспетчерских помещений электростанций и подстанций.

Класс 3. Жесткая обстановка:

- защита от перенапряжений в силовых цепях и цепях управления не предусмотрена;
- повторного зажигания дуги в коммутационных аппаратах не происходит;
- имеется заземляющее устройство;

- провода электропитания, управления и коммутационных цепей недостаточно разделены;
- кабели линий передачи данных, сигнализации, управления разделены;
- относительная влажность воздуха поддерживается в определенных пределах, нет материалов, электризуемых трением;
- использование переносных радиопереговорных устройств ограничено (установлены ограничения приближения к приборам на определенное расстояние).

Эта обстановка характерна для электростанций, релейных помещений подстанций.

Класс 4. Крайне жесткая обстановка:

- защита в цепях управления, сигнализации и электропитания от перенапряжений отсутствует;
- имеются коммутационные устройства, в аппаратах которых возможно повторное зажигание дуги;
- существует неопределенность в выполнении заземляющего устройства;
- нет пространственного разделения кабелей электропитания, управления;
- управление и сигнализация осуществляются по общим кабелям; допустимы любая влажность воздуха и наличие электризуемых трением материалов;
- возможно неограниченное использование переносных переговорных устройств;
- в непосредственной близости могут находиться мощные радиопередатчики;
- вблизи могут находиться дуговые технологические устройства (электропечи, сварочные машины и т.п.).

Типичными для этого класса являются территории вблизи электростанций, открытых распределительных устройств среднего и высокого напряжений, где не предусматриваются специальные меры по обеспечению электромагнитной совместимости.

9.3 Организационные мероприятия по обеспечению ЭМС

Обеспечение ЭМС объекта электроэнергетики включает:

1) Предпроектное обследование электромагнитной обстановки (для реконструируемого объекта), вертикальное электрическое зондирование грунта на площадке строительства на глубину не менее 100 м (для объекта нового строительства);

2) Выполнение проектной документации с учётом требований ЭМС, включая расчётную оценку электромагнитной обстановки на объекте после окончания строительства и разработку соответствующих мероприятий по

обеспечению ЭМС. Для обеспечения прохождения экспертизы проектной документации обязательно учитывается микропроцессорное оборудование с заданными уровнями помехоустойчивости, экранированные кабели, элементы кабельной канализации, специальное оборудование и материалы, необходимые для обеспечения ЭМС (элементы заземления, ЭМС-зажимы, разъёмы кабелей, ЭМС-шкафы, прокладки, антистатические напольные покрытия, устройства защиты от импульсных перенапряжений и т.д.);

3) Прохождение государственной или негосударственной экспертизы проектной документации;

4) Подготовка конкурсной документации на закупку и закупка микропроцессорного оборудования с заданными в проектной документации уровнями помехоустойчивости, элементов кабельной канализации и специального оборудования и материалов, необходимых для обеспечения ЭМС;

5) Разработка рабочей документации, учитывающей все проектные мероприятия по обеспечению ЭМС и конкретный тип закупленного оборудования;

6) Контроль полноты объема поставки на объект микропроцессорного оборудования с заданными уровнями помехоустойчивости, элементов кабельной канализации и специального оборудования и материалов, необходимых для обеспечения ЭМС;

7) Авторский надзор за выполнением проектных решений по ЭМС при производстве строительно-монтажных работ;

8) Обследование электромагнитной обстановки при проведении пусконаладочных работ, устранение выявленных недостатков ЭМС;

9) Плановая проверка электромагнитной обстановки с периодичностью не реже 1 раза в 12 лет и внеплановая проверка электромагнитной обстановки в случаях неправильной работы или повреждении микропроцессорных устройств из-за воздействия электромагнитных помех;

10) Выполнение ремонтных работ по устранению выявленных недостатков ЭМС и не требующих разработки проектной документации.

При выполнении поэтапной реконструкции объекта при проектировании расчётная оценка электромагнитной обстановки и разработка мероприятий по обеспечению ЭМС выполняется для каждого этапа реконструкции, п. 6-8 обеспечения ЭМС повторяются на каждом этапе реконструкции.

9.4 Технические мероприятия по обеспечению ЭМС

При проектировании на основе выполнения расчётной оценки электромагнитной обстановки должны быть выполнены основные и дополнительные технические мероприятия.

К основным техническим мероприятиям относятся технические решения по:

- компоновке объекта (первичного, вторичного оборудования, молниеотводов и др.);
- молниезащите;

- заземлению;
- выбору уровней помехоустойчивости микропроцессорного оборудования;
- применению различных типов кабельной канализации (экранированные кабели, кабельные каналы, металлическая оболочка, металлические короба, трубы и т.д.);
- организации полов, применению устройств защиты от импульсных перенапряжений.

Наиболее эффективным проектным мероприятием по обеспечению ЭМС является изменение компоновки объекта (расположение элементов объекта, трассировка кабелей, выполнение молниезащиты и заземления).

При невозможности достижения требований ЭМС технических средств, реализацией основных технических мероприятий применяются дополнительные технические мероприятия по:

- применению защитных экранов в помещениях, где установлены технические средства;
- подключению технических средств, используя экранированные кабели;
- усилению заземляющего устройства (изменение шага сетки, замена материала заземляющего устройства);
- ограничению помех в источнике их возникновения.

9.5 Требования к техническим средствам

1) Для проведения измерений при имитации КЗ на землю рекомендуется применять приборы, указанные в «Методических указаниях по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. РД 153-34.0-20.525-00», или приборы, аналогичные по техническим характеристикам.

2) Для проведения измерений при коммутациях силового оборудования рекомендуется применять осциллографы с полосой пропускания не менее 10 МГц для объектов с ОРУ и не менее 50 МГц для объектов с КРУЭ, например, осциллограф FLUKE-199. Для проведения имитаций высокочастотных воздействий может применяться измерительный комплекс "ИКП-1" (НПФ ЭЛНАП, Москва).

3) Технические средства, используемые для определения воздействия молний, должны обеспечить: определение схемы растекания тока молнии по устройству молниезащиты; имитацию воздействия апериодических затухающих импульсных токов и измерение импульсных токов и напряжений при имитации. Для проведения имитаций может быть рекомендован измерительный комплекс ИК-1 (НПФ ЭЛНАП, МЭИ, Москва).

4) Для измерения помех в радиочастотном диапазоне от 1 до 1000 МГц обычно используют перестраиваемые селективные высокочастотные вольтметры с соответствующим набором антенн.

Возможность быстрого графического представления частотного спектра помех дает применение для измерений радиочастотных сигналов спектроанализаторов. Простейшим прибором этого класса является переносной спектроанализатор Protek 3200.

5) Для измерения магнитного поля промышленной частоты должны применяться приборы, позволяющие измерять магнитные поля напряженностью от 0,01 А/м до 1000 А/м.

Могут применяться, например, приборы: ТП2-2У, МПМ-2 МЦРМИ ГП «ВНИИФТРИ» (Россия); ПЗ-50 СКБ РИАП (Россия); ЕТМ-1 «Wandel & Goltermann» (Германия).

6) Для измерения потенциалов на операторе может применяться статический вольтметр, например, С 502. Для измерений удельного поверхностного и объемного сопротивлений изоляционных материалов может применяться тераомметр, например, Е6-13.

7) Для измерений кондуктивных радиочастотного диапазона помех может применяться осциллограф с полосой пропускания не менее 100 МГц, например, FLUKE-199.

8) Для измерений пульсаций и кондуктивных помех может применяться осциллограф с полосой пропускания не менее 10 МГц.

9) Для длительных измерений могут применяться: осциллограф с полосой пропускания не менее 50 МГц и специальные регистраторы, позволяющие измерять импульсные помехи и сохранять в памяти зарегистрированные значения (например, регистратор событий VR-101S FLUKE).

9.6 Проведение измерений и расчетов по определению ЭМО

Основные этапы по определению ЭМО:

- получение исходных данных об энергообъекте для проведения работ;
- экспериментально-расчетное определение ЭМО на объекте;
- определение соответствия между уровнями помехоустойчивости устройств АСУ ТП, установленных на объекте, и ЭМО в местах размещения этих устройств или степени жесткости испытаний на помехоустойчивость устройств, которые будут установлены на объекте.

9.6.1 Получение исходных данных

Для вновь строящихся объектов проводится сбор данных на месте размещения объекта и анализ проектных решений.

Для реконструируемых объектов необходимые исходные данные собираются в основном непосредственно на объекте.

Определяется взаимное расположение первичных цепей, трасс прокладки кабелей, молниеприемников и другого оборудования. Определяются типы устройств РЗА, ПА и АСУ, их расположение, а также тип соединительных кабелей для данных устройств.

Выявляются внутренние источники полей РЧ диапазона (например, радиостанции внутренней связи) и полей промышленной частоты (например, токоограничивающие реакторы) и их характеристики.

Измеряется сопротивление грунта. Определяется исполнительная схема заземляющего устройства.

Измеряется импульсное сопротивление молниеприемников и оборудования, к которому подходят кабели цепей вторичной коммутации.

9.6.2 Напряжения и токи промышленной частоты при КЗ на шинах РУ

При КЗ на землю потенциал на контуре распределяется неравномерно, т.к. в месте КЗ имеет место подъем потенциала. Если напряжение на земле превысит значение испытательного напряжения для кабелей, подходящих к оборудованию, возможно возникновение обратного перекрытия на жилы кабелей. Кроме того, ток КЗ, растекаясь по заземленным оболочкам кабелей и экранам, может вызвать превышение допустимых по термической стойкости токовых нагрузок и термическое разрушение оболочек и экранов.

В связи с этим, проводятся измерения по определению состояния ЗУ объектов (определение исполнительной схемы ЗУ), уровней подъема потенциала в месте КЗ и токовой нагрузки на экраны кабелей.

Схема проведения измерений приведена на рисунке 9.2.

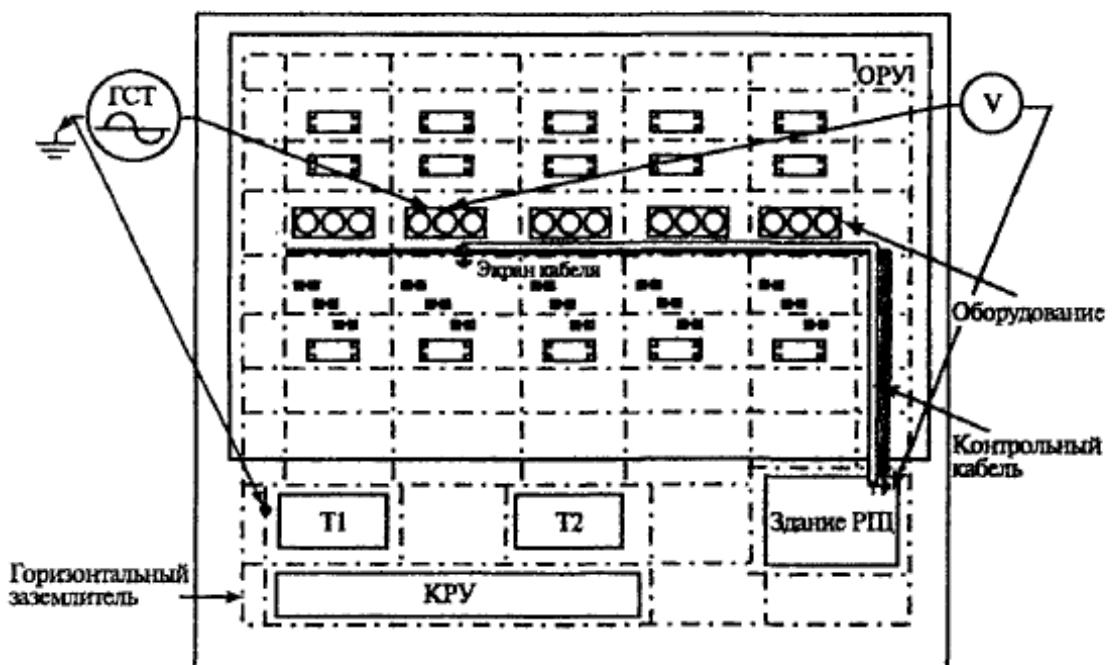


Рисунок 9.2 - Схема проведения измерений при имитации КЗ на землю.

По результатам измерений определяются уровни воздействующих на кабели напряжений и токов.

На основании исполнительной схемы ЗУ проводятся расчеты распределения потенциалов по заземлителю и токов по экранам и оболочкам кабелей при протекании токов КЗ и определяются необходимые мероприятия по снижению их до допустимых уровней.

9.6.3 Импульсные помехи при коммутациях силового оборудования и КЗ на шинах РУ

При возникновении КЗ на землю в цепях ВН происходит разряд емкостей оборудования и шин на землю, результатом чего является протекание через заземлитель импульсного тока высокой частоты.

Импульсный потенциал через емкости оборудования на землю или непосредственно (цепи, заземленные на РУ) передается во вторичные цепи и, затем, с некоторым коэффициентом ослабления, на аппаратуру. Схема представлена на рисунке 9.3.

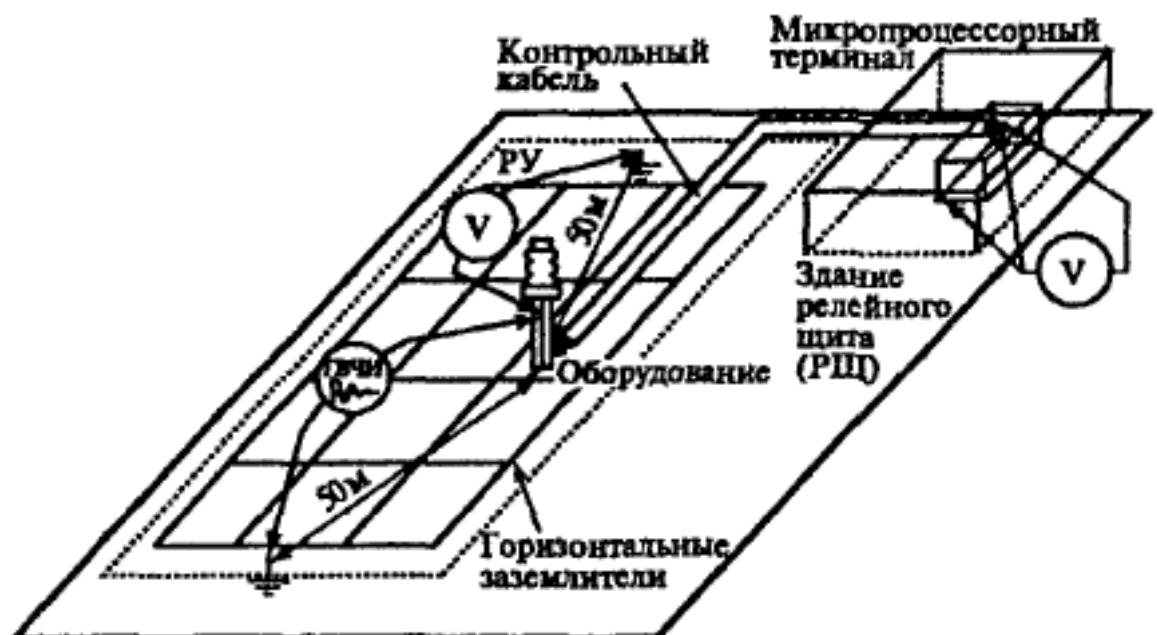


Рисунок 9.3 - Схема эксперимента по определению импульсных помех при протекании ВЧ составляющей тока КЗ

Если импульсное сопротивление оборудования будет велико, то при протекании ВЧ составляющей тока КЗ потенциал заземлителя может передаться во вторичные цепи из-за обратного перекрытия с заземлителями оборудования на клеммы.

9.6.4 Импульсные помехи, обусловленные переходными процессами в цепях высокого напряжения при коммутациях и коротких замыканиях.

При коммутациях первичного оборудования и при КЗ по ошиновке ПС протекают импульсные токи. Электромагнитные поля от этих токов

взаимодействуют с кабелями цепей вторичной коммутации, и в результате этого взаимодействия в них наводятся импульсные помехи.

Наибольший уровень полевых помех может быть при возникновении КЗ на ОРУ.

Однако так как при коммутациях первичного оборудования на ПС при определенных условиях уровень полевых помех может быть выше допустимого, то определение помех должно проводиться и для этих случаев.

Определение импульсных полевых помех проводится следующим образом.

Проводится определение наиболее опасных видов коммутаций.

На объекте проводятся имитации коммутационных процессов.

Схема имитации излучаемых помех представлена на рисунке 9.4

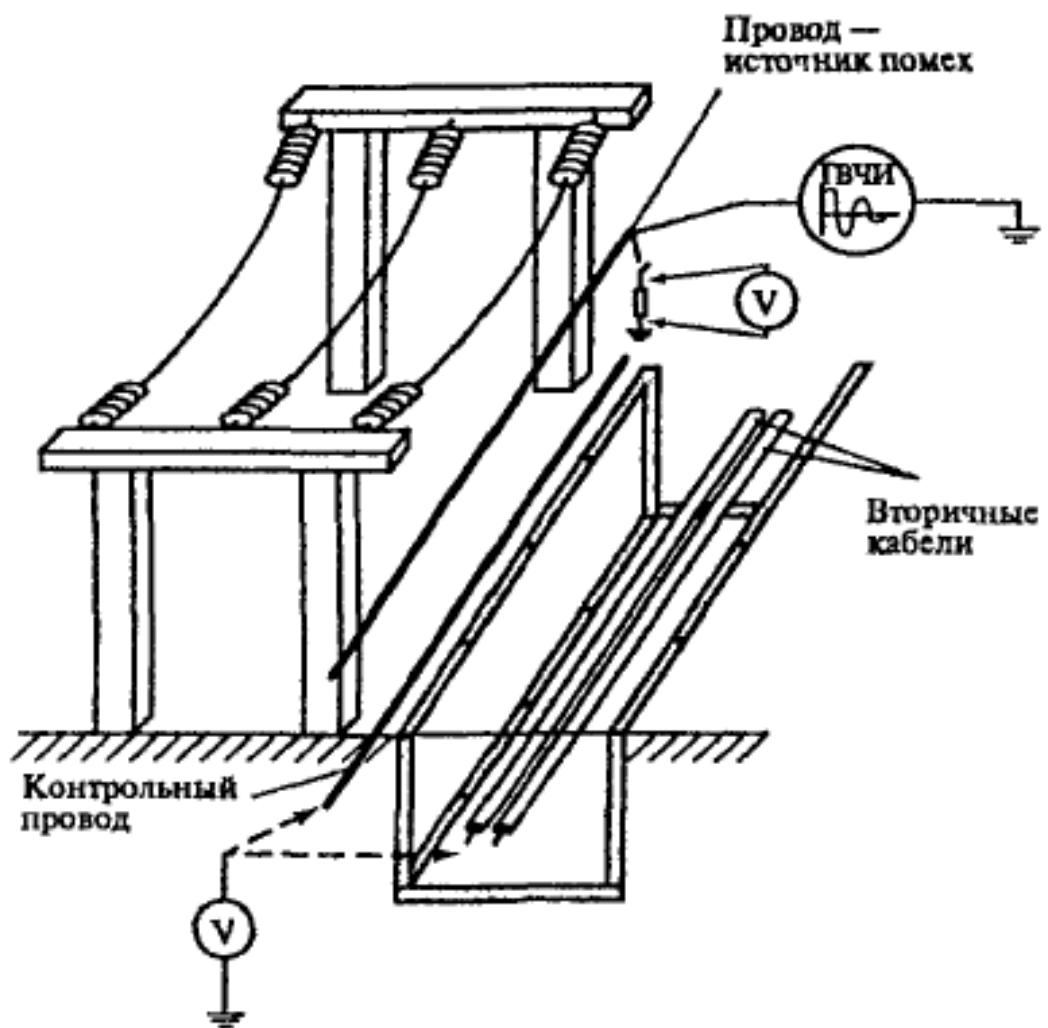


Рисунок 9.4 - Схема имитации излучаемых помех

Определяются реальные характеристики объекта – коэффициент экранирования соседними кабелями $K_{\text{взим}}$, коэффициент экранирования собственным экраном $K_{\text{экр}}$. Проводятся измерения помех на кабелях защит и на контрольном проводе при реальных коммутациях и дальнейшее сравнение полученных результатов с результатами расчетов по программе.

При помощи программы производится окончательное определение максимальных значений помех этого типа.

9.6.5 Импульсные помехи при ударах молнии

При ударе молнии в объект возможно следующие воздействия тока молнии:

- Полевые наводки на кабелях и воздействие импульсных магнитных полей на оборудование.
- Термическое воздействие тока молнии на заземляющие проводники и оболочки и экраны кабелей.
- Обратные перекрытия изоляции с земли на кабели.

Определение уровней помех, наводимых на кабелях полевым способом, выполняется при помощи программы. Для ОРУ определяются величины напряжений, наводимых на кабелях вторичной коммутации при ударах молнии в молниепроводы, расположенные вблизи трасс прокладки кабелей по РУ.

Для зданий и сооружений определяются величины напряжений, наводимых на кабелях при протекании тока молнии по токоотводам молниеприемников здания.

Параметры тока молнии по МЭК (стандарт 62305):

При расчетах распределения потенциала $I_m=100$ кА, $t_{\phi p}=10$ мкс.

При расчетах наведенных напряжений на кабелях $I_m=25$ кА, $t_{\phi p}=0,25$ мкс.

Для определения возможного обратного перекрытия с земли на кабели проводят измерения распределения потенциалов по земле с помощью измерительного комплекса.

9.6.6 Электромагнитные поля радиочастотного диапазона

Измерение полей радиочастотного диапазона проводится в местах установки аппаратуры в частотном диапазоне от 1 до 1000 МГц. При помощи спектроанализатора и специальной антенны измеряют напряженности электромагнитного поля от переносных и стационарных радиопередающих станций, которые используются персоналом энергообъекта. Измеряют зависимость напряженности поля от расстояния до источника электромагнитного излучения и ослабление поля искусственными препятствиями (стены, экраны, корпусы шкафов и т д.).

9.6.7 Магнитные поля промышленной частоты

На действующих объектах оценки магнитных полей частотой 50 Гц проводятся в местах установки аппаратуры. При необходимости производится пересчет к полному рабочему току оборудования.

Измерения проводятся при помощи измерителя магнитного поля в нормальных режимах.

Для строящихся объектов в нормальных и аварийных режимах, а также для существующих объектов для аварийных режимов выполняются расчетные оценки.

Оценки проводят по формуле:

$$H = \frac{I_k}{2\pi r} \quad (9.1)$$

где H ~ напряженность магнитного поля;

r - расстояние до шин, по которым протекает ток КЗ

9.6.8 Разряды статического электричества

Производятся измерения электростатического потенциала на теле оператора при ходьбе, вставании со стула и т.д. При этом регистрируется влажность и температура для последующего пересчета к наиболее неблагоприятным условиям.

Также производится измерение поверхностного сопротивления напольного покрытия для проведения расчетных оценок электростатического потенциала на теле оператора.

9.6.9 Помехи, связанные с возмущением в цепях питания низкого напряжения

К основным периодическим помехам в цепях постоянного тока относятся переменные составляющие напряжения и кондуктивные помехи радиочастотного диапазона, а в целях питания переменного тока — гармонические составляющие напряжения. Импульсные помехи в цепях постоянного и переменного тока возникают при коммутации реле, электромагнитов, приводов силовых выключателей, автоматических выключателей.

Измерения и осциллографирование помех в цепях питания терминалов постоянным током производятся при проведении комплексной проверки защит, коммутациях в сети постоянного тока и сети высокого напряжения. Регистрация помех производится и в нормальном режиме, в том числе длительно.

9.6.10 Импульсные магнитные поля

Напряженность импульсных магнитных полей измеряют для случаев протекания тока молнии I_m по молниеводам или токоотводам молниеприемников зданий и сооружений, расположенных вблизи места размещения устройств АСУ ТП. Приближенные оценки проводят по формуле.

$$H = \frac{I_m}{2\pi r} \quad (9.2)$$

где H - напряженность импульсного магнитного поля;

r - расстояние до молниеприемника или токопровода, по которому протекает ток молнии.

9.6.11 Помехи от вспомогательного электрооборудования

Источниками электромагнитных воздействий на электрических станциях и подстанциях, которые могут вызвать сбои в работе АСУ ТП, является такое вспомогательное электрооборудование, как мощные преобразователи, сварочные аппараты, осветительные приборы, мощные тяговые механизмы, бытовые электроприборы, электроинструмент и др. При работе этого оборудования на устройства АСУ ТП действуют импульсные и периодические помехи.

Измеряют напряженности магнитных полей при работе вспомогательного электрооборудования в местах установки устройств АСУ ТП, вдоль трассы прокладки кабелей при помощи измерителя напряженности магнитного поля.

Проводят следующие виды измерений:

- кратковременные измерения (осциллографирование формы сигнала помехи);
- длительную регистрацию (в том числе при коммутациях вспомогательного электрооборудования) с целью определения диапазона характеристик помех в длительно существующих режимах.

9.7 Оформление результатов измерений и расчетов

По результатам измерений и расчетов составляют технический отчет по определению электромагнитной обстановки на энергообъекте, который утверждает руководитель предприятия.

Технический отчет включает:

- характеристику объекта и исходные данные для проведения работ по определению электромагнитной обстановки;
- результаты измерений и расчетов в виде протоколов;
- анализ результатов измерений и расчетов;
- заключение об электромагнитной обстановке и электромагнитной совместимости устройств АСУ ТП;
- рекомендации по степени жесткости испытаний устройств АСУ ТП и мероприятиям для улучшения ЭМО в случае необходимости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по гидрологии и энергосистеме была определена установленная мощность Учурской ГЭС, которая составила 600 МВт. В соответствии с энергосистемой Якутии показана зона работы станции в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. В результате расчетов и регулирования стока определена отметка УМО составившая 253,41 м при отметке НПУ – 278,00 м. Полезный объем водохранилища составляет 14,73 км³. Среднемноголетняя выработка электроэнергии Учурской ГЭС равна 5089 млн. кВт·ч.

На этапе выбора оборудования в качестве основного гидросилового при рассмотрении нескольких вариантов принята к установке турбина РО 75-В-500 работающая при напорах: максимальный – 67,7 м, минимальный – 45,5 м, расчетный – 56,0 м. Число устанавливаемых агрегатов равно 6. Альтернативным вариантом рассматривались турбины ПЛ 70-В, ПЛД 70-В, но по высоте отсасывания пришлось исключить их из дальнейшего рассмотрения.

Для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был подобран гидрогенератор СВ-1130/140–48 ТС4 зонтичного исполнения с номинальной активной мощностью 100 МВт и полной мощностью S=117,7 МВА, с номинальным напряжением генератора Ur=13,8 кВ.

Из рассмотренных нескольких вариантов по критерию экономических затрат выбрана структурная электрическая схема с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства на напряжение 220 кВ – 2 системы шин. Для главной схемы подобрано основное высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ—250000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-2500/15, генераторный выключатель – элегазовый ВЭБ-220, в качестве распределительного устройства выбрано ОРУ-220кВ.

Вся генерируемая на станции мощность передается по 5 отходящим ЛЭП 220кВ.

Напорный фронт представлен: глухими правобережной бетонной и левобережной грунтовой плотинами, водосливной плотиной, станционной частью. Длина плотины по гребню составляет 1020 м, ширина плотины по основанию 56 м, ширина по гребню 20 м. Для пропуска паводков запроектированы 5 поверхностных водосбросных и 2 донных водосбросов. Сопряжение бьефов осуществляется посредством носка трамплина. Для снятия противодавления устроена цементационная завеса глубиной 68,2 м и дренаж глубиной 17,05 м.

Водосливная бетонная плотина была просчитана на прочность и устойчивость. Растигающие напряжения отсутствуют, а возникающие сжимающие напряжения не превосходят предельно допустимые. Плотина устойчива на сдвиг по основанию с коэффициентом надежности 1,28 для основного сочетания нагрузок, что больше допустимого для II класса сооружений – 1,2. Анализируя расчётные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- стоимость строительства гидроузла – 13,7 млрд. руб.;
- себестоимость вырабатываемой электроэнергии – 0,16 руб/кВт·ч;
- чистая прибыль за год составит 4,6 млрд. руб;
- дисконтированный срок окупаемости станции 79 месяцев с начала строительства.

Анализируя, эти данные можно уверено сказать, что проект экономически эффективен.

В рамках спецвопроса я рассмотрел электромагнитную совместимость систем управления и защит ГЭС. Была рассмотрена методика определения и расчета ЭМО. Были произведены испытания по проверке ЭМО на действующей ГЭС.

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 ВОСТОКА. [Электронный ресурс] ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» - Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». - Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
5. 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.
6. Усов. С.В. Электрическая часть электростанций. Усов С.В. Михалев Б.Н. Черновец А.К. - Энергоатомиздат 2-е издание. 1987. - 617с.
7. Васильев. Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие Ю. С. Васильев. Г. А. Претро. - Ленинград: ЛГТУ. 1991. - 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 - 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: ввел: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». - Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
9. Куценов. Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов. И. Ю. Погоняйченко. - Красноярск: СФУ. 2007. - 232 с.
10. 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.
11. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] ООО «Тольяттинский трансформатор». - Режим доступа: <http://www.transformator.com>
12. Каталог трансформаторов «СВЭЛ» [Электронный ресурс] // «СВЭЛ». - Режим доступа: <http://www.svel.ru>

13. 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.
14. 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.
15. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». - Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
16. Правила устройства электроустановок: изд. 7. - Москва: ДЕАН. 2013.-706 с.
17. Каталог «Ограничители перенапряжений б - 220 кВ» [Электронный ресурс] «Полимер Аппарат». - Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
18. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] «Конденсатор». - Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
19. СТО 173302S2.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. - Введ. 30.07.2008. - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России». 2008. - 24 с.
20. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. - Введ. 01.01.2013 - Москва: ОАО ЦПП. 2012.-40 с.
21. 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.
22. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. - Введ. 01.01.2013 - Москва: ОАО ЦПП. 2011.-80 с.
23. Чугаев.Р.Р. Гидравлика Р.Р.Чугаев. -Ленинград: Энергоиздат. 1982. -672с.
24. 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.
25. 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.
26. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-87. - Введ. 01.01.2013 - Москва: ОАО ЦПП. 2012. - 69 с.
27. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. - Введ. 20.05.2011 - Москва: ОАО ЦПП. 2011.-111 с.

28. СТО 56947007-29.240.043-2010 "Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов" - Москва: Энергоатомиздат. 2010.-25.
29. СТО 56947007-29.240.044-2010 "Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства" - Москва: Энергоатомиздат. 2010. - 147.
30. Хардов Н.Н. Справочник Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учебное пособие для вузов Н.Н. Харлов. - Томск: Издательство Томского политехнического университета. 2008. - 200 с.
31. ГОСТР 30336-95 (МЭК 1000-4-9-93 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. - Введ. 26.04.1995 - Москва Технический комитет по стандартизации.
32. Каталог «Релейные защиты генерирующего оборудования» [Электронный ресурс] ООО НПП «ЭКРА». - Режим доступа: <http://www.ekra.ru/>
33. Каталог «Трансформаторы» [Электронный ресурс] ООО «НТТ-ИК». - Режим доступа: <http://www.ntt-trafo.ru/>
34. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012. – Москва: Некоммерческое партнерство «Гидроэнергетика России», Ассоциация «Гидропроект», 2012. – 296 с.
35. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред.проф.образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2005
36. 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.
37. 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.
38. СО 34.35.311-2004 "Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях" - Москва: Издательство МЭИ. 2004. - 78.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Данные водно-энергетических расчетов

Таблица А.1- Гидрологический ряд наблюдений р. Учур

Год	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1936	118	80	70	73	2049	3157	2083	1416	2757	708	273	180
1937	107	74	63	62	2341	3199	2545	1554	2462	733	227	165
1938	112	89	75	85	3365	5361	4207	1819	1471	512	190	144
1939	103	86	76	89	2382	3436	2037	1841	1308	496	170	127
1940	95	77	67	69	1683	3940	1145	1691	1903	541	186	134
1941	83	74	55	63	3218	3689	947	992	982	525	110	111
1942	90	70	62	62	1487	2916	1001	2911	1786	612	227	172
1943	131	91	78	101	3828	2387	1903	1966	1699	1212	303	249
1944	171	126	109	112	3145	3240	2195	2632	1329	825	199	147
1945	113	98	87	99	2257	2874	1833	1225	895	338	146	140
1946	89	65	53	62	1566	5789	2382	2620	2661	771	214	204
1947	125	95	79	98	3417	3457	1023	1141	1824	600	157	149
1948	103	76	63	87	1504	3386	1304	2228	1020	1037	218	203
1949	125	96	81	84	2940	4683	1173	1740	1924	771	220	168
1950	149	117	99	92	2744	3222	1476	3142	1399	580	220	171
1951	95	72	63	65	3074	4623	1766	2895	1949	750	189	195
1952	129	84	72	76	2287	3357	1641	1424	1824	483	235	152
1953	97	77	82	89	3407	2220	2003	1433	2628	850	222	168
1954	103	87	73	74	819	4760	852	1229	1025	458	182	121
1955	79	61	53	50	4373	3095	1887	2408	1153	338	142	128
1956	84	62	52	51	1520	6777	2241	2041	2287	966	284	244
1957	155	111	87	82	3578	3311	2999	1237	1545	758	229	165
1958	99	76	62	62	2366	3120	4165	1433	2420	1129	332	304
1959	209	156	146	150	2824	3036	2986	2582	2420	766	242	218
1960	140	105	93	88	1445	3057	1816	2841	1937	629	250	187
1961	124	89	76	76	1791	4248	3415	1724	2199	825	292	227
1962	160	115	96	101	2924	3432	1366	975	1533	462	173	130
1963	92	73	64	70	1166	4439	1783	882	881	339	145	134
1964	138	69	55	57	2112	3004	1706	1490	1516	421	161	122
1965	75	59	52	52	1454	4290	2607	1824	2516	558	179	124
1966	76	65	55	58	2328	3699	1379	2095	1391	550	188	143
1967	87	74	66	116	3688	2599	1147	2037	1374	1133	174	131
1968	87	69	60	296	4165	2993	1270	1067	1366	558	187	135
1969	77	49	35	39	1629	4873	1999	981	940	299	122	104
1970	69	51	44	43	3028	5682	1204	1214	1666	541	247	155
1971	107	78	57	629	3474	2870	1512	1266	1803	541	184	164
1972	101	80	63	81	2083	4165	3528	3736	2357	1125	205	147
1973	97	75	64	66	2112	2451	2216	3028	1006	471	230	162
1974	111	85	71	75	3015	4373	2437	3261	1816	945	255	174
1975	91	62	59	119	3736	2778	1816	2878	2424	821	254	202
1976	132	97	83	89	3594	3736	1936	1173	1706	508	238	190
1977	165	83	68	73	1125	2370	2332	2066	1941	587	278	198

Продолжение таблицы А.1

Год	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1978	120	90	77	97	2786	5290	3224	1841	1799	833	274	227
1979	148	96	80	90	5040	2012	1274	2420	1920	546	227	177
1980	132	100	84	79	2024	5248	2954	1424	1178	491	206	163
1981	117	100	84	91	2986	3336	2478	2328	2820	987	235	232
1982	163	122	103	120	4003	4540	2141	2503	2845	687	285	204
1983	138	112	98	97	4023	4207	2166	1795	1791	1033	380	317
1984	193	147	128	131	2782	3430	2631	1516	1602	424	227	160
1985	103	75	67	94	2874	3024	1479	1295	1158	450	172	132
1986	88	67	65	67	1751	3244	1233	1491	866	392	135	106
1987	81	55	50	51	1035	5532	2599	1055	1012	340	134	91
1988	69	59	57	68	3341	3859	2002	1717	1281	527	179	176
1989	132	103	90	96	2691	4115	2728	2499	2528	941	252	235
1990	155	105	94	113	3333	1828	3178	1069	1499	454	178	171

Таблица А.2 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

p %	Годы	Qср. год	Годы	Qср. пол	Годы	Qср. меж
1,8	1982	2481	1938	5453	1983	523
3,6	1972	2475	1982	5389	1943	520
5,4	1938	2441	1972	5334	1958	495
7,1	1978	2333	1946	5048	1959	453
8,9	1974	2328	1978	5022	1989	444
10,7	1956	2326	1974	5009	1981	443
12,5	1946	2308	1956	4997	1972	433
14,3	1989	2298	1989	4894	1948	429
16,1	1983	2263	1951	4809	1967	428
17,9	1981	2212	1983	4700	1971	423
19,6	1951	2204	1981	4689	1956	419
21,4	1959	2204	1959	4655	1978	412
23,2	1958	2180	1975	4582	1974	412
25,0	1975	2135	1958	4539	1961	410
26,8	1961	2113	1961	4497	1944	405
28,6	1957	1997	1955	4341	1982	404
30,4	1944	1993	1980	4312	1975	386
32,1	1980	1973	1970	4301	1957	381
33,9	1979	1965	1965	4266	1953	381
35,7	1949	1962	1957	4259	1949	371
37,5	1943	1954	1979	4257	1936	361
39,3	1970	1953	1944	4215	1960	358
41,1	1965	1931	1949	4189	1946	350
42,9	1955	1928	1988	4101	1977	349
44,6	1937	1895	1976	4082	1937	344
46,4	1976	1888	1937	4067	1951	343
48,2	1950	1878	1950	4028	1950	343
50,0	1984	1873	1984	4021	1984	339
51,8	1988	1868	1943	3961	1968	334

Продолжение таблицы А.2

p %	Годы	Qср. год	Годы	Qср. пол	Годы	Qср. меж
53,6	1953	1859	1953	3930	1979	328
55,4	1936	1816	1936	3853	1976	321
57,1	1971	1777	1987	3776	1947	313
58,9	1967	1768	1960	3730	1942	311
60,7	1960	1763	1939	3699	1990	305
62,5	1968	1716	1971	3672	1980	302
64,3	1990	1706	1990	3667	1962	297
66,1	1947	1704	1966	3661	1952	296
67,9	1939	1702	1947	3651	1938	290
69,6	1987	1686	1968	3651	1940	281
71,4	1966	1684	1967	3646	1973	280
73,2	1973	1677	1973	3634	1970	276
75,0	1952	1648	1952	3541	1939	275
76,8	1940	1615	1969	3503	1988	273
78,6	1962	1606	1940	3483	1966	272
80,4	1942	1596	1962	3438	1954	264
82,1	1977	1581	1942	3395	1965	264
83,9	1948	1573	1977	3305	1985	263
85,7	1969	1561	1985	3304	1945	245
87,5	1985	1530	1941	3304	1941	245
89,3	1964	1520	1964	3304	1964	245
91,1	1941	1520	1948	3174	1986	221
92,9	1945	1415	1963	3076	1963	220
94,6	1963	1410	1945	3053	1955	205
96,4	1954	1370	1954	2919	1987	193
98,2	1986	1331	1986	2886	1969	174

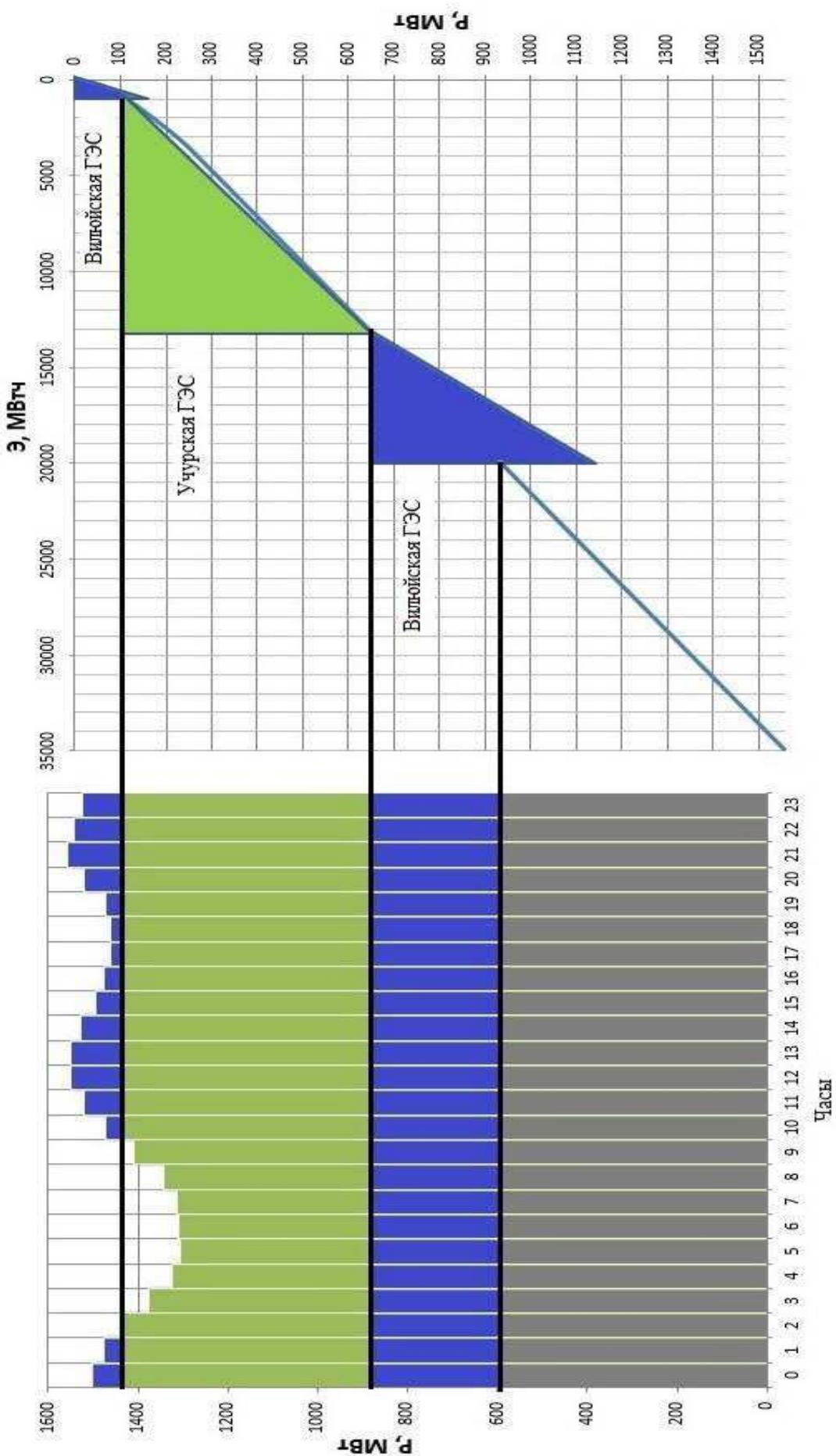


Рисунок А.1- Интегральная кривая нагрузки зима

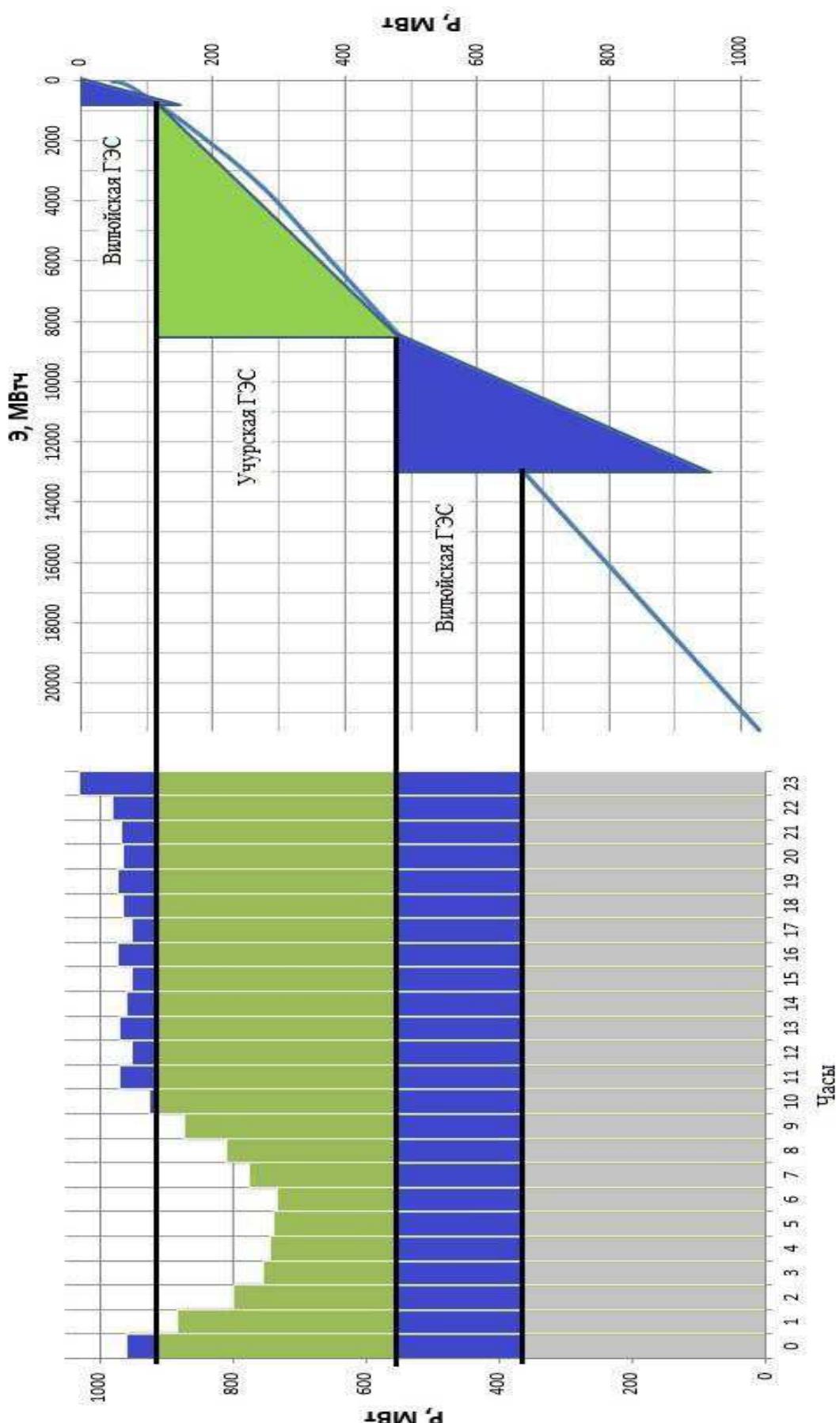


Рисунок А.2- Интегральная кривая нагрузки лето

Таблица А.5 – Режим работы без регулирования и с учетом ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q 90%	138	69	55	57	2112	3004	1706	1490	1516	421	161	122
Q _{ВХК}	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Q _{исп}	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-
Q _ф	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q _{лед}	-	-10	-20	-20	-	-	-	10	10	10	10	10
Q _{потери}	1	-9	-19	-19	2	2	2	11	11	11	11	11
Q _{быт.п.}	137	78	74	76	2110	3002	1704	1479	1505	410	150	111
Z _{вб}	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278
Z _{нб}	208,44	208,26	208,25	208,25	212,27	213,48	211,69	211,34	211,38	209,22	208,48	208,36
H	69,56	69,74	69,75	69,75	65,73	64,52	66,31	66,66	66,62	68,78	69,52	69,64
N _{быт МВт}	85	48	46	47	1234	1724	1006	878	892	251	93	69
Режим 2 по ВХК												
N _{вхк}	402	403	404	403	380	373	384	386	385	398	402	403
Z _{нбвх}	208,44	208,26	208,25	208,25	212,27	213,48	211,69	211,34	211,38	209,22	208,48	208,36
H _{вх}	69,56	69,74	69,75	69,75	65,73	64,52	66,31	66,66	66,62	68,78	69,52	69,64
Δ	-318	-355	-358	-357	854	1351	622	492	507	-147	-310	-334

Таблица А.6 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	Расходы							Объёмы водохранилища			
	Qбыт	потери			Qнб	Qвхк	Qвдхр	Qгэс	Vнач	dV	Vкон
		ф	исп	лёд							
X	495	1	0	10	744	650	239	743	29,57	0,62	28,95
XI	189	1	0	10	931	650	732	930	28,95	1,90	27,05
XII	144	1	0	0	1001	650	857	1000	27,05	2,23	24,82
I	162	1	0	-10	1060	650	908	1059	24,82	2,36	22,46
II	81	1	0	-20	1115	650	1054	1114	22,46	2,74	19,72
III	65	1	0	-20	1001	650	956	1000	19,72	2,49	17,23
IV	67	1	1	-1	1025	650	960	1024	17,23	2,50	14,73
V	2484	1	1	0	1333	650	-1150	1332	14,73	-2,99	17,72
VI	3534	1	1	15	1291	650	-2257	1290	17,72	-5,87	23,59
VII	2007	1	0	10	1157	650	-860	1156	23,59	-2,24	25,83
VIII	1754	1	0	10	1100	650	-664	1099	25,83	-1,73	27,56
IX	1784	1	0	10	1019	650	-775	1018	27,56	-2,02	29,57

Окончание таблицы А.6

Месяц	Уровни				Напор	Мощность		
	ВБ			НБ		Н гэс	N гэс	N гар
	Zзнач	Zкон	Zср	Zнб				
X	278,00	276,68	277,34	210,01	66,83	442	442,00	
XI	276,68	273,12	274,90	210,39	64,01	530	530,00	
XII	273,12	269,74	271,43	210,53	60,40	538	538,00	
I	269,74	266,61	268,18	210,64	57,04	538	538,00	
II	266,61	262,73	264,67	210,74	53,44	530	530,00	
III	262,73	258,58	260,65	210,53	49,63	442	442,00	
IV	258,58	253,91	256,24	210,57	45,17	412	403,00	
V	253,91	259,45	256,68	211,11	45,07	534	329,00	
VI	259,45	268,10	263,78	211,04	52,24	600	327,00	
VII	268,10	271,19	269,65	210,81	58,34	600	327,00	
VIII	271,19	274,00	272,59	210,71	61,39	600	329,00	
IX	274,00	278,00	276,00	210,56	64,94	588	385,00	

Таблица А.7 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Месяц	Расходы								Объёмы водохранилища			
	Qбыт	потери			Qнб	Qвхк	Qвдхр	Qх.сбр	Qгэс	Vнач	dV	Vкон
		ф	исп	лёд								
X	975	1	0	10	1009	650	24	0	1008	29,57	0,06	29,51
XI	370	1	0	10	1038	650	658	0	1037	29,51	1,71	27,80
XII	287	1	0	0	1098	650	811	0	1097	27,80	2,11	25,69
I	250	1	0	-10	1163	650	923	0	1162	25,69	2,40	23,29
II	196	1	0	-20	1242	650	1066	0	1241	23,29	2,77	20,52
III	167	1	0	-20	1357	650	1210	0	1356	20,52	3,15	17,37
IV	154	1	1	-1	1167	650	1015	0	1166	17,37	2,64	14,73
V	4612	1	1	0	2216	650	-2775	380	1455	14,73	-6,23	20,96
VI	5415	1	1	15	3568	650	-3010	1149	1269	20,96	-4,84	25,80
VII	2480	1	0	10	1820	650	-1020	350	1119	25,80	-1,74	27,54
VIII	5280	1	0	10	4558	650	-2446	1714	1129	27,54	-1,90	29,44
IX	2352	1	0	10	2313	650	-685	636	1040	29,44	-0,13	29,57

Окончание таблицы А.7

Месяц	Уровни				Напор	Мощность			
	ВБ			НБ		Н гэс	N гэс	N гар	
	Zзнач	Zкон	Zср						
X	278,00	277,86	277,93	210,54	66,89	600	442,00		
XI	277,86	274,44	276,15	210,59	65,06	600	530,00		
XII	274,44	270,98	272,71	210,70	61,50	600	538,00		
I	270,98	267,70	269,34	210,82	58,02	600	538,00		
II	267,70	263,93	265,82	210,96	54,36	600	530,00		
III	263,93	258,83	261,38	211,15	49,73	600	442,00		
IV	258,83	253,90	256,37	210,83	45,04	467	403,00		
V	253,90	264,57	259,24	212,41	46,32	600	329,00		
VI	264,57	271,14	267,85	214,25	53,11	600	327,00		
VII	271,14	273,97	272,56	211,86	60,20	600	327,00		
VIII	273,97	277,72	275,85	215,60	59,75	600	329,00		
IX	277,72	278,00	277,86	212,55	64,82	600	385,00		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Данные по основному и вспомогательному оборудованию

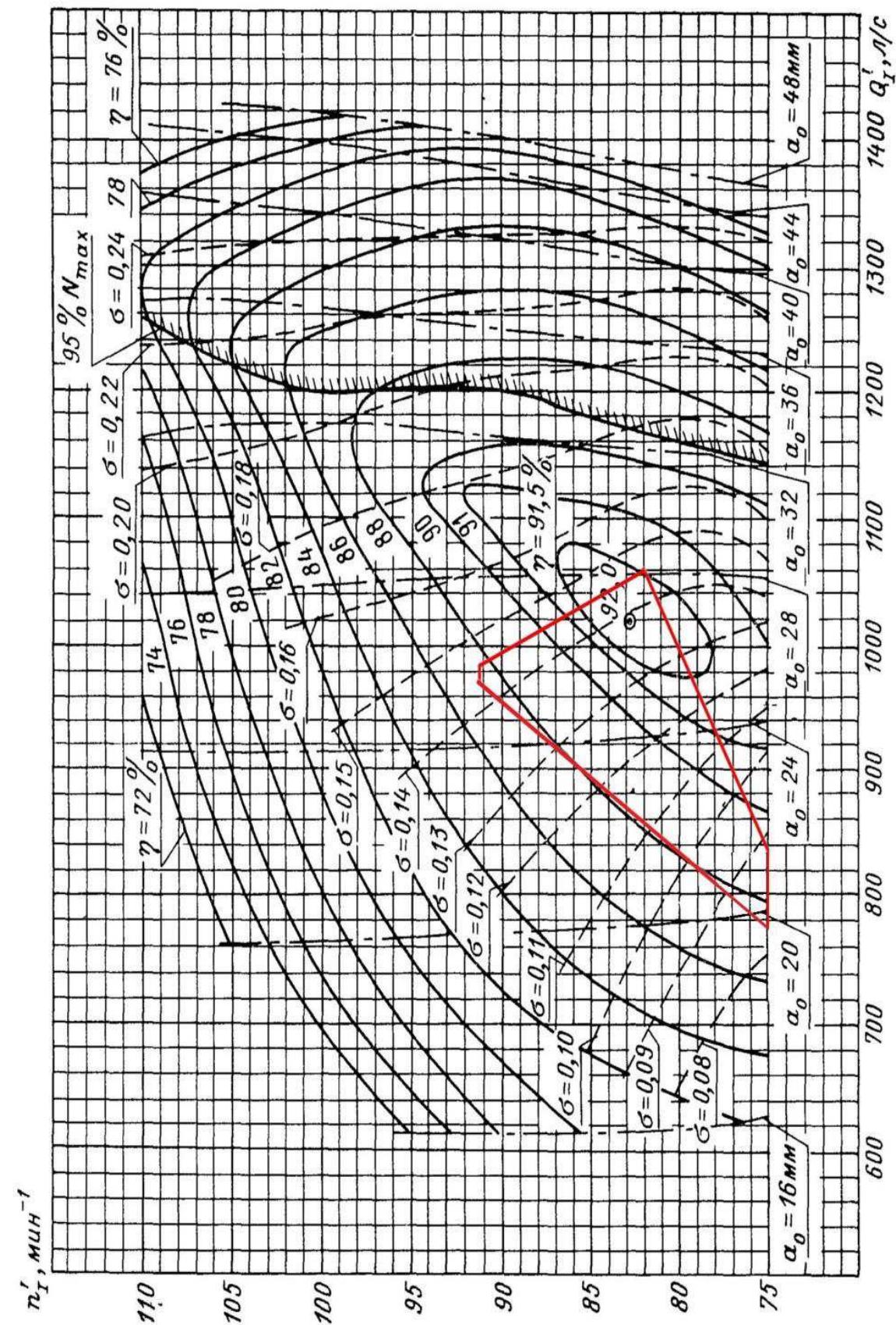


Рисунок Б.1 – Зона работы РО75-В-500

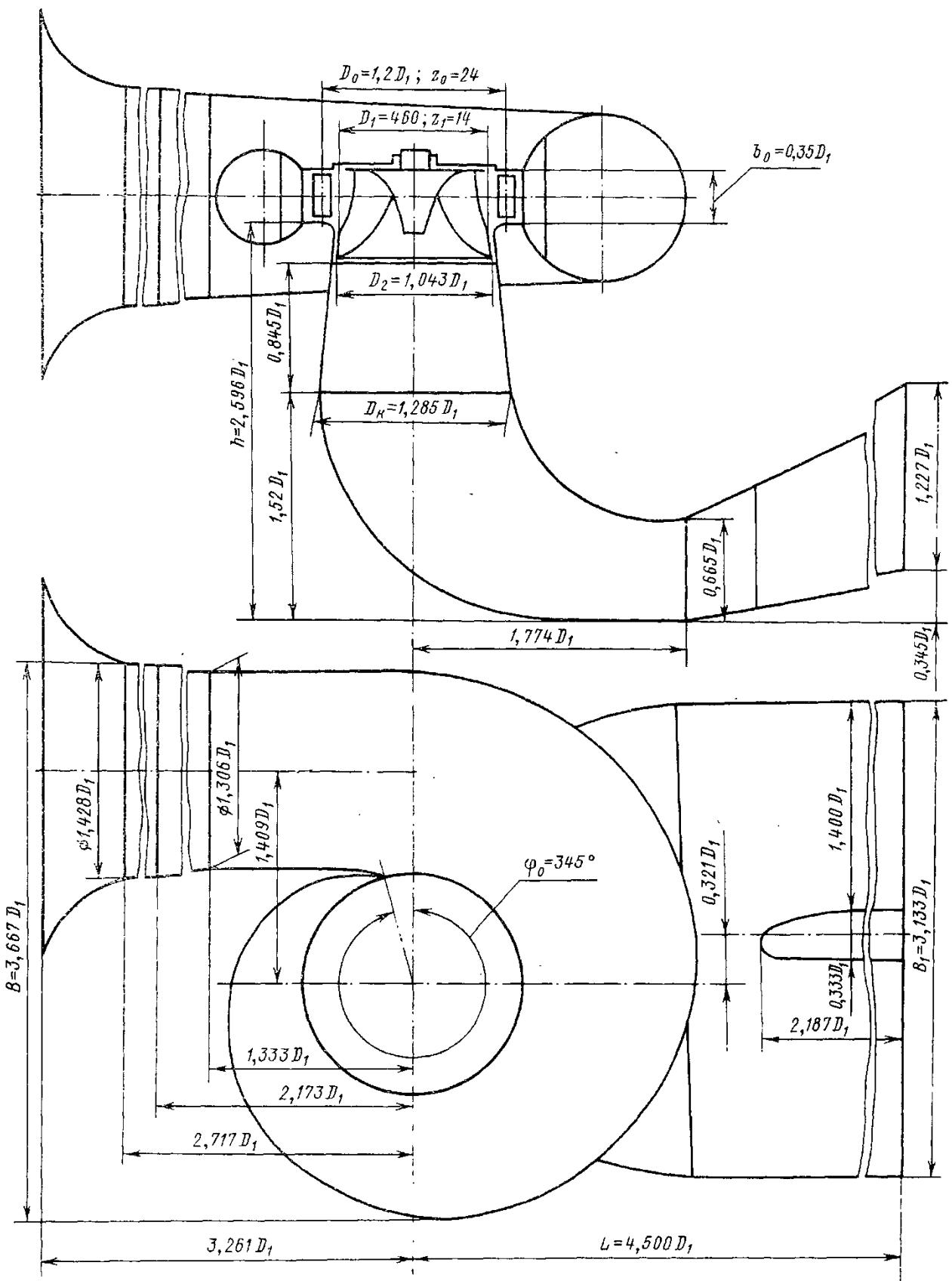


Рисунок Б.2 – Проточная часть турбины РО75-В

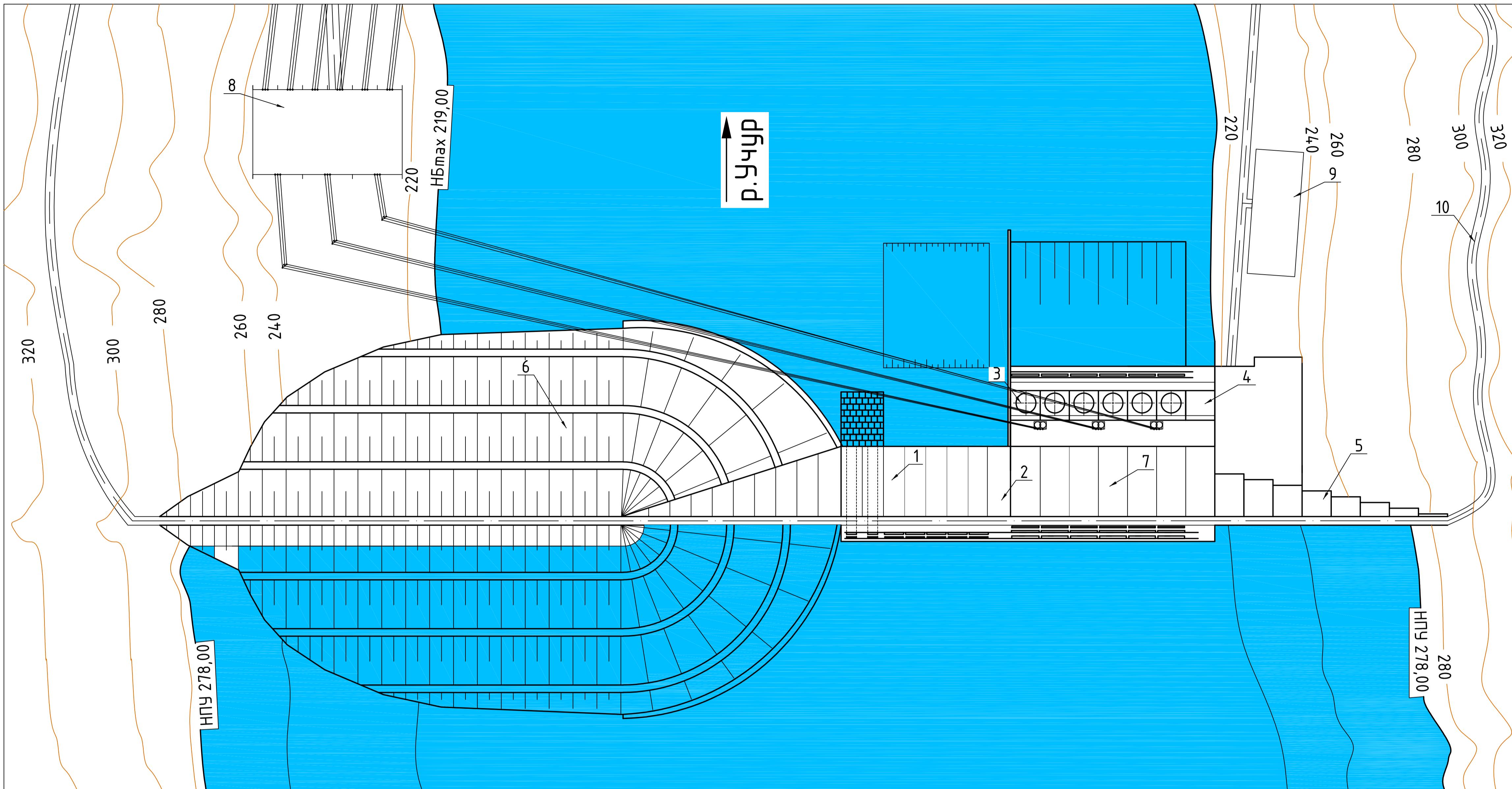
ПРИЛОЖЕНИЕ В

План мероприятий по охране окружающей среды

Таблица В.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

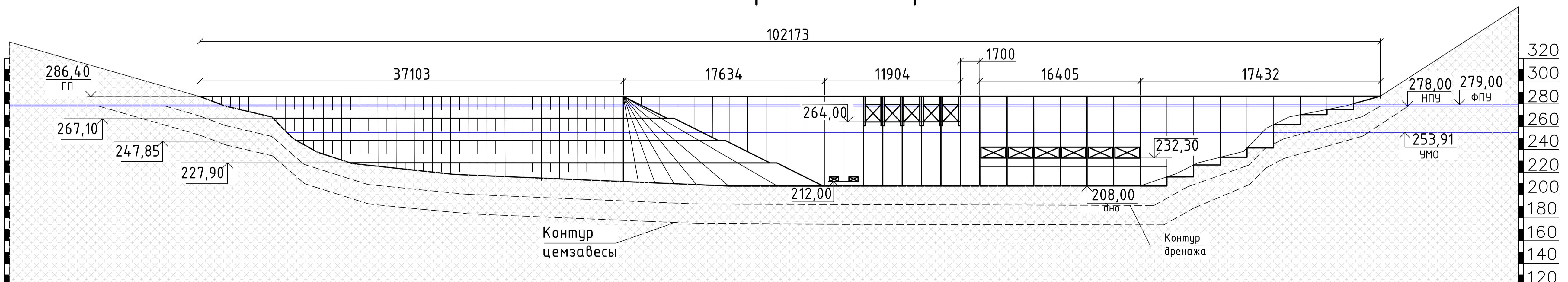
Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96-ФЗ от 4 Мая 1999 года.	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, метлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
Раздел II. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 Июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
Отвод ливневых вод		Строительство
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии	Федеральный закон «Об отходах производства и потребления». №89-ФЗ от 24 Июня 1998 года.	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства
Раздел IV. Охрана животного мира		
Образование рыбного хозяйства	Федеральный закон «О животном мире»	Эксплуатация
Запрещение ловли в зоне разведения рыбы		Эксплуатация

Генеральный план Чурского гидроузла на реке Чур
Масштаб 1:2000



Ведомость состава проекта:	
Обозначение	Наименование
VKP-13.03.02-1401634-ГП	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Ведомость состава проекта
VKP-13.03.02-1401634-ГР1	Поперечный разрез станционной части. Основные характеристики гидроагрегата
VKP-13.03.02-1401634-ГР2	Поперечный разрез по водосливной плотине
VKP-13.03.02-1401634-РР	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий. Эпюры напряжений
VKP-13.03.02-1401634-ЭС1	Главная схема электрических соединений
VKP-13.03.02-1401634-ЭС2	Релейная защита генератора
VKP-13.03.02-1401634-П3	Пояснительная записка

Вид с верхнего бьефа



Изм.	Кол. чч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Подмежкин В.С.				
Пробверил	Лыбина Т.А.				
Г. Контр.					
Н. Контр.					
Чтв.					

ВКР-13.03.02-1401634-ГП

Саяно-Шушенский филиал СФУ

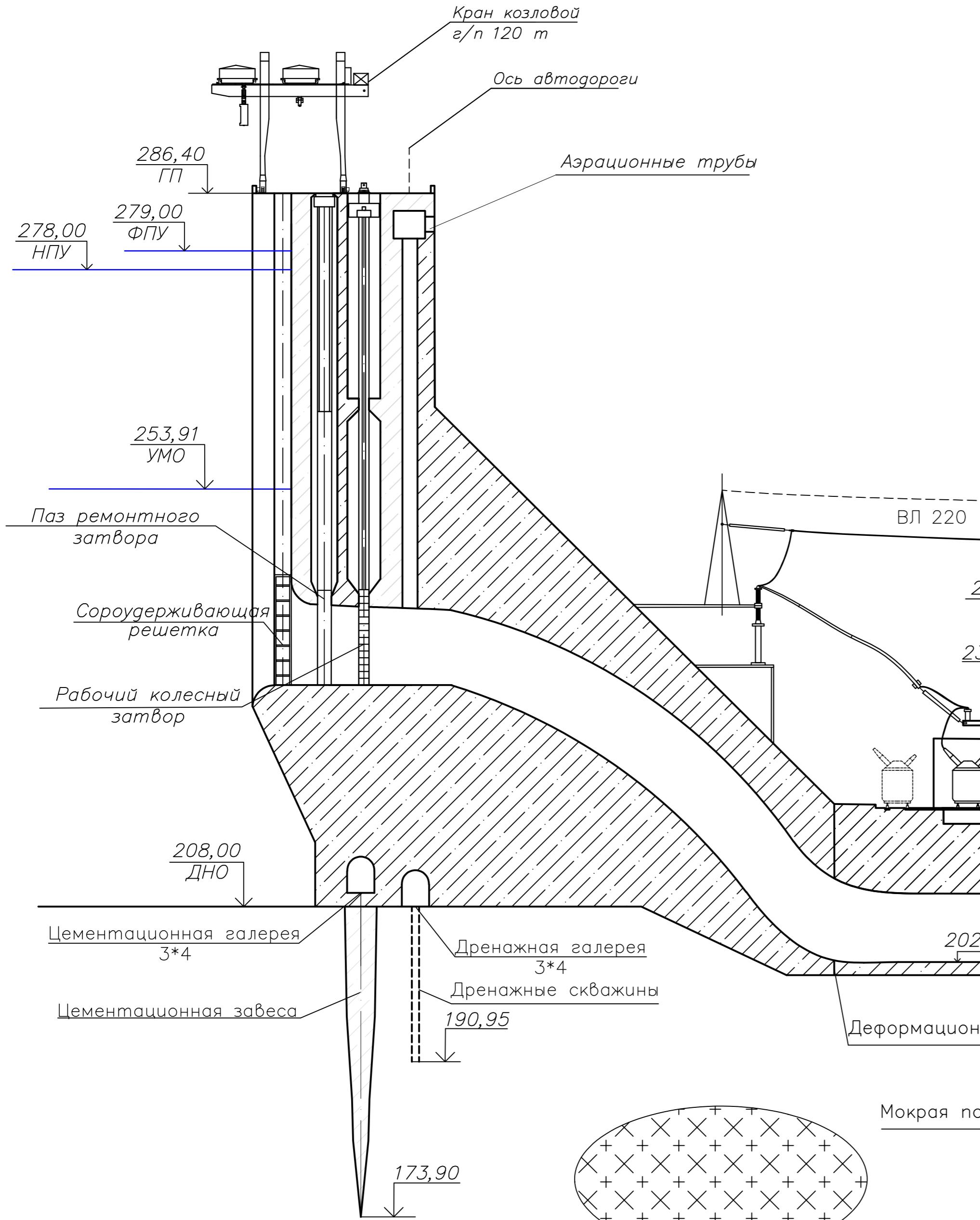
Проектирование Чурской ГЭС на реке Чур

Генеральный план Чурской ГЭС

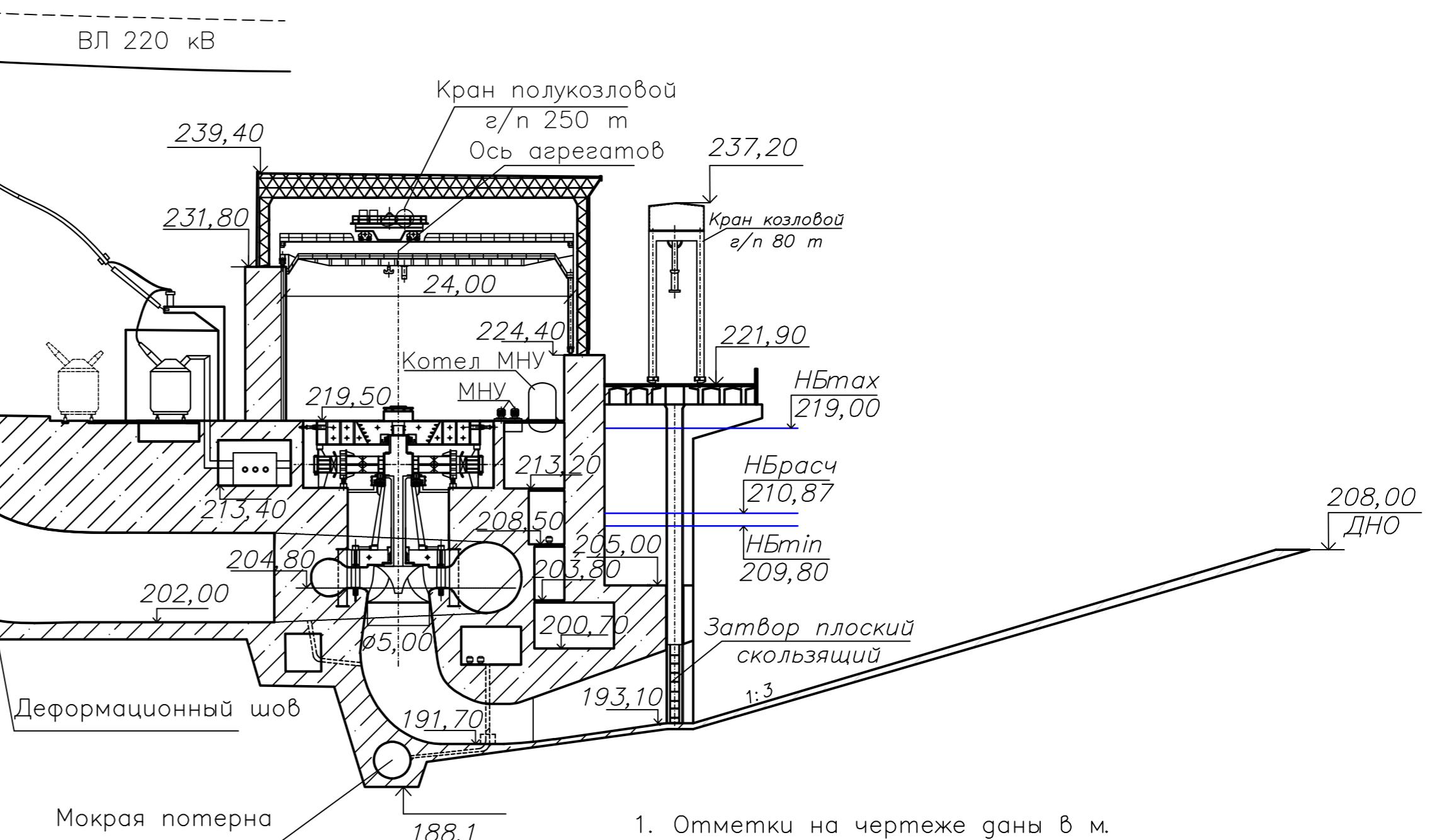
Кафедра ГТС

Разрез по оси станционной части гидроузла

Масштаб 1:400



Основные данные агрегата
Мощность агрегата - 100 МВт/117.6 МВА
Количество агрегатов - 6
Напор:
 максимальный - 67.7 м
 расчетный - 56.0 м
 минимальный - 45.5 м
Тип турбины - Р075/841а-В-500
Тип генератора - СВ-1130/140-48 ТС4
Число оборотов в минуту - 125



1. Отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401634-ГП

ВКР-13.03.02-1401634-ГР1					
Саяно-Шушенский филиал СФЧ					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Потомкин В.С.				
Проверил	Масленникова А.В.				
Т.Контр.					
Н.Контр.					
Чтв.					

Проектирование Учурской ГЭС на реке Учур

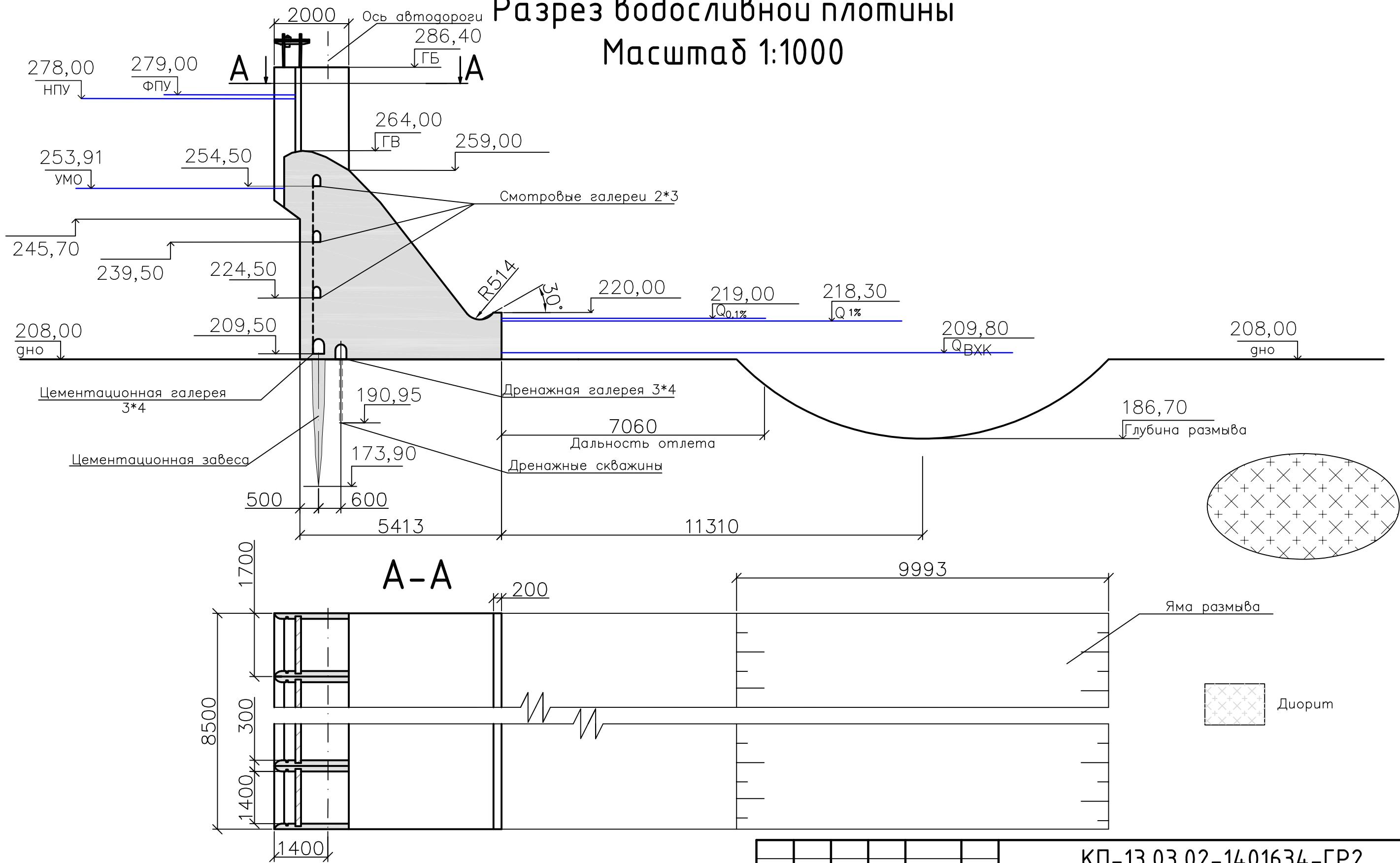
Разрез по станционной части гидроузла. Основные характеристики Г.А.

Стадия	Лист	Листов

Кафедра ГГЭС

Разрез водосливной плотины

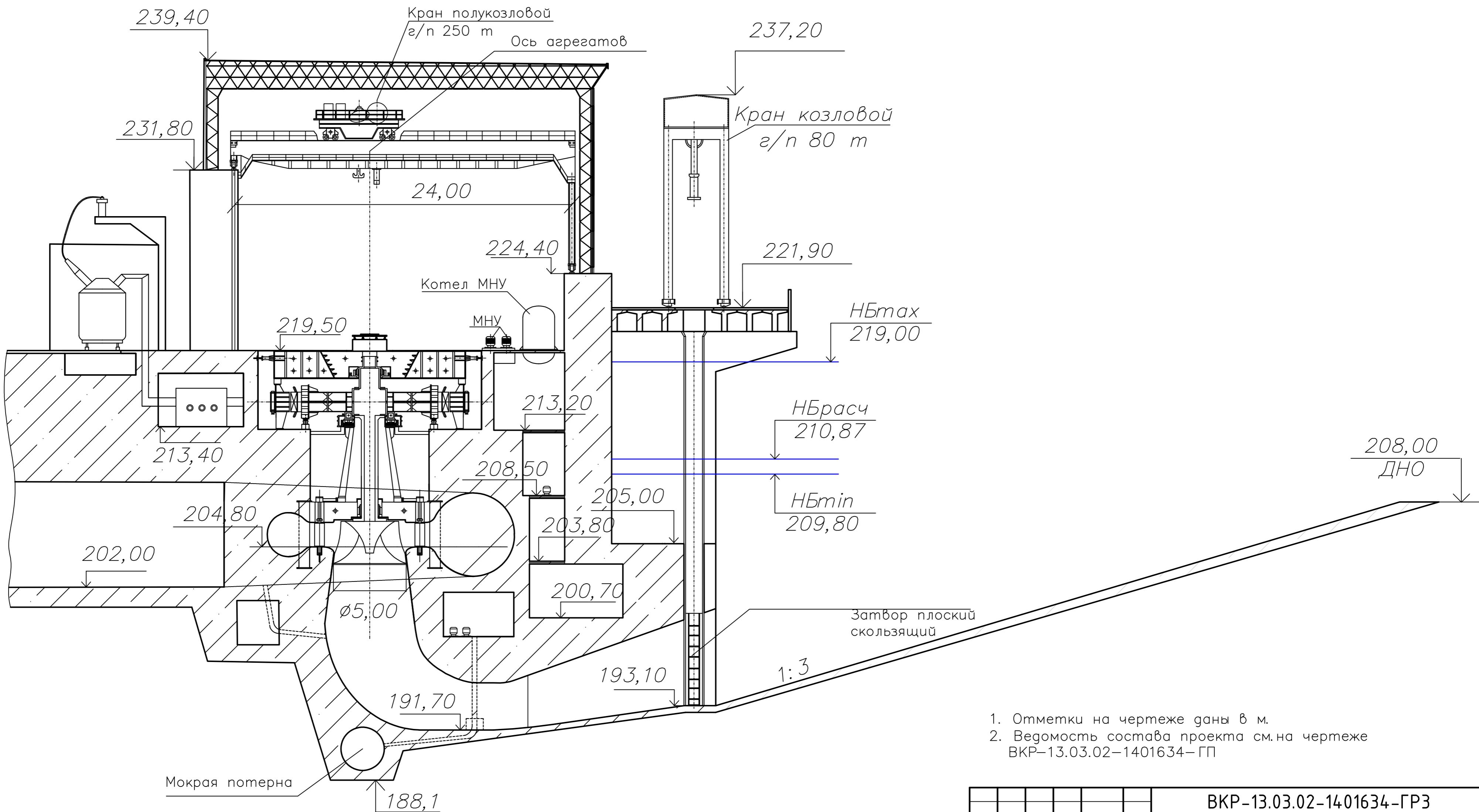
Масштаб 1:1000



1. Отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401634-ГП

КП-13.03.02-1401634-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал СФЧ					
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Стадия	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Рзараб.	Подтяжкин В.С.				
Проверил	Лыбина Т.А.				
Т.Контр.					
Н.Контр.					
Утв.					
Проектирование Учурской ГЭС на реке Учур					
Разрез водосливной плотины					
Кафедра ГТС					

Поперечный разрез здания ГЭС
Масштаб 1:200



ВКР-13.03.02-1401634-ГРЗ					
Саяно-Шушенский филиал СФЧ					
Изм.	Кол. уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Потемкин В.С.				
Проверил	Масленникова А.В.				
Т.Контр					
Н.Контр					
Чтв.					

Проектирование Учурской ГЭС
на реке Учур

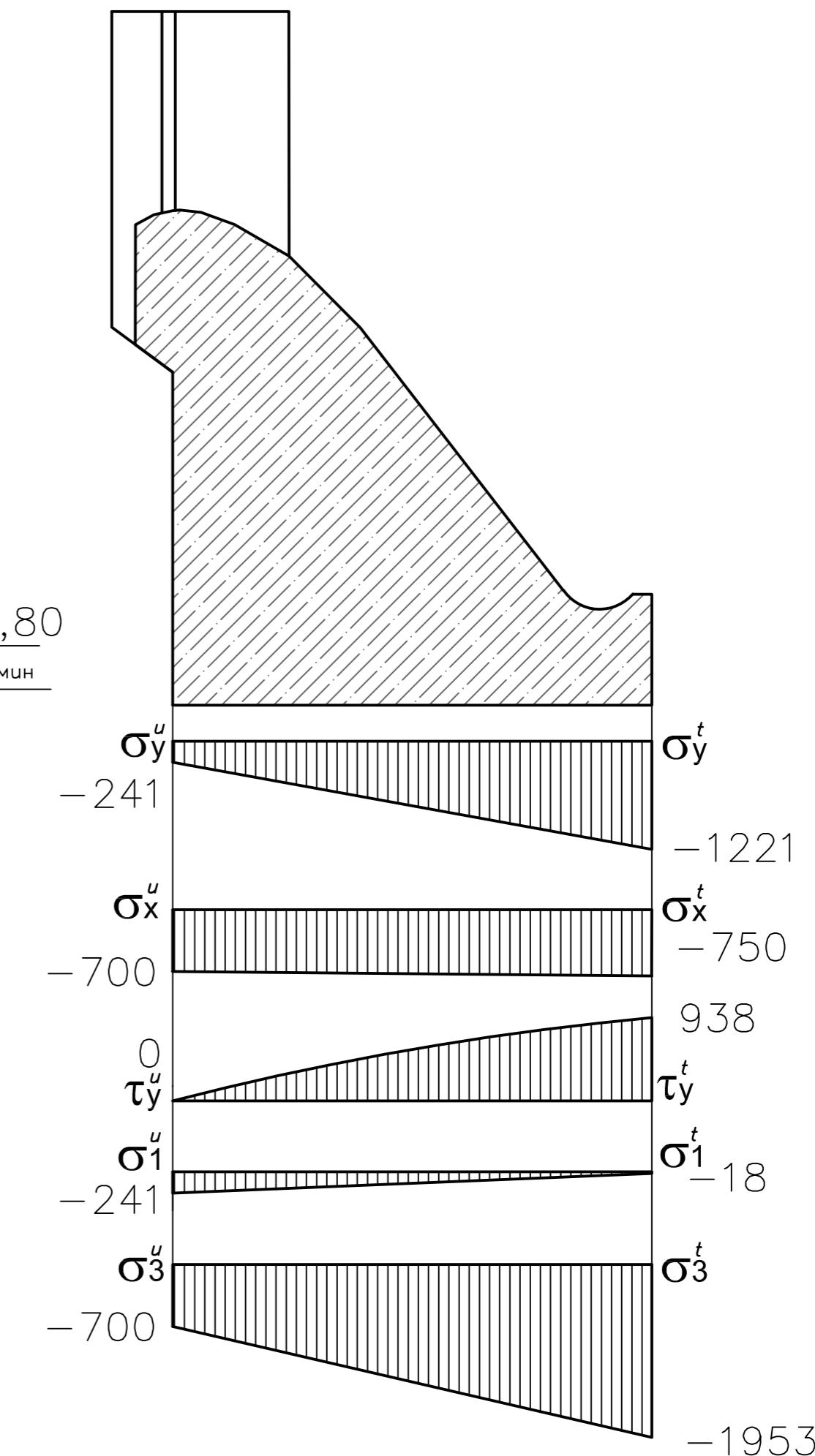
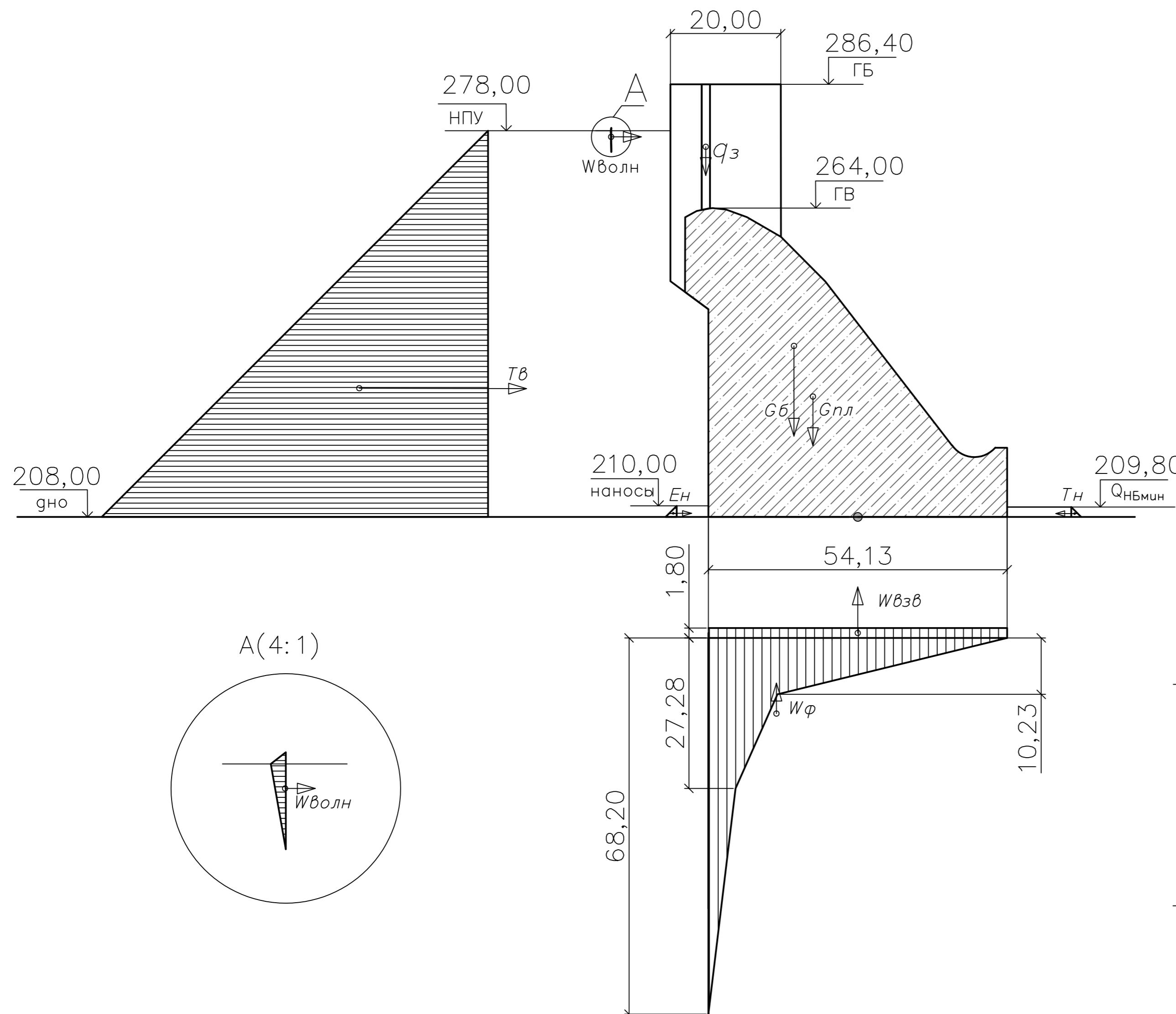
Стадия Лист Листов

Поперечный разрез здания ГЭС

Кафедра ГГЭС

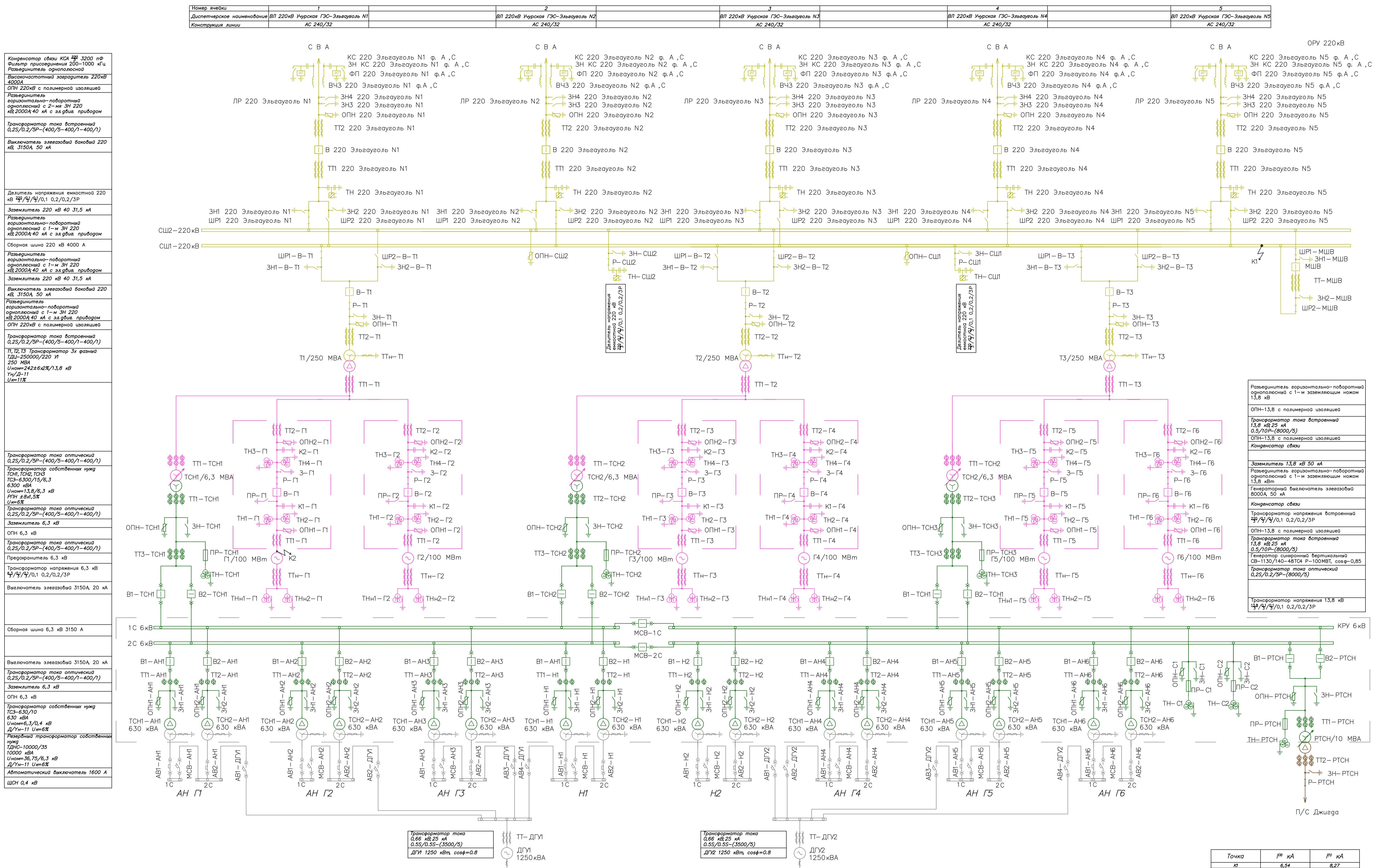
Сбор нагрузок на плотину

Напряжения в сечении основание—бетон



1. Напряжения указаны в кПа.
2. Отметки на чертеже даны в м.
3. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401634-ГП

ВКР-13.03.02-1401634-РР							
Саяно-Шушенский филиал СФУ							
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.	Потемкин В.С.						
Проверил	Лыбина Т.А.						
Т.Контр.							
Н.Контр.							
Чтв.							
Проектирование Учурской ГЭС на реке Учур							
Стадия		Лист	Листов				
		1	1				
Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину							
Кафедра ГТС							



Точка	I ⁰ kA	I ⁰ kA
1	6,54	8,27
2	53,14	-

1. Ведомость состава проекта см.на чертеже ВКР-13.03.02-1401634-ГП

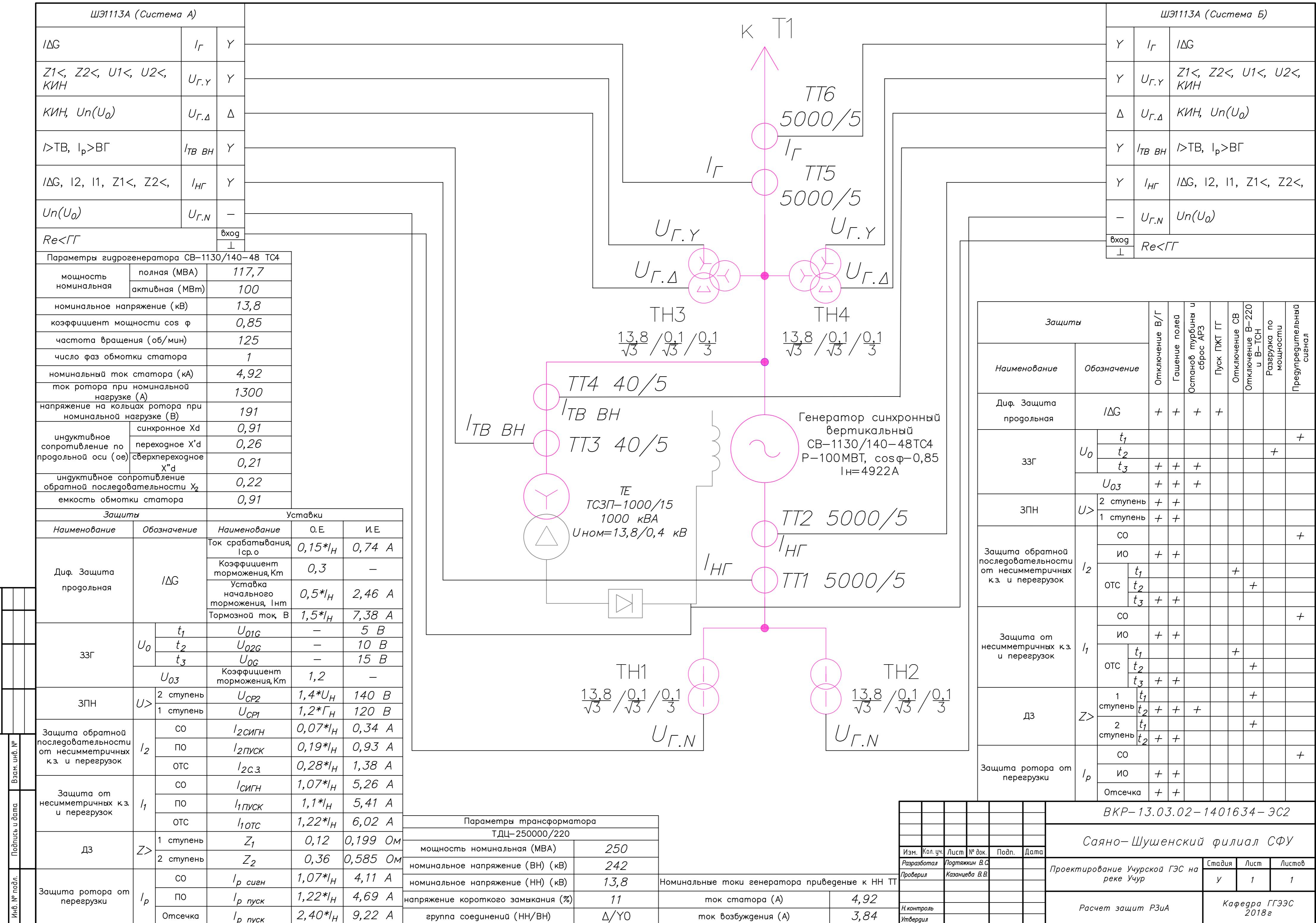
ВКР-13.03.02-1401634-ЭС1

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Проектирование Учурской ГЭС на реке Учур

Главная схема электрических соединений Учурской ГЭС

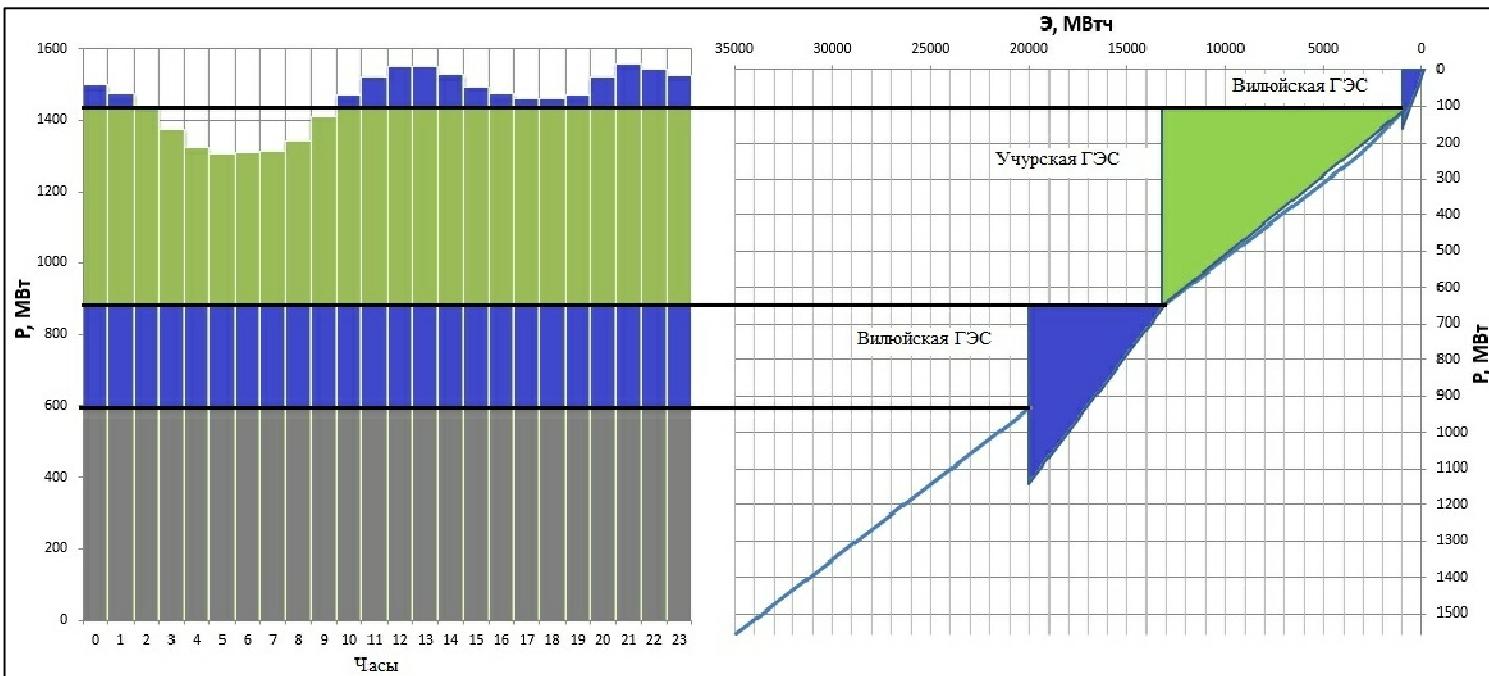
Кафедра ГГЭС



Учурска ГЭС на реке Учур

Установленная мощность: 600 МВт
 Среднемноголетняя выработка: 5,0 млрд. кВт·ч
 Отметка НПУ: 278,00 м
 Отметка УМО: 253,41 м

Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода



Баланс энергии

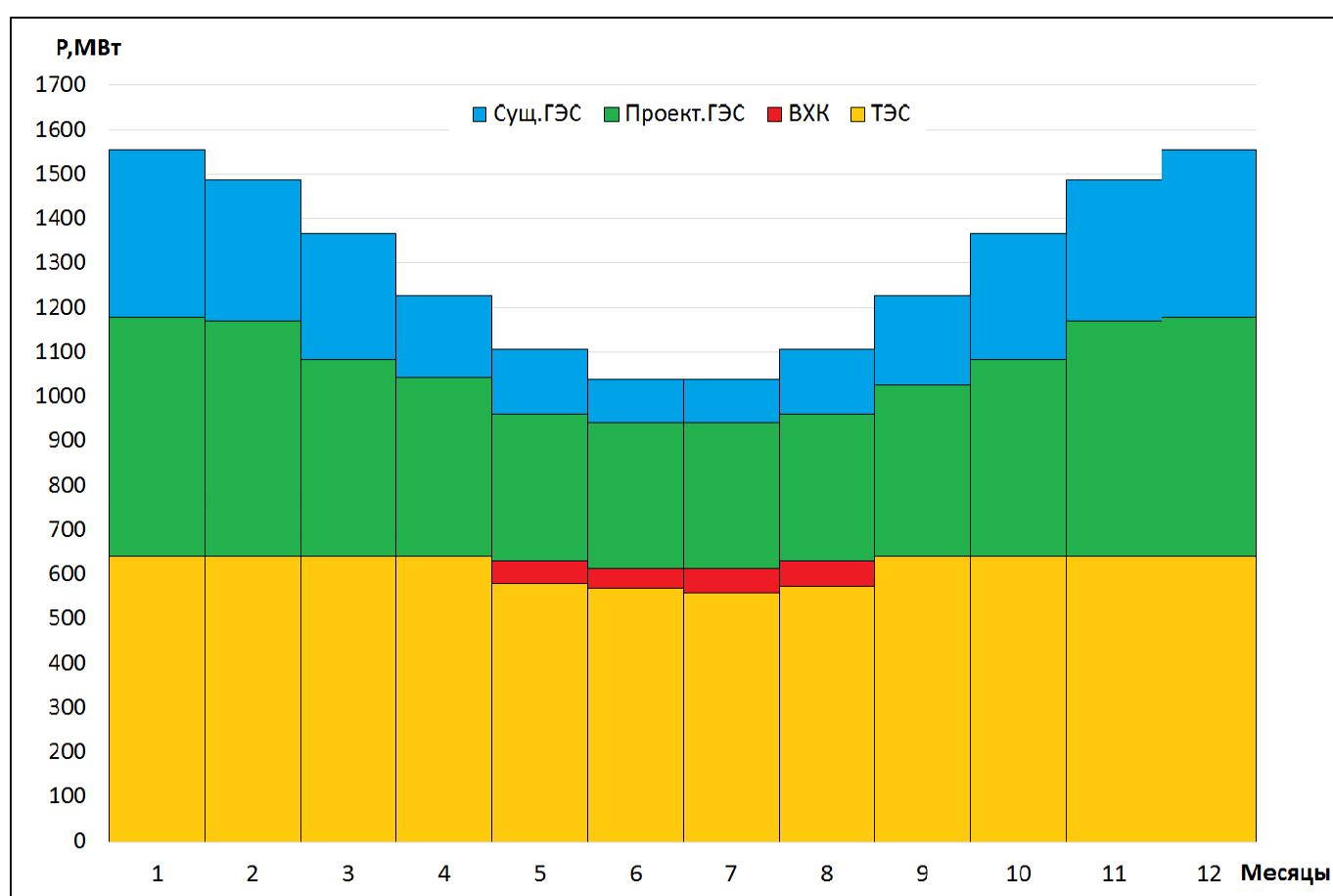
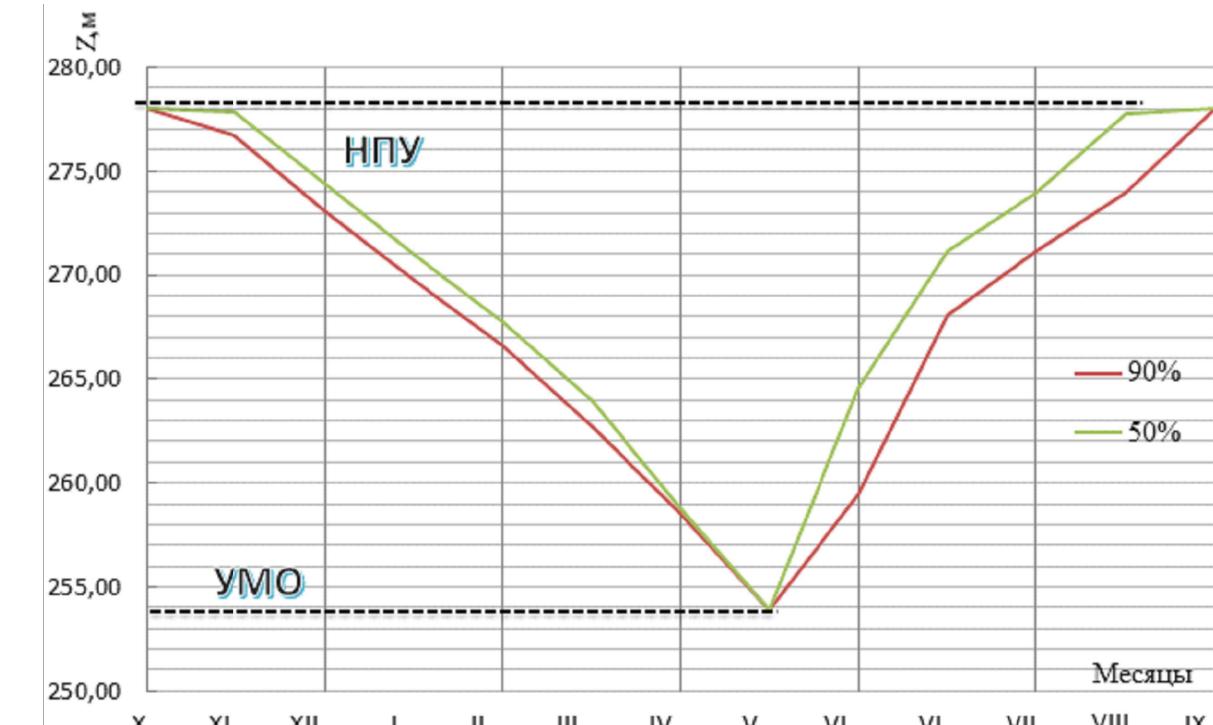
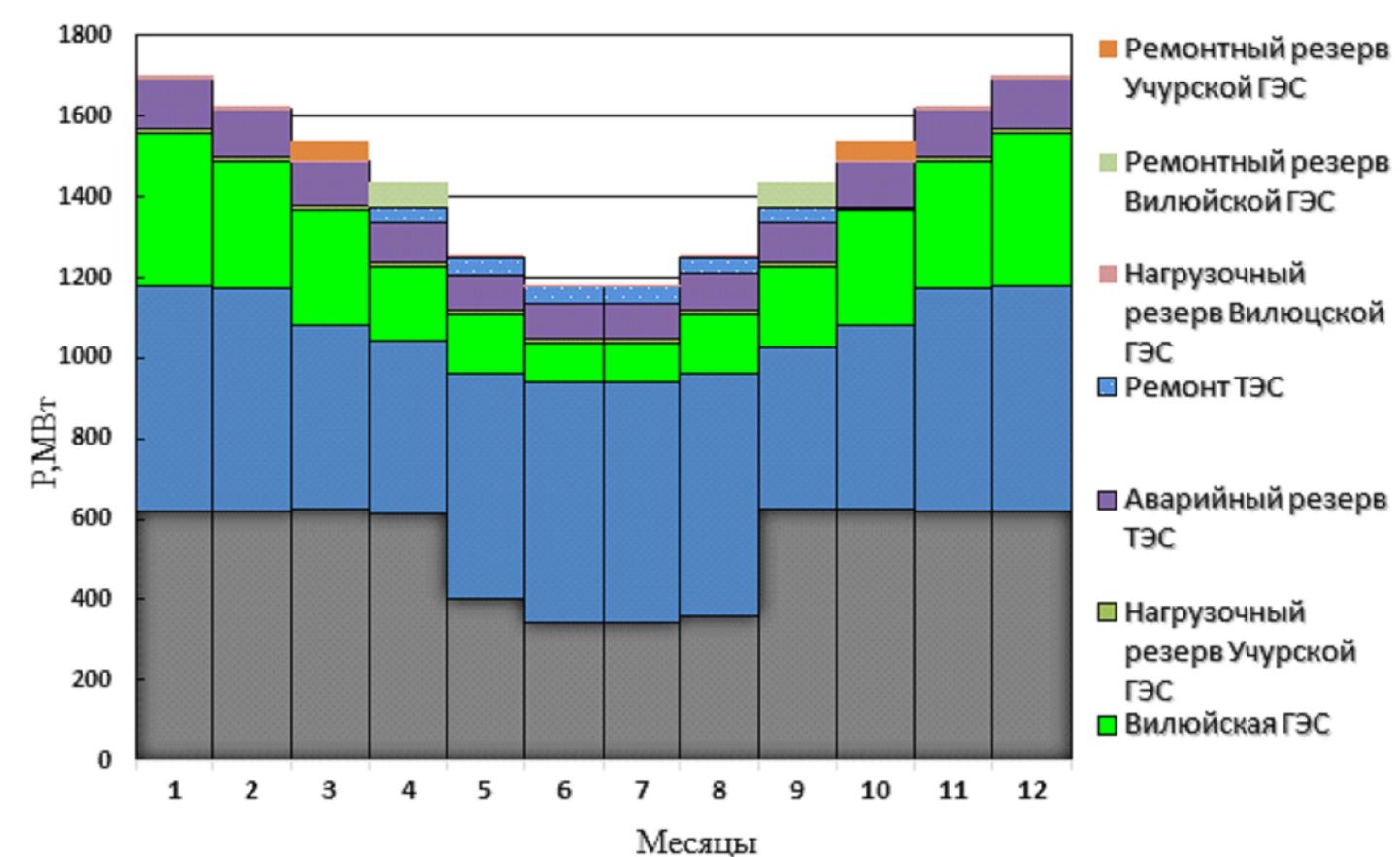


График сработки-заполнения водохранилища



Баланс мощности энергоистемы



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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

М.Ю. Погониненко
15.06.2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УЧУРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УЧУР.
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ
СОСТАВЛЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ
И ЗАЩИТ НА ГЭС

Заместитель начальника СТСУ

Филиал ПАО «РусГидро»

«Саяно-Шуменская ГЭС»

Руководитель

Ильин Н.С. Испорожнегов

Л.Н. Синцов

имя отчество фамилия

подпись дата

должность

Выпускник

Борисов А.С.

В.С. Подолякский

подпись дата

имя отчество фамилия