

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко
подпись

«13 » июня 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МУЛАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ИДЮМ.
КОНСТРУКЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ПЕРЕХОДОВ ГЭС-РУ. РЕМОНТ И
ЭКСПЛУАТАЦИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

Руководитель


подпись, дата
13.06.18

Инженер ОС
Филиала ПАО «РусГидро»
— «Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожнего»
должность

Ю.А. Мальцев
ициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата
13.06.18

А.А. Бернякович
ициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Муланской ГЭС на реке Идюм. Конструкция воздушных переходов ГЭС-РУ. Ремонт и эксплуатация. Нормы и требования».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 13.06.18 Е.Ю. Замеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Алент
подпись, дата

А. В. Машинщиков
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

М.Д. 06.06.18 Илья Погоняйченко
подпись, дата инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

Нарб 05.06.18
подпись, дата

В. В. Каюшев
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Юрий 06.06.18
подпись, дата

Т. А. Ребинец
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

Юрий 06.06.18
подпись, дата

Илья Погоняйченко
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Юрий 06.06.18
подпись, дата

В. В. Капаев
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Юрий 15.06.18
подпись, дата

Ю. Ю. Гаврилов
подпись, дата инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ МУЛАНСКОЙ 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	11
1.1.3 Инженерно-геологические условия	13
1.1.4 Сейсмические условия	13
1.2 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Водно-энергетические расчёты	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Исходные данные:.....	14
2.1.2 Выбор расчётного гидрографа маловодного и средноводного года	14
2.2 Энергетическая система	17
2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	17
2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	18
2.3 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом водохозяйственного комплекса	20
2.4 Распределение гарантированных мощностей	22
2.5 Определение установленной мощности ГЭС	23
2.6 Определение среднемноголетней выработки	23
2.7 Построение режимного поля ГЭС.....	24
2.8 Баланс мощности.....	25
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	27
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	27
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	27
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	27
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	30
3.3 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	31
3.4 Выбор серийного типа гидрогенератора	32
3.5 Выбор типа маслонапорной установки	33
3.6 Выбор электрогидравлического регулятора	33
4 Электрическая часть	34
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	34
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС	35
4.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора	35

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с одиночными блоками	36
4.2.3 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками	38
4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	39
4.2.5 Выбор количества отходящих воздушных линий	39
4.2.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта	40
4.3 Выбор схемы РУ ВН	42
4.4 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания	42
4.5 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3».....	44
4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания на генераторном напряжении в программном комплексе «RASTR WIN 3»	45
4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	46
4.8 Выбор электротехнического оборудования ОРУ 220 кВ	47
4.9 Выбор электротехнического оборудования генераторного напряжения	48
5 Релейная защита и автоматика	49
5.1 Технические данные защищаемого оборудования.....	49
5.2 Расчёт номинальных токов	50
5.3 Перечень защит основного оборудования	50
5.4 Описание защит и расчет их уставок	52
5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)	52
5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($UN;UO$)	54
5.4.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	57
5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)	57
5.4.5 Защита от симметричных перегрузок($I1$)	61
5.4.6 Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	63
5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора	65
5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	67
6 Компоновка и сооружение гидроузла.....	68
6.1 Проектирование водосливной плотины	68
6.1.1 Определение отметки гребня плотины.....	68
6.2 Гидравлические расчеты	70
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта	70
6.2.2 Определение отметки гребня водослива	71
6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода	74

6.2.4 Построение профиля водосливной грани.....	75
6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	76
6.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	77
6.3 Конструирование плотины.....	79
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины	79
6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами.....	81
6.3.3. Быки.....	81
6.3.4 Устои	82
6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин	83
6.3.6 Галереи в теле плотины.....	83
6.4 Определение основных нагрузок на плотину	85
6.4.1 Вес сооружения	85
6.4.2 Сила гидростатического давления воды	86
6.4.3 Равнодействующие взвешивающего и фильтрационного давления	86
6.4.4 Волновое воздействие	87
6.4.5 Давление наносов.....	87
6.5 Расчёт прочности плотины	89
6.6 Критерии прочности плотины	91
6.7 Расчёт устойчивости плотины	92
7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Муланской ГУ.	
Охрана труда и противопожарная безопасность	94
7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	95
7.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	96
7.3 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период.....	97
7.3.1 Организационные.....	97
7.3.2 Санитарно- технические.....	98
7.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	98
7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	99
7.6 Техника безопасности.....	100
7.7 Пожарная безопасность	103
8 Определение технико-экономических показателей	105
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии и расходов.....	105
8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	105
8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	105
8.1.3 Налоговые расходы.....	107
8.2 Оценка суммы прибыли	108

8.3 Оценка инвестиционного проекта.....	109
8.3.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта	109
8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	110
8.3.3 Бюджетная эффективность	110
8.4 Анализ чувствительности	111
9 Конструкция воздушных переходов ГЭС-РУ. Ремонт и эксплуатация. Нормы и требования	114
9.1 Общие сведения	114
9.2 Воздушные переходы ГЭС-ОРУ 220 кВ.....	114
9.2.1 Область применения. Определения	114
9.2.2 Общие требования	114
9.2.3 Конструктивное исполнение	116
9.2.4 Особенности переключений по выводу в ремонт и вводу в работу ВЛ под наведенным напряжением	118
9.2.5 Требования к проектированию воздушных переходов, учитывающие особенности их ремонта и технического обслуживания.....	119
9.2.6 Защита воздушных переходов от воздействия окружающей среды.....	120
9.2.7 Провода и грозозащитные тросы	121
9.2.8 Изоляторы.....	121
9.3 Кабельные переходы ГЭС-РУ 220 кВ.....	122
9.3.1 Область применения. Определения	122
9.3.2 Конструктивное исполнение	122
9.3.3 Общие требования	124
9.3.4 Выбор способов прокладки	124
9.3.5 Выбор кабелей.....	124
9.3.6 Заземление	125
9.3.7 Выбор устройства передачи электроэнергии Муланской ГЭС – ОРУ220 кВ	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	127
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	129
ПРИЛОЖЕНИЯ А-Г	132-140

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ МУЛАНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Идюм.
2. Местонахождение ГЭС.....Хабаровская область.
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний189 м³/с;
 - б) всех турбин1659 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%9521,04 м³/с;
0,01%11205,3 м³/с;
 - г) минимальный90 м³/с.
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокагодичный;
 - б) отметка: ФПУ615,00 м;
НПУ612,00 м;
УМО607,80 м;
 - в) объемы:
 - полный14,23 км³;
 - полезный7,16 км³.
5. Напоры:
 - а) максимальный70,6 м;
 - б) расчетный68,3 м;
 - в) минимальный66,7 м.
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная264 МВт;
 - гарантированная222 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии14,9 млн. кВт·ч;
 - в) число часов использования установленной мощности4256 час.
7. Водосбросные сооружения:
 - а) типповерхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов10 отверстий 20 м;
 - в) общая длина200 м;
 - г) максимальная высота604,00 м;
8. Здание ГЭС:
 - а) тип зданиеприплотинное;
 - б) число агрегатов4;
 - в) грунты в основаниискала;
 - г) тип спиральной камерыметаллическая;
 - д) тип отсасывающей трубыизогнутая.
9. Основное оборудование:
 - а) тип турбиныРО115-В-335;
 - б) тип генератораСВ 640/170-24;
 - в) мощность генератора.....67 МВт;

- г) частота вращения 187,5 об/мин;
д) тип трансформатора ТДЦ-80000/220;
10. Технико-экономические показатели:
- а) удельные показатели 28,001 руб./кВт;
б) себестоимость энергии..... 0,15 коп/кВт·ч;
в) срок окупаемости..... 75 мес.

ВВЕДЕНИЕ

По данным экономического потенциала гидроэнергетических ресурсов рек некоторых стран, Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире (Китай - $1260 \cdot 10^9$ кВт·ч; Россия - $852 \cdot 10^9$ кВт·ч; Бразилия - $740 \cdot 10^9$ кВт·ч; США - $705 \cdot 10^9$ кВт·ч). Однако по степени освоения экономически эффективных гидроэнергетических ресурсов Россия – 20% значительно уступает таким экономически развитым странам как США – 44% и Канада – 68%.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Река Идюм - расположена в Хабаровском крае и берет начало в восточной части Станового хребта, течёт на север. Длина реки - 317 км. Площадь бассейна – 9170 км². Река извилиста и порожиста. Правый приток реки Алгамы (бассейн Лены). Главные притоки: Мулам (левый), Дёсс (правый). В бассейне Идюма около 1000 озёр.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат Хабаровского края - муссонный, с характерной холодной зимой и влажным жарким летом. Климатические условия существенно изменяются с характером рельефа, близостью к морю и с севера на юг. Так, например, средняя температура января в континентальных районах колеблется от -22 °C – на юге, до -40 °C – на севере. Средняя температура июля на юге +20 °C, на севере +15 °C.

На месте проектирования Муланского гидроузла средняя годовая температура составляет -7.5 ° C. 365 мм - среднегодовая норма осадков. Климатические изменения количества осадков и разницы температуры в течении года представлены в виде графика (Рисунок 1.1) и таблицы 1.1.

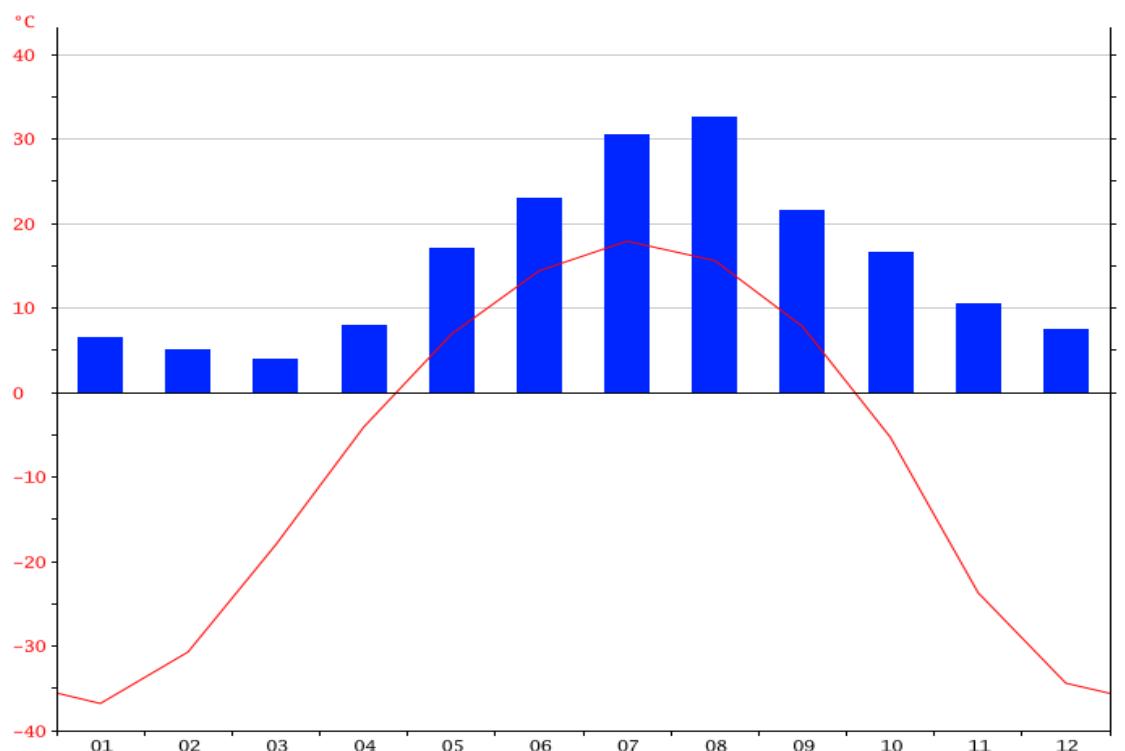


Рисунок 1.1 – Климатический график

Наименьшее количество осадков выпадает в Март. В среднем в этом месяце составляет 8 мм. В Август, количество осадков достигает своего пика, в среднем 65 мм.

Таблица 1.1 – Климатические изменения

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Количество осадков, мм	13	10	8	16	34	46	61	65	43	33	21	15
Температура воздуха, С°	-36,8	-30,7	-18	-4,1	6,9	14,4	17,9	15,6	7,8	-5,3	-23,7	-34,4
Максимальная температура, С°	-32,4	-24,4	-9,9	2,3	12,5	20,8	24	21,4	13	-1	-19,1	-30,3
Минимальная температура, С°	-41,1	-37	-26	-10,4	1,3	8,1	11,8	9,8	2,6	-9,6	-28,3	-38,4

Изменение осадков между засушливые и дождливые месяцы 57 мм. Изменение среднегодовой температуры составляет около 54,7 ° С.

1.1.2 Гидрологические данные

Питание преимущественно дождевое и снеговое, доля которого от общего годового стока составляет 50—70 %. На снеговое приходится 10—20 %, на подземное — 10—30 %. Режим реки характеризуется выраженным весенним половодьем, которое длится в среднем 20—30 дней, и высокими летними дождовыми паводками, обусловливающими иногда сильные наводнения.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Идюм за период 1939-1988 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 189 \cdot 31536000 = 5,96 \text{ км}^3 \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1; t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2 и 1.3, на рисунке 1.2 и 1.3.

Таблица 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

$V, \text{ км}^3$	$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$
0	536
2,5	564
7	591
11,5	605,8
16	612,9
2,5	616,1
25	617,8
29,5	618,9
34	620
38,5	621
50	622,6

Таблица 1.3 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

Летняя		Зимняя	
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$
0	537	0	537
1000	538,8	1000	539
2000	540,4	2000	540,8
3000	541,4	3000	541,9
4000	542,1	4000	542,5
5000	542,6	5000	543
6000	543	6000	543,3
7000	543,3	7000	543,7
8000	543,6	8000	544
9000	543,8	9000	544,22
10000	544	10000	544,4

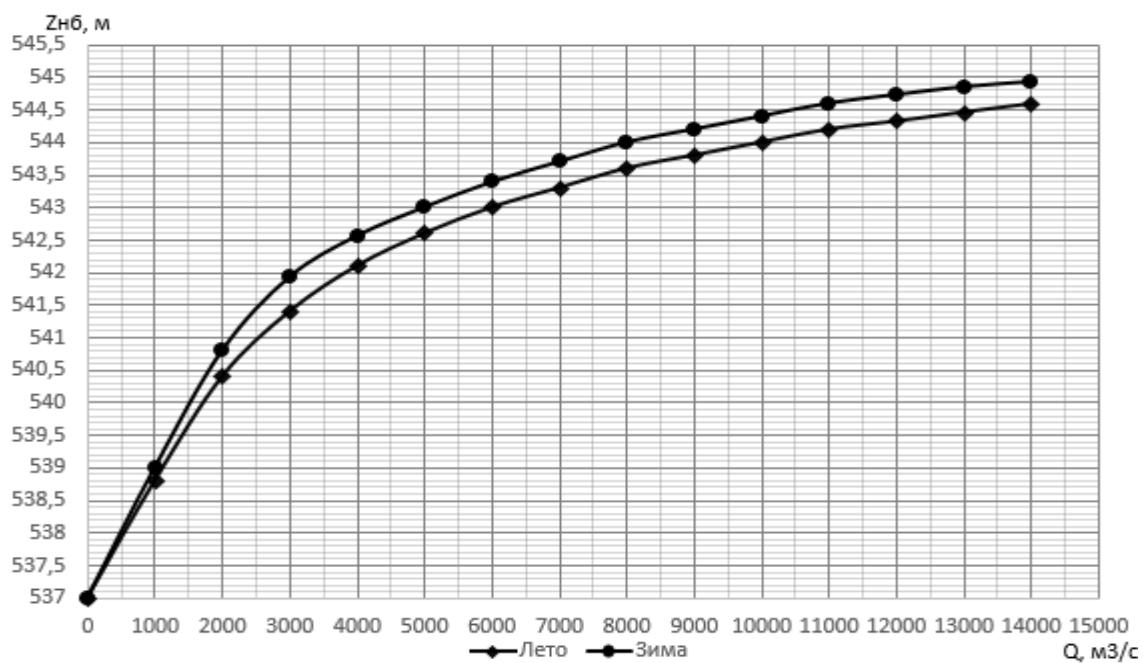


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

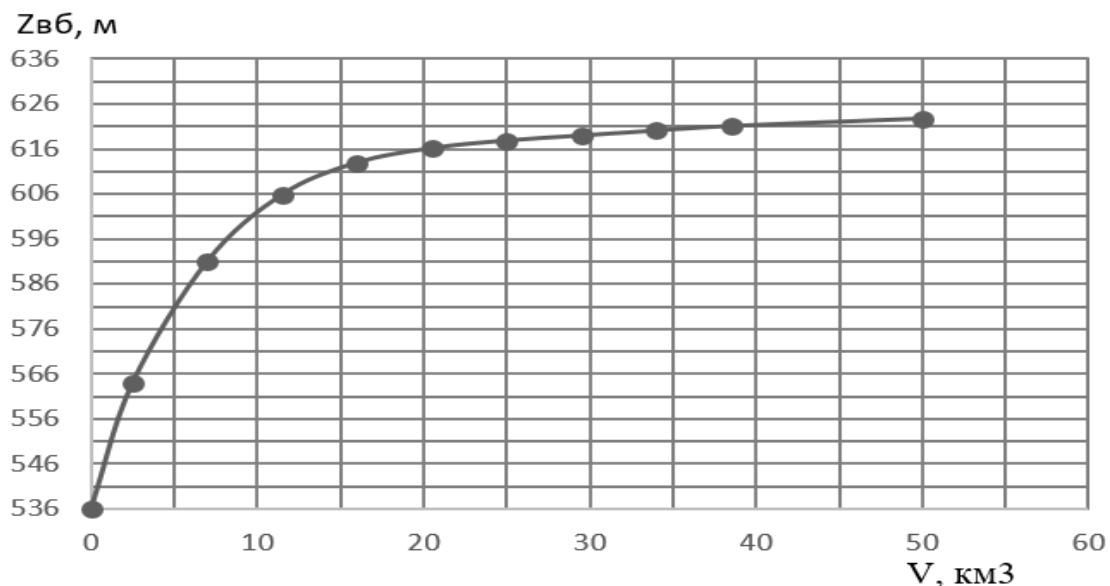


Рисунок 1.3 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Муланской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Идюм скальные породы: скала.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Муланской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна баллам шкалы MSK-64.

1.2 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналога была выбрана Колымская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- ОДУ “Восток”;
- Хабаровское РДУ;
- Для реки Идюм, в результате исследований, получены данные ежемесячных расходов за 50 лет (Приложение А, таблица А.1);
- Требования участников водохозяйственного комплекса (далее ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	90	90	90	90	181	181	181	181	181	90	90	90
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	-	-	-	-	1,5	1,5	3	1,5	1,5	-	-	-
Льдообразование	3	3	3	12	12	-	-	-	-	3	3	3

- Коэффициент мощности $k_N = 8,5$;
- Потери напора в водопроводящих сооружениях $\Delta h = 0,4$ м;
- НПУ Муланской ГЭС 612 м;

2.1.2 Выбор расчётного гидрографа маловодного и средноводного года

Из исходного гидрологического ряда (Приложение А, таблица А.1) находим среднегодовые, среднеполоводные и среднемеженные расходы и ранжируем их в убывающем порядке (Приложение Б. таблица Б.1).

Разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Месяцы, в которых расходы превышают среднегодовые значения, отнесем к половодью, а те месяцы, где расходы ниже среднегодовых- к межени. К периоду половодья относятся V- IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII, I, II, III, IV месяцы.

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по (формуле 2.1):

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

где m – порядковый номер расхода в убывающем году;

n – общее число лет в статистическом году.

Маловодный год определяется по расходу, соответствующему - 90% обеспеченности, средневодный - 50% обеспеченности.

Выбор расчетного средневодного года (Р=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1962 и 1980 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

$$K_M = \frac{Q_{M1943}}{Q_{M1962}} = \frac{63}{172} = 0,37, \quad (2.2)$$

$$K_M = \frac{Q_{M1967}}{Q_{M1962}} = \frac{330}{172} = 1,92, \quad (2.3)$$

$$K_M = \frac{Q_{M1963}}{Q_{M1980}} = \frac{62}{172} = 0,37, \quad (2.4)$$

$$K_M = \frac{Q_{M1941}}{Q_{M1980}} = \frac{325}{172} = 1,91, \quad (2.5)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1980г.

Выбор расчетного маловодного года (Р=90%)

Аналогично проводим расчеты и для 90% обеспеченности:

$$K_M = \frac{Q_{M1980}}{Q_{M1984}} = \frac{52}{172} = 0,35, \quad (2.6)$$

$$K_M = \frac{Q_{M1957}}{Q_{M1984}} = \frac{250}{172} = 1,7, \quad (2.7)$$

$$K_M = \frac{Q_{M1946}}{Q_{M1971}} = \frac{51}{144} = 0,35, \quad (2.8)$$

$$K_M = \frac{Q_{M1945}}{Q_{M1971}} = \frac{239}{144} = 1,66, \quad (2.9)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1971г.

Выбранные маловодный и средневодный годы сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Маловодные и средневодные расходы

Расходы в м³/с

Месяц	Расход маловодного года (90%)		Расход средневодного года (50%)	
	Исходный	Приведённый	Исходный	Приведённый
1	48,5	17,2	49	18,1
2	18,5	6,6	18	6,66
3	31	11	52	19,24
4	132	46,8	254	385,6
5	245	406,6	330	580,9
6	330	547,7	315	652,2
7	250	444,9	305	603,1
8	255	423,2	305	583,1
9	215	326,8	225	430,1
10	80	28,3	103	68,1
11	74	26,2	52	39,2
12	49	17,4	35	43

Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.1.

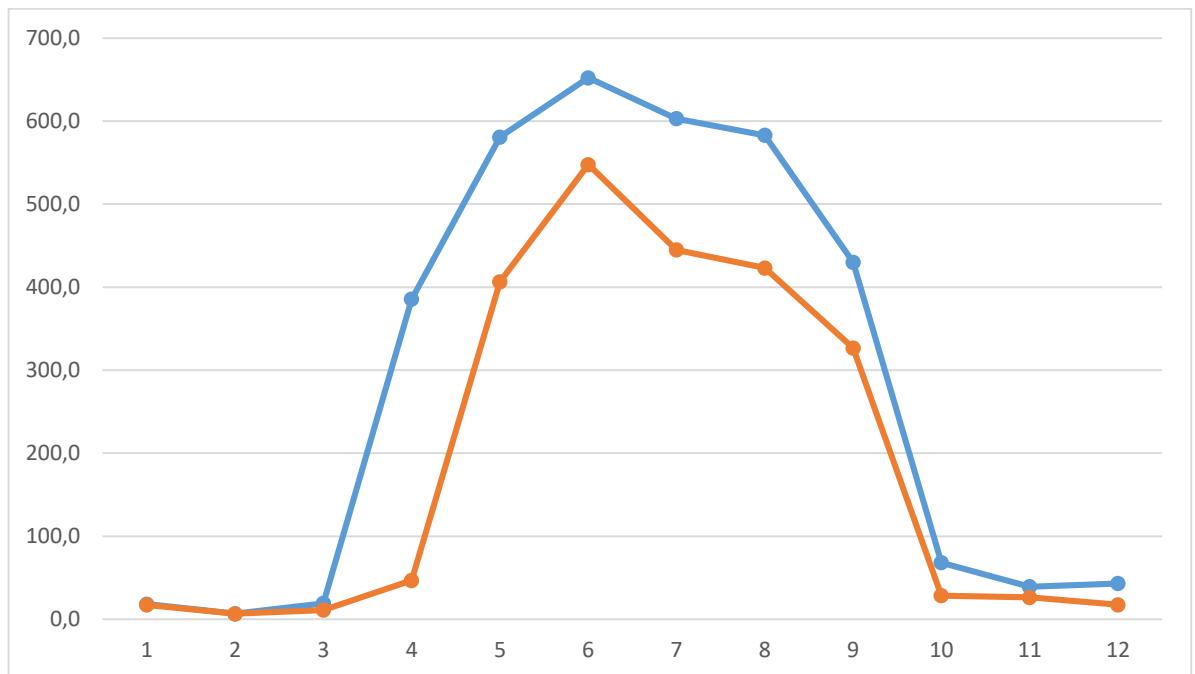


Рисунок 2.1 – Расходы маловодного и средневодного года

По графику определяем, что гидрограф имеет небольшое, растянутое половодье, повышенный летне-осенний сток и низкую зимнюю межень.

2.2 Энергетическая система

По отчетным данным за 2016 год, Выработка электроэнергии в операционной зоне Хабаровского РДУ в 2017 году составила 8,427 млрд кВт·ч, потребление – 9,899 млрд кВт·ч. Годовой максимум потребления нагрузки 2105,7 МВт.

Целью данного этапа является обработка данных по энергосистеме: построение суточных графиков нагрузки и их интегральных кривых, а также построение годовых максимальных и среднемесячных нагрузок.

2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем мощность в убывающем порядке, делим на зоны, определяем временные интервалы этих зон и определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Результаты приведены в таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 - Расчет интегральной кривой нагрузки Хабаровского РДУ на 24.12.2015

P, кВт	P ранж, кВт	Δ P, МВт	Δt, ч	ΔЭ, МВт·ч	ΣΔЭ, МВч	ΣΔP, МВт	ΣΔЭ, МВт·ч
1289	1301	6,2	1	6	0,006	6	0,006
1274	1295	0,8	2	2	0,002	7	0,008
1254	1294	4,6	3	14	0,014	12	0,022
1232	1289	13,1	4	52	0,052	25	0,074
1200	1276	2,8	5	14	0,014	27	0,088
1149	1274	1,5	6	9	0,009	29	0,097
1108	1272	0,5	7	4	0,004	30	0,101
1093	1272	17,7	8	142	0,142	47	0,242
1093	1254	3,8	9	35	0,035	51	0,277
1098	1250	17,4	10	174	0,174	69	0,451
1123	1233	0,3	11	3	0,003	69	0,454
1179	1232	1,3	12	15	0,015	70	0,469
1231	1231	1,0	13	13	0,013	71	0,483
1272	1230	7,4	14	104	0,104	79	0,587
1294	1223	1,3	15	19	0,019	80	0,606
1295	1221	21,5	16	345	0,345	101	0,951
1276	1200	21,0	17	357	0,357	122	1,308
1250	1179	30,0	18	540	0,540	152	1,848
1233	1149	25,9	19	492	0,492	178	2,340
1223	1123	14,4	20	287	0,287	193	2,627
1221	1108	10,3	21	215	0,215	203	2,843
1230	1098	4,9	22	107	0,107	208	2,950
1272	1093	0,5	23	12	0,012	208	2,962
1301	1093	1092,8	24	26228	26,228	1301	29,189

Таблица 2.4 - Расчет интегральной кривой нагрузки Хабаровского РДУ на 24.06.2015

P, кВт	P ранж, кВт	Δ P, МВт	Δt, ч	ΔЭ, МВт·ч	ΣΔЭ, МВч	ΣΔP, МВт	ΣΔЭ, МВт·ч
787	825	28	1	28,5	0,028	28	0,028
796	796	1	2	1,0	0,001	29	0,029
825	796	6	3	17,7	0,018	35	0,047
796	790	3	4	10,3	0,010	37	0,057
735	787	0	5	1,3	0,001	38	0,059
670	787	1	6	6,2	0,006	39	0,065
625	786	2	7	10,8	0,011	40	0,076
606	785	3	8	22,6	0,023	43	0,098
601	782	4	9	34,6	0,035	47	0,133
598	778	3	10	30,8	0,031	50	0,164
618	775	3	11	28,2	0,028	53	0,192
652	772	4	12	43,1	0,043	56	0,235
711	769	0	13	0,0	0,000	56	0,235
760	769	9	14	125,6	0,126	65	0,361
787	760	25	15	373,1	0,373	90	0,734
790	735	24	16	381,5	0,382	114	1,115
786	711	41	17	697,4	0,697	155	1,813
778	670	18	18	318,5	0,318	173	2,131
782	652	27	19	516,4	0,516	200	2,647
772	625	7	20	138,5	0,138	207	2,786
769	618	12	21	247,7	0,248	218	3,034
769	606	5	22	112,8	0,113	224	3,146
775	601	3	23	64,9	0,065	226	3,211
785	598	598	24	14363,1	14,363	825	17,574

2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (2.10)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, которые определяются по формулам:

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.11)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.12)$$

где $P_{зим}^{max}$ – максимальная нагрузка за зиму;

$P_{\text{лет}}^{\max}$ - максимальная нагрузка за лето.

Среднемесячные нагрузки рассчитываются аналогично.

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлен в таблицах 2.5, 2.6.

Таблица 2.5 – Расчетная таблица для построения графика среднегодовых нагрузок

t, мес	$\cos(30^\circ t - 15^\circ)$	a	b	$P_{\text{ср}}, \text{МВт}$
1	0,26	974	242	1208
2	0,79			1145
3	1,31			1037
4	1,83			912
5	2,36			803
6	2,88			741
7	3,40			740
8	3,93			803
9	4,45			911
10	4,97			1036
11	5,50			1145
12	6,02			1208

Таблица 2.6 – Расчетная таблица для построения графика максимальных нагрузок

t, мес	$\cos(30^\circ t - 15^\circ)$	a	b	$P_{\max}, \text{МВт}$
1	0,26	1063	238	1293
2	0,79			1231
3	1,31			1125
4	1,83			1002
5	2,36			895
6	2,88			833
7	3,40			833
8	3,93			894
9	4,45			1001
10	4,97			1124
11	5,50			1231
12	6,02			1293

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.2.

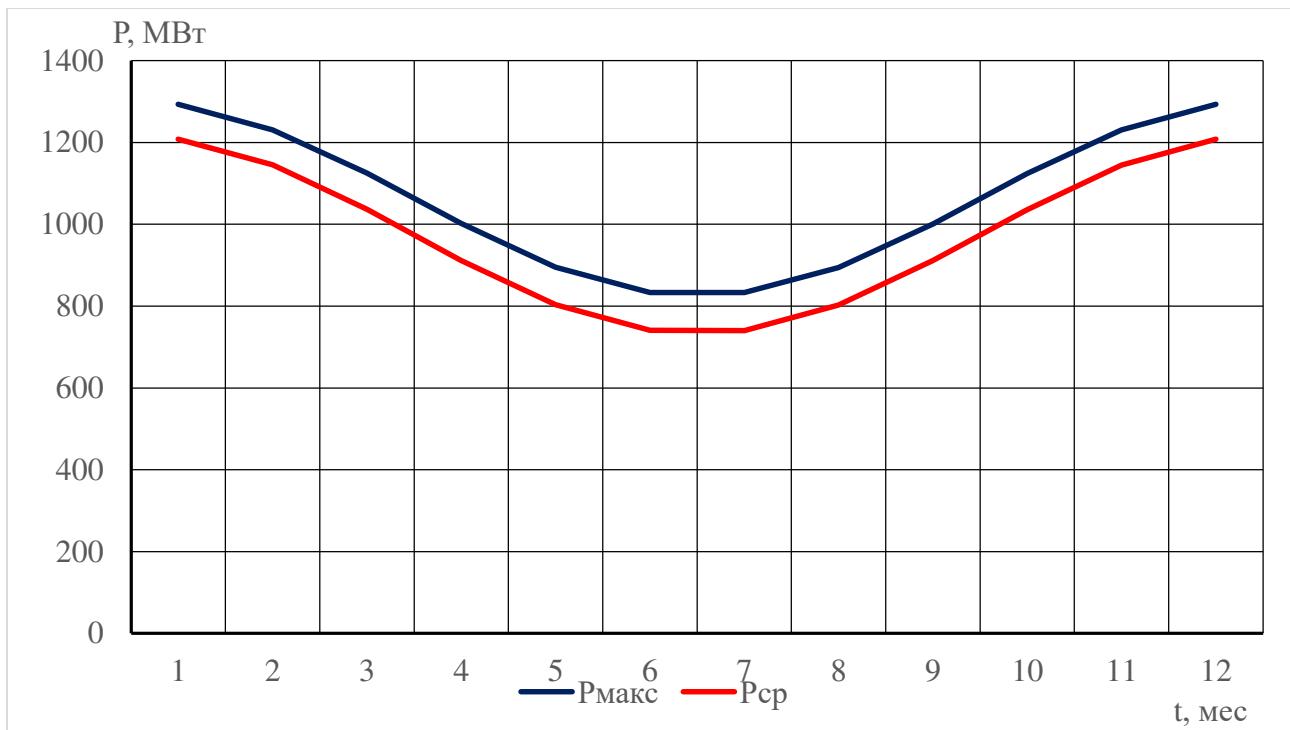


Рисунок 2.2 – Годовой график максимальных и среднемесячных мощностей

2.3 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчетного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляем мощности на бытовом стоке для каждого месяца:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{нр} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.13)$$

где $k_N=8,5$ – коэффициент мощности;

$Q_i^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года;

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

$$H_{ГЭС}^{\text{подв}} = z_{вб} - z_{нб}(Q_{нб}(t)) - \Delta h, \quad (2.14)$$

где $z_{вб}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 612 м;

$z_{нб}(Q_{нб}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летним или зимним кривым связям по условию коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе равен 0,95;

$\Delta h = 0,4$ м – потери напора в водоподводящих сооружениях.

На следующем этапе рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв.}}, \quad (2.15)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Основная задача: максимальное вытеснение тепловых мощностей
Результаты расчетов сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q 90%	17,2	6,6	11,0	46,8	406,6	547,7	444,9	423,2	326,8	28,3	26,2	17,4
Qиспар	0	0	0	0	1,5	1,5	3	1,5	1,5	0	0	0
Q лед	3	3	3	-12	-12	-	-	-	-	3	3	3
Q фильтр	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
сум Q	4	4	4	-11	-9,5	2,5	4	2,5	2,5	4	4	4
Qбыт	13,2	2,6	7,0	57,8	416,1	545,2	440,9	420,7	324,3	24,3	22,2	13,4
Q вхк	90	90	90	90	181	181	181	181	181	90	90	90
z ВБ	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612
z НБ	537,1	537,1	537,1	537,0	537,9	537,9	537,9	537,9	537,9	537,1	537,1	537,1
H	74,5	74,5	74,5	74,6	73,7	73,7	73,7	73,7	73,7	74,5	74,5	74,5
N быт	8	2	4	37	261	342	276	264	203	15	14	8
z вб	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612
z нб	537,1	537,1	537,1	536,4	538,6	539,2	538,7	538,6	538,1	537,1	537,1	537,1
H	74,5	74,5	74,5	75,2	73,0	72,4	72,9	73,0	73,5	74,5	74,5	74,5
Nвхк	57	57	57	58	112	111	112	112	113	57	57	57
Nбыт-Nвхк	-49	-55	-53	-21	148	230	164	151	90	-42	-43	-49

На годовом графике среднемесячных нагрузок откладываем мощность проектируемой ГЭС, потом в соответствующие месяцы откладываем требования ВХК.

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверхбытовой, что может быть достигнуто за счет зарегулирования водохранилища. Поэтому в период половодья проектируемого гидроузла ГЭС работает с мощностями, соответствующими требованиям ВХК. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период. Наибольшее вытеснение тепловых мощностей достигнуто в октябре – марте месяце, с апреля по сентябрь ГЭС работает по нуждам ВХК (рисунок 2.3).

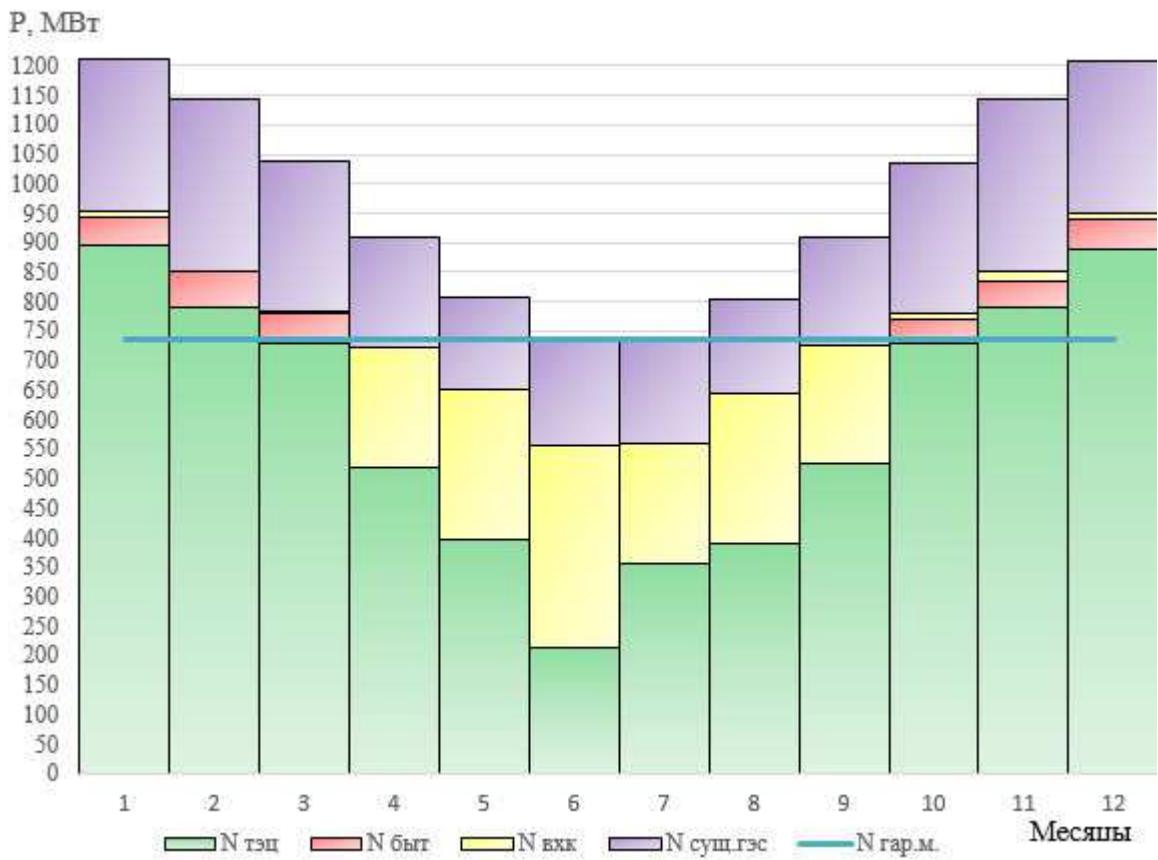


Рисунок 2.3 – Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы (маловодный год)

2.4 Распределение гарантированных мощностей

Строим таблицу для расчета гарантированных мощностей. В те месяцы, которые оказались на балансе энергии (рисунок 2.3) ниже гарантированной мощности будем работать по ВХК.

Произведя первую итерацию получим (Приложение Б, таблицу Б.1).

В результате первой итерации водохранилище переполнилось. Чтобы это исправить увеличиваем гарантированную мощность (Приложение Б, таблицу Б.2).

В результате второй итерации напор не просел и водохранилище наполнилось до НПУ.

Построив зависимость $Z_{\text{вб}}$ от месяцев, получим график (рисунок 2.4). Из графика видно, что отметка 607,8 – УМО.

Полезный объем водохранилища будет равняться разности объемов при НПУ и УМО.

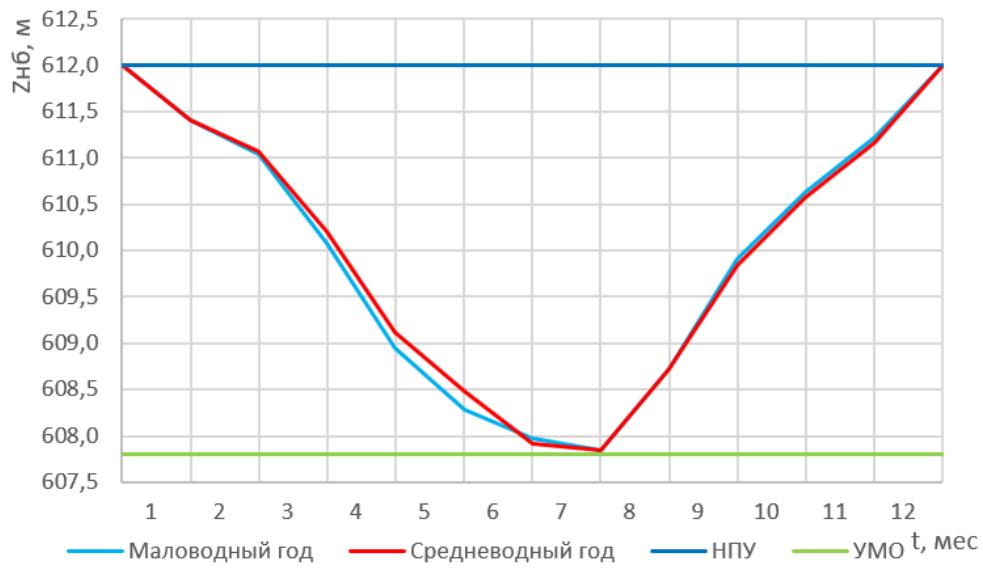


Рисунок 2.4 – График сработки-наполнения водохранилища

2.5 Определение установленной мощности ГЭС

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}} \quad (2.16)$$

Для того, чтобы найти рабочую мощность, необходимо вписать ГЭС в ИКН для типичных зимних суток (рисунок 2.1). Берём значение максимальной гарантированной мощности умножаем его на 24, получив тем самым гарантированную выработку (2.17).

$$\mathcal{E}_{\text{раб.зим}} = \frac{N_{\text{гар.зим}} \cdot 24}{1000} = \frac{222 \cdot 24}{1000} = 5,327 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.17)$$

$$\mathcal{E}_{\text{раб.лет}} = \frac{N_{\text{гар.лет}} \cdot 24}{1000} = \frac{108 \cdot 24}{1000} = 1,9 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.18)$$

2.6 Определение среднемноголетней выработки

Для определения среднемноголетней выработки необходимо произвести водо-энергетический расчёт (далее ВЭР) для средневодного года. Он проводится аналогично, при этом важным условием является сработка водохранилища до УМО последующее наполнение до НПУ. Расходы берем из таблицы 2.7.

Первый расчет проводим по отметкам маловодного года (приложение Б, таблица Б.3), а второй – по гарантированным мощностям маловодного года (приложение Б, таблица Б.4). В первом случае суммарная выработка равна 14,91228 млрд. кВт·ч, а в втором – 14,91828 млрд. кВт·ч. Выбираем второй вариант сработки, так как в этом случае выработка больше.

2.7 Построение режимного поля ГЭС

Для построения области допустимых режимов работы Муланской ГЭС. Расчеты представлены в таблице 2.8, полученное поле – на рисунке 2.5.

Полученная по режимному полю область находится в допустимых значениях по напору и расходу. Максимальный напор H_{max} составил 70,6 м, расчётный $H_{расч}=68,3$ м, минимальный $H_{min}=66,7$ м.

Таблица 2.8 - Расчет режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}$	$Z_{нб}$ лето	$Z_{нб}$ зима	$H_{НПУ}$	$H_{УМО}$	H_{ZB61}	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
0	536	536	75,60	71,80	73,5	70,6	536,6	68,3	554,6
177	538	538,1	73,60	69,80	71,5	70,4	538,2	68,1	554,4
409	540	540,3	71,60	67,80	69,5	70,2	539,8	68	554
664	542	542,6	69,60	65,80	67,5	70	543,5	67,9	553,2
1008	544	544,8	67,60	63,80	65,5	69,8	546,9	67,8	552,5
1371	546	547,2	65,60	61,80	63,5	69,6	549,4	67,6	551,7
1846	548	549,3	63,60	59,80	61,5	69,2	552,4	67,4	550,3
2406	550	551,6	61,60	57,80	59,5	68	553,8	67,2	549,3
3085	552	554	59,60	55,80	57,5	68,8	554,2	66,9	548,5
3947	554	554,5	57,60	53,80	55,5	68,3	554,6	66,7	548,1

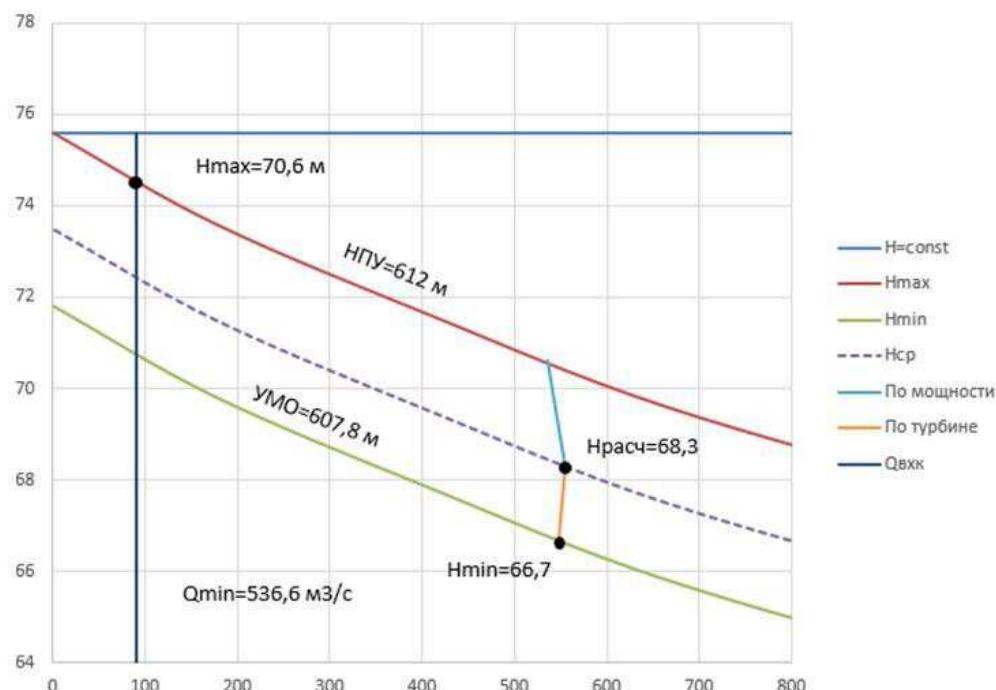


Рисунок 2.5 - Режимное поле ГЭС

2.8 Баланс мощности

Назначить вариант установленной мощности ГЭС с учетом резервных мощностей.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{быт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}}, \quad (2.19)$$

где $N_{\text{быт.раб.}}^{\text{ГЭС}}$ - вытесняющая рабочая мощность ГЭС, определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы;

$N_{\text{быт.раб.}}^{\text{ГЭС}}$ - уточнена после водо-энергетического расчета маловодного года;

$N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}$ - резервная мощность, устанавливаемая на ГЭС, состоит из аварийного и нагрузочного резерва. Так как на проектируемой ГЭС не предусматривается дополнительного объема водохранилища, то на ней устанавливается только нагрузочный резерв, то $N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} = 2105,7 \cdot 0,01 = 21,057 \text{ МВт}$;

$N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}}$ - дублирующие мощности, устанавливаемые на ГЭС, $N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}} = 0$

В результате имеем вариант установленной мощности ГЭС:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 242,94 + 21,057 = 264 \text{ МВт.}$$

Определим возможность ремонта мощности проектируемой ГЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота их проведения – 1 раз в 4 года.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} = \frac{264}{8} = 33 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.20)$$

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

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

$$\begin{aligned} F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} &= \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \\ &= \left(\frac{845}{4} + \frac{845}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} = 316,87 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \end{aligned} \quad (2.21)$$

Впишем полученные мощности в баланс мощностей энергосистемы таблица 2.9.

Таблица 2.9 - Результаты расчетов

Мощность в мегаваттах

Месяц	Система			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭЦ		
	Pmax	Na.p.	Nн.p.	Nраб.	Nн.p.	Nрем.	Nраб. max	Nн.p.	Nрем.	Nраб.max	Na.p.	Nрем.
1	1293	103	26	260	5		151	5		782	63	
2	1231	98	25	221	4		141	3		869	69	
3	1125	90	23	182	4		82	2		861	69	
4	1002	80	20	143	3	19	82	2	33	777	62	
5	895	72	18	104	2		136	3		655	52	150
6	833	67	17	65	1		137	3		631	50	172
7	833	67	17	65	1		140	3		628	50	172
8	894	72	18	104	2		142	3		648	52	150
9	1001	80	20	143	3	19	141	3	33	717	57	
10	1124	90	22	182	4		85	2		857	69	
11	1231	98	25	221	4		141	3		869	70	
12	1293	103	26	260	5		151	5		782	63	

Вариант баланса мощности энергосистемы для маловодного года с учетом ремонта оборудования ГЭС построен на рисунок 2.6.

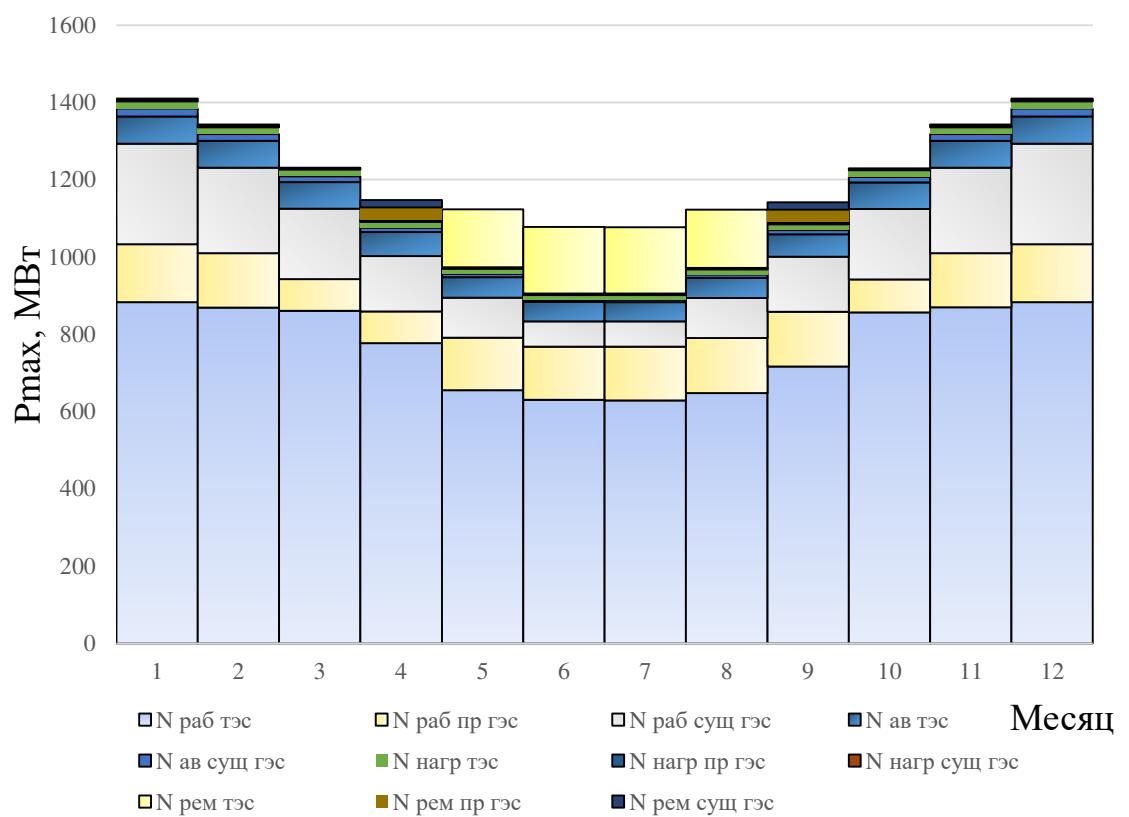


Рисунок 2.6 – Баланс мощности энергосистемы для маловодного года

3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого на рисунке 2.5 определяются расчетные параметры расхода и напора:

$$H_{\max} = 70,6 \text{ м}, H_{\text{расч}} = 68,3 \text{ м}, H_{\min} = 66,7 \text{ м}.$$

На основании полученных данных делаем выбор турбин: ПЛ70-В, РО75-В и РО115-В. Значения предельного напора этих турбин соответствует полученному максимальному напору, и соотношения Н/Н по справочным данным не превышает аналогичного фактического соотношения.

Диапазону напоров соответствует ПЛ70-В, РО75-В, РО115-В, рассмотрим их параметры в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Основные параметры модельных реактивных турбин.

Параметр	ПЛ70-В	РО115-В	РО75-В
n' опт	106	74,5	83
КПД рт	0,873	0,927	0,893
Q рт	1,342	1,08	1,172
D_1 , м	0,46	0,515	0,46
H , м	4	4	4
(t)	4	2	20
v_{mod}	1,14	1,14	1,4

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаемся рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

Мощность агрегата в расчетной точке

$$N_a = 9.81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{0.5} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \quad (3.1)$$

где Q'_{Ip} - приведенный расход в расчетной точке;

η_t - КПД натурной турбины;

η_g - КПД генератора.

КПД натурной турбины

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_h}{v_{\text{мод}}}} \right) \quad (3.2)$$

где η_m - КПД модельной турбины;

$D_{1\text{мод}}$ - диаметр модельной турбины;

H_{mod} - напор модельной турбины;

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

ν_h, ν_{mod} - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натурных и модельных условий;

ϵ - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\epsilon=0,75$).

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{ycm}}{N_{aep}} \quad (3.3)$$

где N_{ycm} - установленная мощность ГЭС ($N_{ycm} = 322000 \text{ кВт}$)

N_a - мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_h}{\eta_m} \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{Ip} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} \quad (3.5)$$

где n'_{Ip} - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

$$n'_{I \max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\min})^{0.5}} \quad (3.6)$$

$$n'_{I \text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}} \quad (3.7)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\max})^{0.5}} \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_{Ip} \cdot \eta_t = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Гcp}} \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{Ip} , чтобы произведение $Q'_{Ip} \cdot \eta_t$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_{Г cp}} \quad (3.10)$$

Приведенные расходы

$$Q'_p = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} \quad (3.12)$$

Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбин ПЛ70-В и РО115-В представлены в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 – Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛ70-В

$D_1, м$	4,75	4,5	4,25	4	3,75	3,55	3,35	3,13
η_T	0,940	0,939	0,939	0,939	0,938	0,938	0,937	0,937
$N'_a, кВт$	99167,5	88966,8	79321,2	70230,5	61694,6	55265,1	49190,3	42780,1
$Z'_a, шт$	2,662	2,967	3,328	3,759	4,279	4,777	5,367	6,171
$Z_a, шт$	3	3	4	4	6	6	6	8
$N_a, кВт$	88000	88000	66000	66000	66000	66000	44000	33000
Δ_p	1,042	1,042	1,041	1,041	1,040	1,040	1,039	1,039
$n'_c, об/мин$	188,259	198,677	210,318	223,410	238,243	251,610	266,568	285,680
$n_c, об/мин$	200	200	214,3	230,8	250	250	300	300
$n'_{1H_{min}}, об/мин$	110,761	104,953	106,233	107,708	109,404	103,592	117,335	109,485
$n'_{1H_p}, об/мин$	112,611	106,706	108,007	109,507	111,231	105,322	119,294	111,313
$n'_{1H_{max}}, об/мин$	113,953	107,978	109,295	110,812	112,557	106,578	120,716	112,641
$Q'_{1p} \cdot \eta_T$	0,717	0,799	0,672	0,759	0,863	0,963	0,721	0,621

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины РО115-В

$D_1, м$	4,75	4,5	4,25	4	3,75	3,55	3,35	3,13
η_T	0,955	0,954	0,954	0,954	0,953	0,953	0,953	0,952
$N'_a, кВт$	135103,6	121218,9	108088,5	95712,3	84089,9	75334,7	67061,8	58331,0
$Z'_a, шт$	1,954	2,178	2,442	2,758	3,139	3,504	3,937	4,526
$Z_a, шт$	2	3	3	3	4	4	4	6
$N_a, кВт$	132000	88000	88000	88000	66000	66000	66000	44000
Δ_p	1,030	1,029	1,029	1,029	1,028	1,028	1,028	1,027
$n'_c, об/мин$	131,537	138,823	146,964	156,122	166,498	175,850	186,315	199,687
$n_c, об/мин$	136,4	142,8	150	166,7	166,7	187,5	187,5	200
$n'_{1H_{min}}, об/мин$	75,986	75,376	74,790	78,241	73,365	78,131	73,742	77,674
$n'_{1H_p}, об/мин$	77,255	76,634	76,039	79,548	74,590	79,436	74,974	78,971
$n'_{1H_{max}}, об/мин$	78,176	77,548	76,945	80,496	75,480	80,383	75,868	79,913
$Q'_{1p} \cdot \eta_T$	1,039	0,772	0,866	0,977	0,834	0,930	1,045	0,835

Проанализировав характеристики турбин, выбираем для дальнейшего рассмотрения турбины ПЛ70-В и РО115-В с диаметрами РК 3,55 и 3,35 соответственно. Вариант РО75-В в примере не рассматривается, так как в рабочую зону турбины не вписывается в точка оптимума.

3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{h6}(Q_{h6}) + H_s \quad (3.13)$$

где $Z_{h6}(Q_{h6})$ - отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- для максимального напора H_{max} и номинальной мощности;
- для расчетного напора H_p и номинальной мощности;
- для минимального напора H_{min} и номинальной мощности.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{h6}(Q_{h6})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.pl} \quad (3.14)$$

где B - барометрическое давление (10,33 м вод.ст);

ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{h6}(Q_{h6})$;

$\Delta Z_{x.pl}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных РО-турбин $\Delta Z_{x.pl} = \frac{B_0}{2}$, для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{x.pl} = 0$.

Результаты приведены в таблицах 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 – Результаты расчетов Нs для турбины ПЛ70-В

Напор h, м	Высота отсасывания Нs, м
Максимальный	-10,97
Расчетный	-10,35
Минимальный	-9,25

Таблица 3.5 – Результаты расчетов Нs для турбины РО115-В

Напор h, м	Высота отсасывания Нs, м
Максимальный	-0,75
Расчетный	-0,81
Минимальный	-0,98

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Для обеспечения бескавитационной работы гидротурбины высота отсасывания должна подходить под условие «>-8». Анализируя полученные варианты, выбираем гидротурбину РО115-В, с диаметром рабочего колеса D=3,35м. Она подходит по всем требуемым условиям. Установка рабочего колеса будет на отметке 538,37 м.

3.3 Расчет деталей и узлов гидротурбины

Расчет вала на прочность.

Наружный диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}, \quad (3.15)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35$ МПа,

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}} = 0,00974 \cdot \frac{66000}{187,5} = 3,428. \quad (3.16)$$

$$D_{\text{в}}^* = \left(\frac{5,1 \cdot 3,428}{32} \right)^{0,33} = 0,836 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_{\text{в}} = 0,85 \text{ м.}$$

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по формуле:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 66000}{187,5 \cdot 3,35} = 84,05 \text{ кН}, \quad (3.17)$$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} = 72,8 \text{ кН}, \quad (3.18)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}} = 45 \quad (3.19)$$

Рассчитываем удельную нагрузку на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{84,05}{307 \cdot 0,4} = 0,684 \text{ кПа}, \quad (3.20)$$

где $l_{\text{сегм}}$ – длина сегмента в окружном направлении, равная

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,88 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,88 \cdot 3,14 \cdot 0,87}{8} = 0,307 \text{ м}, \quad (3.21)$$

Принимаем сегментный подшипник, так как он удовлетворяет условию $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$, где $[p_{\text{уд}}] = 853 \text{ кПа}$.

3.4 Выбор серийного типа гидрогенератора

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Поскольку проектирование гидрогенератора не входит в состав задач данного курсового проекта, то выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.22)$$

где $\cos\varphi = 0,81 - 0,9$.

$$S_{\text{ном}} = \frac{66000}{0,85} = 77,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-640/170-24. Характеристики генератора представлены в таблице 3.7

Таблица 3.7 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-640/170-24

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	Sном	МВ·А	77,64
Коэффициент мощности	cosφ		0,85
Номинальная частота вращения	nном	об/мин	187,5
Исполнение	Подвесное		

3.5 Выбор типа маслонапорной установки

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

По номограмме определяется тип маслонапорной установки для напора 70,6 м и D1 – 3,35м: МНУ 2,5/1-40-4-2.

3.6 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определяем тип ЭГР. Так как турбина радиально-осевая, то выбираем ЭГР. Диаметр главного золотника - 100мм.

Выбранный регулятор ЭГР-М-100-3.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

Надёжность и безотказность в работе;

Маневренность схемы;

Простота и наглядность;

Экономичность.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

Одиночный блок;

Укрупненный блок;

Объединенный блок

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчета.

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

Одиночный блок «1 трансформатор – 1 генератор»;

Укрупненный блок «1 трансформатор – 2 генератора».

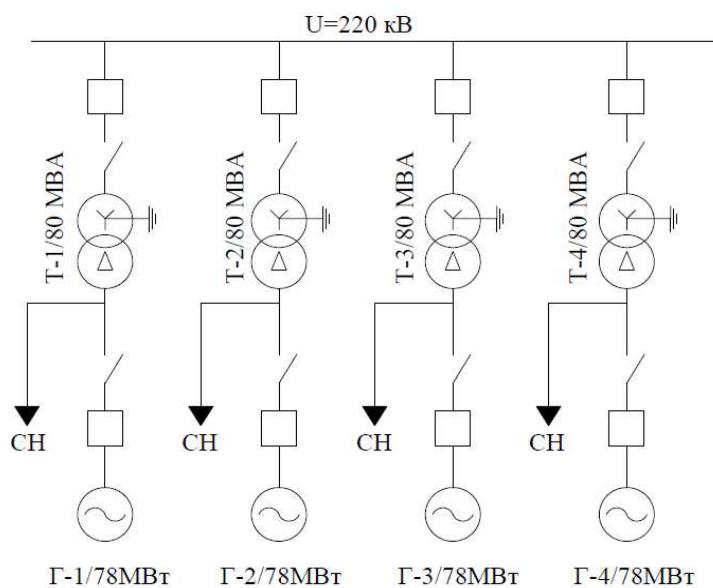


Рисунок 4.1 – Структурная схема с одиночными блоками

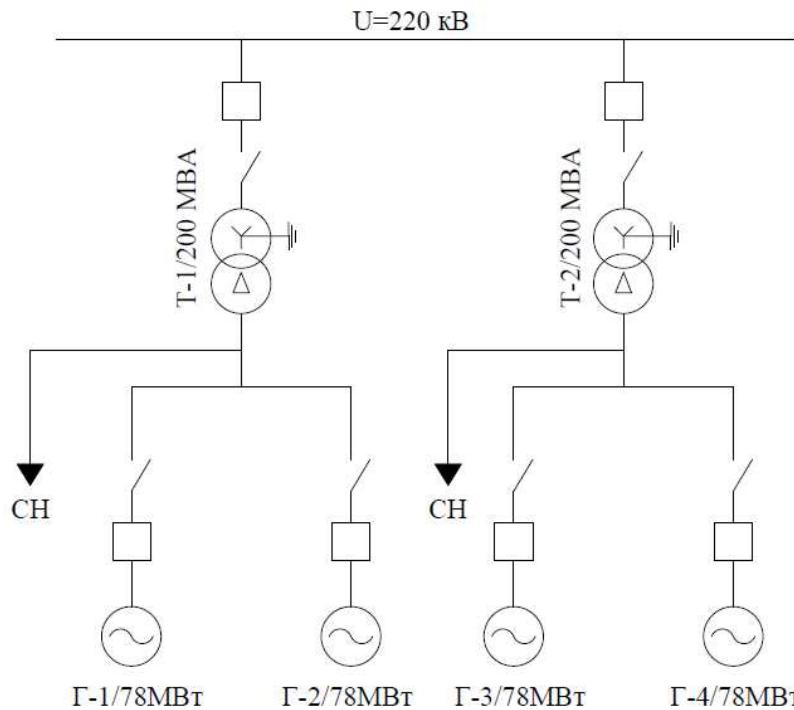


Рисунок 4.2 – Структурная схема с укрупненными блоками

Для выбора класса напряжения для проектируемых линий была рассмотрена карта расположения подстанций Амурской области. Самой близкой подстанцией к зданию проектируемой Муланской ГЭС ($N_{уст} = 264$ МВт) является подстанция «Эльгоуголь» 220 кВ. Протяженность линий до выбранной подстанции составляет 83 км.

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

$$U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{l})} = 249,95 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

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

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для определения типа гидрогенератора рассчитываются некоторые параметры.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{66}{0,85} = 77,6 \text{ МВА}, \quad (4.2)$$

где $\cos\varphi$ принимаем 0,85,

N_a – мощность 1 агрегата.

По каталогу ОАО «Силовые машины» выбираем гидрогенератор СВ-640/170-24. Паспорт данного гидрогенератора предоставлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспорт гидрогенератора

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значения
Тип гидрогенератора	СВ-640/170-24		
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	77,6
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	67
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.с.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с одиночными блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{г}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{67 - 0,67}{0,85} = 78,04 \text{ МВА}, \quad (4.3)$$

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

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

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбираются трансформатор ТДЦ 80000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Данные трансформатора ТДЦ 80000/220

$S_{\text{ном}}$, МВт	$U_{\text{н}}$, кВ		U_{κ} , %	ΔP_{κ} , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_{x} , %	R_{T} , Ом	X_{T} , Ом
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$						
80	242	13,8	11	280	60	0,6	1,42	51,54

Рассчитаем время максимальных потерь τ .

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

где T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки ;
 $t_{год}$ – число часов в году.

Время работы блока в течении года:

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

где $\mu = 0,9$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{пл} = 28$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,03$ – параметр потока отказов трансформаторного блока, 1/год;
 $T_B = 61$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,06 \cdot 8723,97 = 523,98 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}} \cdot 10^3} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,28}{1} \cdot \left(\frac{78,04}{80} \right)^2 \cdot 2912,42 = 775,91 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.7)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

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

где β_1 – цена за электроэнергию, согласно Федеральной службе по тарифам, $\beta_1 = 3,04 \text{ руб}/\text{kВт} \cdot \text{ч}$

$$И_{\text{пот}} = 3,04 \cdot (523,98 + 775,91) = 3951,67 \text{ тыс. руб/год}$$

Для четырех блоков:

$$И_{\text{пот1}}^{220} = 4 \cdot 3951,67 = 15806,69 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.3 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}}{\cos \varphi} \right) = 2 \cdot \left(\frac{67 - 0,67}{0,85} \right) = 156,07 \text{ МВА}, \quad (4.9)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбираются трансформатор ТДЦ 200000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Данные трансформатора ТДЦ 200000/220

$S_{\text{ном}}$, МВт	U_{H} , кВ		U_{K} , %	ΔP_{K} , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_{x} , %	R_{T} , Ом	X_{T} , Ом
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$						
200	242	13,8	10,8	580	80	0,008	1,42	51,54

Рассчитаем время максимальных потерь τ по формуле (4.4).

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

Время работы блока в течении года по формуле (4.5):

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

Потери холостого хода в трансформаторе по формуле (4.6):

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,08 \cdot 8723,97 = 698,64 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе по формуле (4.7):

$$\Delta W_{\text{h}} = \frac{\Delta P_{\text{K}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т.ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,58}{1} \cdot \left(\frac{156,07}{200} \right)^2 \cdot 2912,42 = 1028,64 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора по формуле (4.8):

$$I_{\text{пот}} = 3,04 \cdot (698,64 + 1028,64) = 5250,92 \text{ тыс. руб/год}$$

Для двух блоков:

$$I_{\text{пот2}}^{220} = 2 \cdot 5250,92 = 10501,85 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{c.h.} = 0,01 \cdot \frac{S_{ГЭС}}{\cos\varphi} = 0,01 \cdot \frac{264}{0,85} = 3,105 \text{ МВ·А} \quad (4.10)$$

Условия, которые должны соблюдаться при выборе трансформатора:

$$S_{Tc.h.} \geq S_{c.h.}$$

По каталогу ОАО «Электрозвавод» для первой ступени выбирается трансформатор ТСЗ 4000/35 У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-4000/35 У1

$S_{ном}$, МВ·А	U_H , кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт
	U_{BH}	U_{HH}			
4	13,8	6	6,5	19,5	4,6

Для второй ступени трансформации собственных нужд примем трансформатор ТСЗ 400/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-400/10

$S_{ном}$, МВ·А	U_H , кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт
	U_{BH}	U_{HH}			
0,4	6	0,4	3,5	4,1	1,1

4.2.5 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot \frac{(P_f - P_{c.h.})}{\cos\varphi}, \quad (4.11)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot \frac{(67 - 0,67)}{0,85} = 312,14 \text{ МВ·А.}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$S_{пред} = \frac{K_{пр} \cdot P_{пред}}{\cos\varphi_c} = \frac{1,2 \cdot 135}{0,9} = 190,6 \text{ МВ·А.} \quad (4.12)$$

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

$$K_{пр} = 1,2.$$

Число линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{перд}}} = \frac{312,14}{190,6} = 1,64. \quad (4.13)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 1,64 + 1 = 2,64 = 3$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{312,14}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,27 \text{ кА}. \quad (4.14)$$

Расчетный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{pac}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 0,8 \cdot 1,05 \cdot 273 = 229,36 \text{ А}, \quad (4.15)$$

где $\alpha_{\text{T}} = 0,8$ – коэффициент учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии;

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

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

Проверка по нагреву:

$$I_{\text{н.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{312,14}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,41 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{н.ав}}$, следовательно, выбираемый провод удовлетворяет условию нагрева. Параметры провода приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км
1	0,118	0,435

4.2.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Капитальные затраты рассчитываются по формуле 4.17:

$$K_1 = K_{\text{py}} + K_{\text{T}} + K_{\text{TCН}} \quad (4.17)$$

где K_{py} – расчетная стоимость выключателя.

$$K_{\text{py}}^{220} = 50\,000 \text{ тыс.руб.};$$

K_{T} – расчетная стоимость блочного трехвального двухобмоточного трансформатора одиночного (укрупненного) блока.

$$K_{\text{T}}^{220} = 48\,000 \text{ тыс.руб. (ТДЦ-80000/220)};$$

$$K_T^{220} = 120\ 000 \text{ тыс.руб. (ТДЦ-200000/220);}$$

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

$$K_{\text{ТСН}}^{220} = 2\ 473 \text{ тыс.руб. (ТСЗ-4000/35).}$$

Таким образом, для одиночных блоков:

$$K_1^{220} = (9 \cdot 50\ 000 + 4 \cdot 48\ 000 + 3 \cdot 2\ 473) = 645\ 819 \text{ тыс.руб.}$$

Для укрупненного блока:

$$K_2^{220} = (7 \cdot 50\ 000 + 2 \cdot 120\ 000 + 2 \cdot 2\ 473) = 609\ 146 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные годовые издержки по вариантам составят:

Одиночные блоки:

$$I_1 = 0,09 \cdot K_1 + I_{\text{пот1}}^{220}; \quad (4.18)$$

$$I_1 = 0,09 \cdot 645\ 819 + 15\ 806,69 = 29\ 077 \text{ тыс.руб/год}$$

Укрупненные блоки:

$$I_2 = 0,09 \cdot K_2 + I_{\text{пот2}}^{220}; \quad (4.19)$$

$$I_2 = 0,09 \cdot 609\ 146 + 10\ 501,85 = 27\ 422 \text{ тыс.руб/год.}$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = E_h \cdot K_i + I_i, \quad (4.20)$$

где E_h – нормальный коэффициент.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 645\ 819 + 29\ 077 = 125\ 950 \text{ тыс.руб/год,}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 609\ 146 + 27\ 422 = 118\ 793 \text{ тыс.руб/год.}$$

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

Ввиду незначительной финансовой разницы между вариантами (менее 5%) определяющими являются факторы надежности элементов блока.

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

4.3 Выбор схемы РУ ВН

Выбор схемы электрических присоединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, экономичность, оперативная гибкость (приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

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

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

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

Число присоединений РУ-220 кВ – 7:

- 3 ВЛ 220 кВ;
- 4 блока.

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

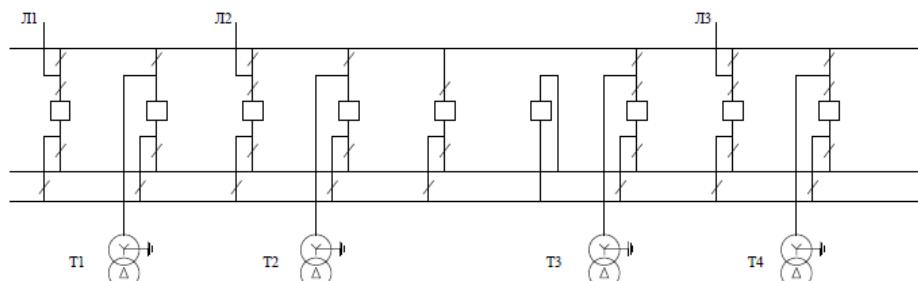


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ-220 кВ

4.4 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

Синхронный генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,2 \cdot \frac{13,8^2}{78,8} = 0,483 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_\Gamma = E_*'' \cdot U_6 = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.22)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{10,85 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 79,427 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,7 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Линии связи с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 83}{3} = 12,035 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{242}{13,8} = 17,536. \quad (4.26)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

$$r_\Gamma = \frac{x_\Gamma}{50} = 0,01 \text{ Ом; } \quad (4.24)$$

$$r_C = \frac{x_C}{50} = 7,053 \text{ Ом; } \quad (4.25)$$

$$r_L = \frac{r_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,118 \cdot 83}{3} = 3,26 \text{ Ом; } \quad (4.26)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{3,2}{2} \cdot \frac{100}{80} = 0,03 \text{ Ом; } \quad (4.30)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{3,2}{2} \cdot \frac{230}{80} = 13,23 \text{ Ом; } \quad (4.31)$$

$$T_{\text{ар}} = \frac{x_\Gamma}{\omega \cdot r_\Gamma} = \frac{0,483}{314 \cdot 0,01} = 0,06 \text{ с.} \quad (4.32)$$

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

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

	O	S	s0	Тип	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш
1				зак	1	Блок1		14		
2				зак	2	Блок2		14		
3				зак	3	Блок3		14		
4				зак	4	Блок4		14		
5				у	5	ОРУ	230			
6				у	6	Система	230			
7				у	7	Г1	14			
8				у	8	Г2	14			
9				у	9	Г3		14		
10				у	10	Г4		14		

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N...	Название	R	X	G	B	Kт/i	Kт/r	r0
1			Тр-р		Тр-р	5	1		ОРУ - Блок1	0.14	74.90					0.060
2			Тр-р		Тр-р	5	2		ОРУ - Блок2	0.14	74.90					0.060
3			Тр-р		Тр-р	5	3		ОРУ - Блок3	0.14	74.90					0.060
4			Тр-р		Тр-р	5	4		ОРУ - Блок4	0.14	74.90					0.060
5			ЛЭП		В...	5	6		ОРУ - Система	3.26	12.04					
6			Выкл		В...	1	7		Блок1 - Г1							
7			Выкл		В...	2	8		Блок2 - Г2							
8			Выкл		В...	3	9		Блок3 - Г3							
9			Выкл		В...	4	10		Блок4 - Г4							

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N_узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Уго
1			1	Г1	7	0.010	0.483	0.010	0.48	0.010	0.48	15.590			
2			2	Г2	8	0.010	0.483	0.010	0.48	0.010	0.48	15.590			
3			3	Г3	9	0.010	0.483	0.010	0.48	0.010	0.48	15.590			
4			4	Г4	10	0.010	0.483	0.010	0.48	0.010	0.48	15.590			
5			7	Система	6	7.053	352.667	7.053	352.67	7.053	352.67	230.000			

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

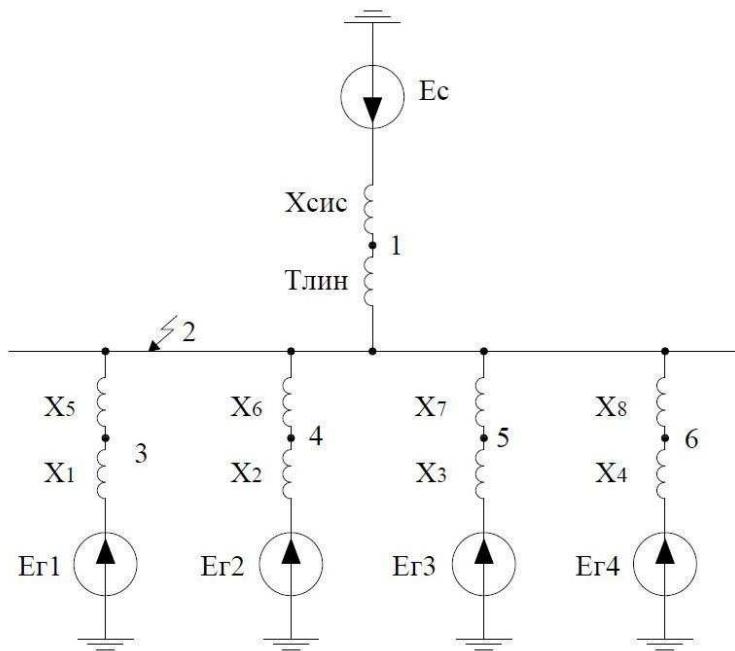


Рисунок 4.7 – Расчётная схема с точкой КЗ

4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания на генераторном напряжении в программном комплексе «RASTR WIN 3»

Точки расчёта КЗ представлены на рисунке 4.8. Результаты расчета представлены на рисунках 4.9, 4.10, 4.11 и сведены в таблицу 4.7.

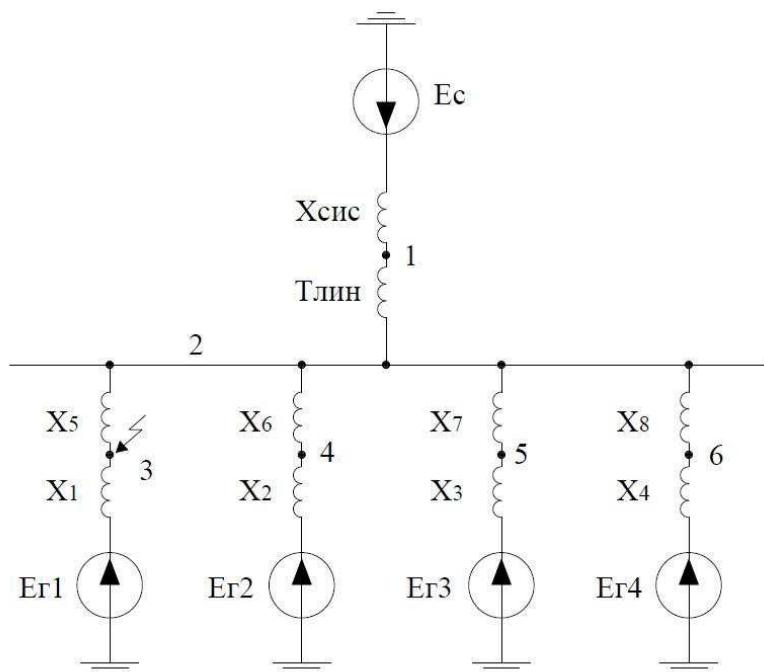


Рисунок 4.8 – Расчётная схема с точкой КЗ

Состав/Несим											
	S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	I1	dI1	r1	x1
1	1	1		3ф	5			3.2337	-89.11		

Рисунок 4.9 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ

Состав/Несим											
	S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	I1	dI1	r1	x1
1	1	1		1ф	5			1.6168	-89.11		

Рисунок 4.10 – Результаты расчета токов однофазного КЗ

Состав/Несим											
	S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	I1	dI1	r1	x1
1	1	1		3ф	7			37.0241	-89.18		

Рисунок 4.11 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.7 – Место КЗ и результаты расчёта в точках

Тип КЗ	П1	$I_{\text{п.0}}$	i_y
1ф	2	4,86	12,38
3ф	2	3,23	8,23
3ф	3	37,03	94,3

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{\text{г.раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{г.ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{г.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{г.ном}}}, \quad (4.33)$$

$$I_{\text{г.раб max}} = 1,05 \cdot \frac{78,8}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3461 \text{ А.}$$

Расчётный ток в присоединении трансформатора:

$$I_{\text{раб max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{г.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{г.ном}} \cdot K_T}, \quad (4.34)$$

$$I_{\text{раб max}} = 1,05 \cdot \frac{78,8}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot \frac{242}{13,8}} = 197 \text{ А.}$$

Присоединение линий связи с системой 220 кВ:

$$I_{\text{Л1-Л3 раб max}} = \frac{S_{\text{раб max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{Л}}} = \frac{S_{\Gamma_1-\Gamma_4-S_{\text{CH}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{Л}}}, \quad (4.35)$$

$$I_{\text{Л1-Л3 раб max}} = \frac{222,16}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3} = 194 \text{ А.}$$

Расчётный ток утяжелённого режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{Л1-Л3 раб утяж}} = \frac{S_{\Gamma_1-\Gamma_4-S_{\text{CH}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n_{\text{Л}}-1)}, \quad (4.36)$$

$$I_{\text{Л1-Л3 раб утяж}} = \frac{222,16}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (3-1)} = 292 \text{ А.}$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования ОРУ 220 кВ

Выбран элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш». Проверка выключателя представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка выключателя ВЭБ-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 292 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п.0}}$	$I_{\text{п.0}} = 4,86 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y$	$i_y = 12,38 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 0,94 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Для создания видимого разрыва в цепях РУ был выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220/1000 (таблица 4.9), а так же трансформатор тока (таблица 4.10), трансформатор напряжения (таблица 4.11), анализатор и синхронизатор (таблица 4.12).

Таблица 4.9 – Параметры разъединителя РГ-220/1000

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 292 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y$	$i_y = 12,38 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 0,94 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 2980 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.10 – Параметры трансформатора тока ТТЭО-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 292 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 0,2 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$

Таблица 4.11 – Параметры трансформатора напряжения ТНЭО-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 0,2 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$

Таблица 4.12 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	N, В·А
Анализатор сети	АПКЭ-1	Ethernet M-bus	0,5	0,2
Синхронизатор	AC-МЗ	Ethernet M-bus	0,5	35

Согласно ПУЭ, трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПНп-220/680/176 фирмы ЗАО «Полимераппарат».

4.9 Выбор электротехнического оборудования генераторного напряжения

Выбираем для генераторов, присоединённых к РУ ВН генераторный комплекс КАГ-20, производитель ОАО «Электроаппарат», который состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. Параметры приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Параметры генераторного комплекса

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	В состав выбранного генераторного выключателя входит разъединитель. Параметры разъединителя согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем.
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 3461 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$	
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п.0}}$	$I_{\text{п.0}} = 37,03 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 90 \text{ кА}$	
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y$	$i_y = 94,3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 0,94 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 2500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	
	$\beta_{\text{н%}} = \frac{i_a}{\sqrt{2}I_{n0}} = 1,08 \text{ кA}$	$\beta_{\text{н%}} = 90 \text{ кA}$	

Преимущества данной системы заключается в ее компактности, что приводит к снижению затрат на инфраструктуру. Высокая скорость установки и ввода в эксплуатацию.

5 Релейная защита и автоматика

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

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

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры генератора представлены в таблице 5.1. Параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1 -Параметры гидрогенератора

Тип	СВ 640/170-24	
Мощность номинальная	полная, МВ·А	79
	активная, МВт	67
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		250
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
Номинальный ток статора, кА		3,3
Ток ротора при номинальной нагрузке, кА		1,26
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,06
	переходное $X'd$	0,26
	сверхпереходное $X''d$	0,2
Индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,25
Емкость обмотки статора, мкФ		0,57

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-80000/220/13,8
Мощность номинальная, МВ·А	80
Номинальное напряжение, кВ	242
Напряжение короткого замыкания	11
Группа соединений	Y _н /Δ

5.2 Расчёт номинальных токов

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

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{67 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,297 \text{ кA}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{cx}}}{K_{\text{tt}}} = \frac{3297 \cdot 1}{4000 / 5} = 4,121 \text{ A}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{67 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,206 \text{ A};$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн}}^{(1)} \cdot K_{\text{cx}}}{K_{\text{tt}}} = \frac{206 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 5,946 \text{ A}; \quad (5.3)$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ 640/170-24:

Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);

Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;

Защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения при сбросах нагрузки);

Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;

Токовая защита от внешних симметричных КЗ;

Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;

Защита от симметричной перегрузки обмотки статора

Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;

Дистанционная защита от внешних коротких замыканий

Защита от длительной форсировки

Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/220:

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);

Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);

МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);

Контроль уровня масла в расширительном баке;

Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;

Контроль изоляции сети 13,8 кВ;

Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 220кВ:

Основные защиты:

Дифференциально-фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);

Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);

Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

Дифференциальная защита;
Газовая защита;
МТЗ на стороне 13,8 кВ;
МТЗ на стороне 6 кВ;
Задержка от перегрузки;
Задержка устройств РПН;

5.4 Описание защит и расчет их уставок

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

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{HOM} = 3328$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{TT} = 4000/5$ А.

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

$$I_{HB(H)} = K_{ODN} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, \quad (5.4)$$

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

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

$$I_{HB(H)} = 0,05 \cdot 3328 = 166,4 \text{ А.}$$

Уставка выбирается из условия:

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

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 499,2$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.6)$$

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;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H. \quad (5.7)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.7):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,2} \cdot 3328 = 1880,32 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.8)$$

$$K_T > \frac{1880,32 \cdot 2}{18803,2} = 0,2,$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора ($I_T = I_{\text{МАКС}}$).

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{*CP}}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.9)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{CP}}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.10)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{\text{отс}} = 2 \dots 12 I_H$.

Принимаем уставку: $I_{\text{отс}} = 5 I_H$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

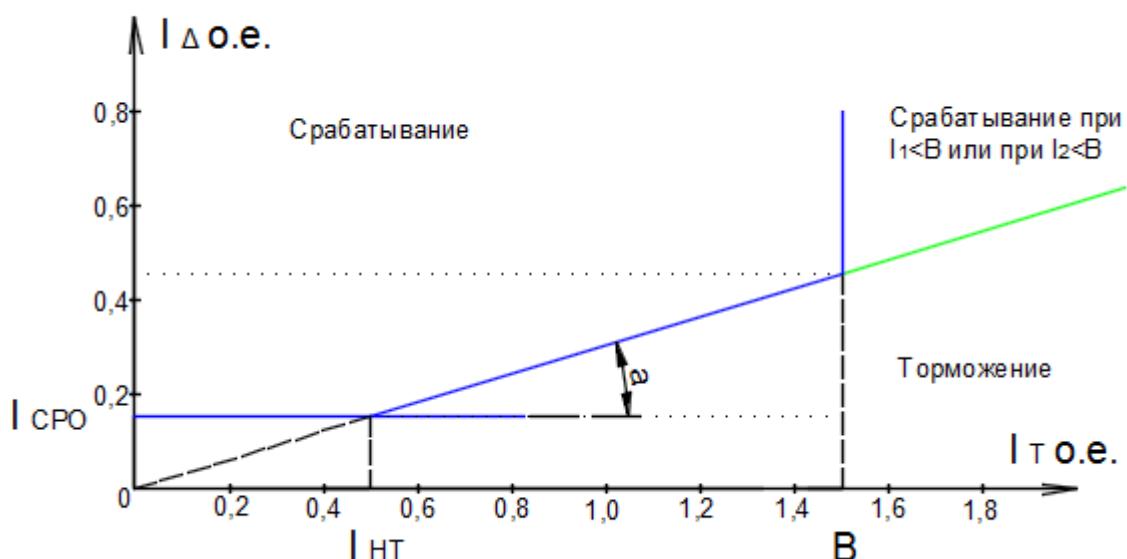


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_o) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_o и защищает 85-95% витков обмотки статора со

стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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

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

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

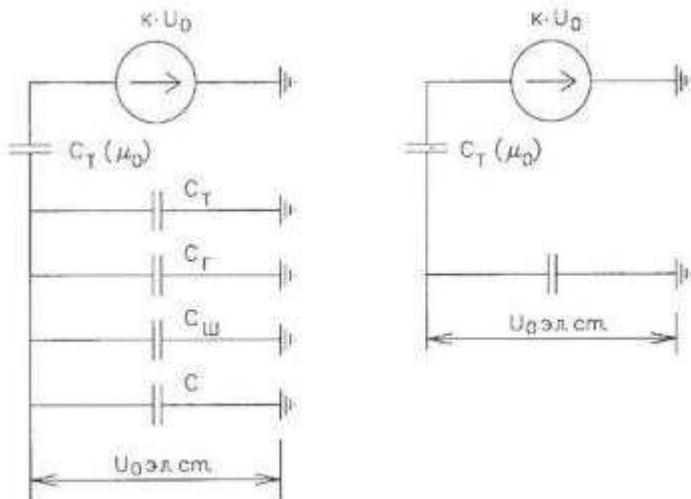


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

C_Γ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}}$ – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C_{\text{ВТ}}$ – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

$C_{\text{ВГ}}$ – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} + C_{\text{ВТ}} = 0,0073 + 0,57 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 0,9753 \frac{\text{МКФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.11)$$

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

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

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

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

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

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 13,3 \text{ А}, \quad (5.14)$$

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

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

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

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

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 202,4}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{CP} \geq 4,01,$$

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.

Принимаем следующие уставки:

- U_{01G} с уставкой 5 В и выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;

- U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;

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

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей 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 :

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,5+2} = 0,28 \text{ о. е.} \quad (5.16)$$

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,6 % 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 $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.17)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.18)$$

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

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 ($I2$)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах

энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

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

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

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.21)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.22)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3328 = 499,2 \text{ A}, \quad (5.23)$$

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

По формуле (5.20):

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}$$

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

$$t_{CP} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.24)$$

$$A_{IO} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.25)$$

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

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

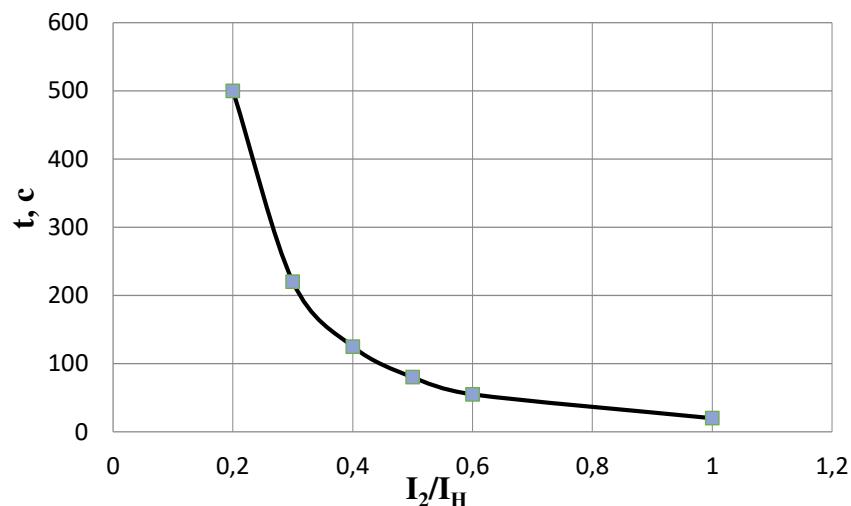


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимального

допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100$ с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

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

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

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

По второму условию:

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

$$x_{dBH}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)^2 = 0,2 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 61,5, \quad (5.26)$$

где x_{dBH}'' - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2BH} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)^2 = 0,25 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 76,8, \quad (5.27)$$

где x_{2BH} - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2C.3.*} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{dBH}'' + x_{2BH} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (16,5 + 76,8 + 2 \cdot 0,11)} = 0,005 \text{ о. е.,}) \quad (5.28)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2C.3.*}^{(2)} = 2I_{2C.3.*} \cdot k_{T1.} = 2 \cdot 0,005 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right) = 0,175 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

где 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:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{MIN}}^2}{K_q} = \frac{I_{\text{MIN}}^2}{K_q} \quad (5.30)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$\begin{aligned} I_{2C.3.}^* &\leq \frac{1}{2 \cdot (x_d'' + x_2 + 2 \cdot x_T + 2 \cdot x_L)} = \frac{1}{2 \cdot \left(0,2 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 + 0,25 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,042\right)} = \\ &= 0,0036 \text{ о. е.,} \end{aligned} \quad (5.31)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2\text{min}} = 2 \cdot I_{2C.3.}^* \cdot \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} = 2 \cdot 0,0036 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,126 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{min}}}{K_q} = \frac{0,126}{1,2} = 0,105 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

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

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

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

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

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

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

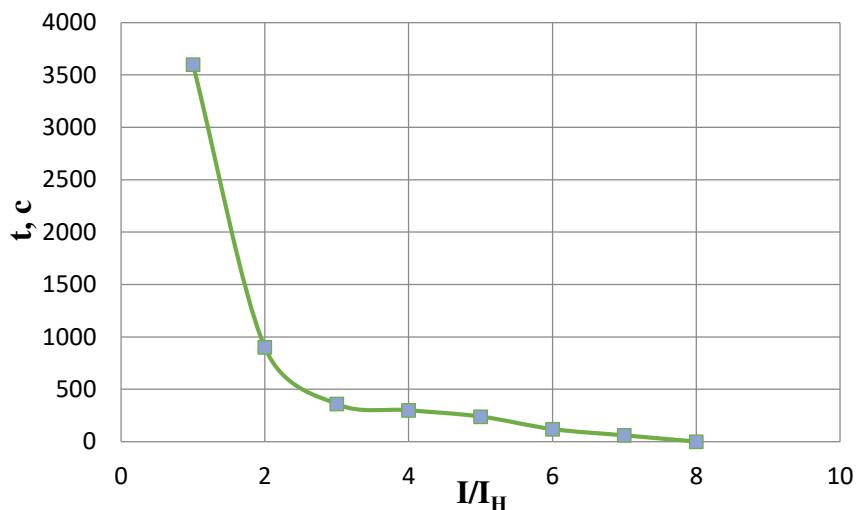


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

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

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

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66 \text{ В.} \quad (5.37)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Муланской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 80,52 + \frac{0,8}{5} \cdot 15,32 = 66,86 \text{ Ом,} \quad (5.38)$$

$$Z'_{1L} = \sqrt{x_{1L}^2 + r_{1L}^2} = \sqrt{12,07^2 + 3,01^2} = 21,13 \text{ Ом} \quad (5.39)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{80} = 80,52 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{79}{80} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{79}{242^2} \cdot 21,13 = 0,09$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 2,41 = 0,21 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{79} = 2,41. \quad (5.41)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,21 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,21 \text{ Ом}. \quad (5.42)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,3 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 3328} = 2,39 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

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

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,98 - 0,95}{1,03} = 2,92, \quad (5.44)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^* = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.45)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (5.46)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.47)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{79} = 0,49 \text{ Ом}. \quad (5.48)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,49 \cdot 4000/5}{13800/100} = 2,84 \text{ Ом}, \quad (5.49)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 2,9 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,07 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,52 \text{ Ом}$.

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 ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

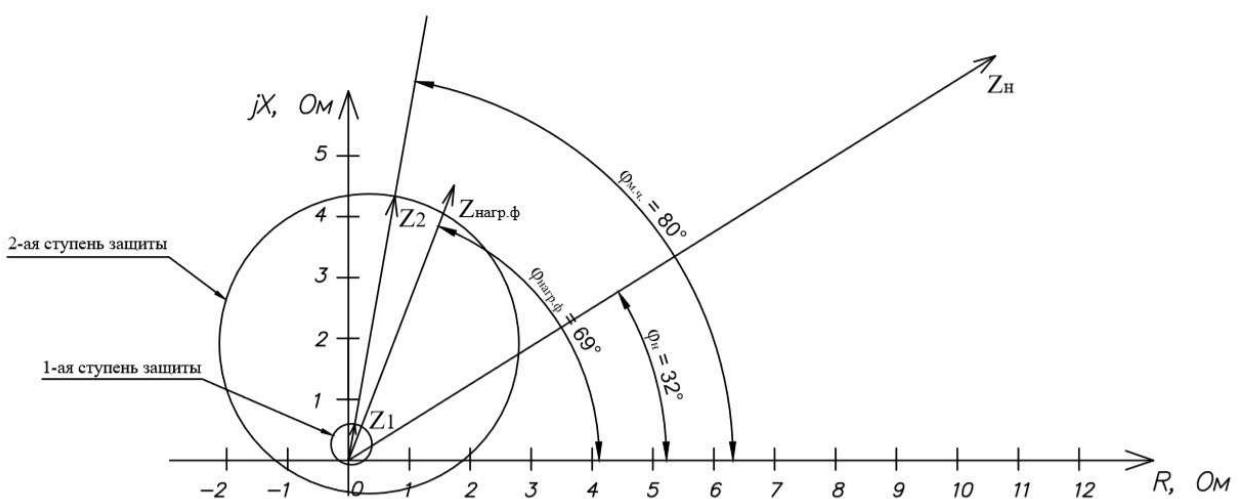


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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:

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

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

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.51)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.5.

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
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45

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

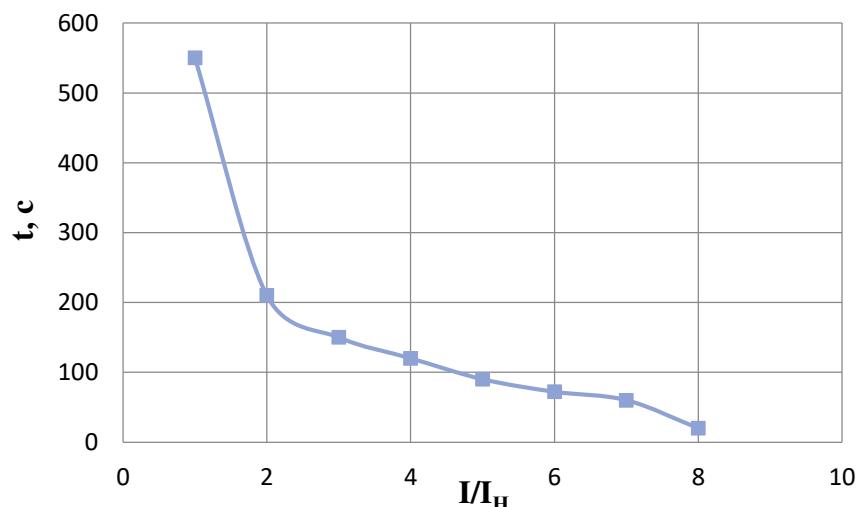


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты генератора фирмы «ЭКРА» - ШЭ1110-900G. Шкаф ШЭ1110-900G выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Комплект содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы генератора, работающего на сборные шины, в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями. Для защиты системы тиристорного самовозбуждения генератора был выбран шкаф ШЭ1113-910ЕТ фирмы «ЭКРА».

6 Компоновка и сооружение гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Проектируемый речной гидроузел имеет энергетическое назначение. В состав проектируемого гидроузла входит глухая правобережная бетонная гравитационная плотина, гидроэлектростанция приплотинная совместно с монтажной площадкой, водосливная плотина и глухая левобережная бетонная плотина.

Класс сооружения определяется по высоте плотины, типу грунтов основания ($h_{pl}=78$ м II класс, грунт - скала), социально-экономической ответственности, условий эксплуатации ($N_{уст} = 264$ МВт - II класс) и населению в нижнем бьефе (менее 500 чел). Принимается наиболее высокий класс сооружения - II.

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

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

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 612 + 4,1 + 0,08 + 0,6 = 617,56 \text{ м}, \quad (6.1)$$

где a – величина запаса, принятая для ГТС II класса – 0,6 м; $h_{1\%}=4.05$ м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 2,6 \cdot 10^{-6} \frac{25^2 \cdot 20000}{9,81 \cdot 37,5} = 0,08 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП [2, Приложение 1, табл. 2·];

$V_w = 25 \text{ м/с}$ – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 20000 \text{ м}$ – длина разгона волны;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\Delta \text{НПУ} - \Delta \text{ДНА}}{2} = \frac{612 - 537}{2} = 37,5 \quad (6.3)$$

Определяется высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая, для этого:

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

$$A = \frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 20000}{25^2} = 313,92 \text{ м}, \quad (6.4)$$

$$B = \frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{25} = 7063,2 \text{ м}. \quad (6.5)$$

2. Из графика [2, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

Для $\frac{gL}{V_w^2} = 313,9$: параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,028$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,2$,

Для $\frac{gt}{V_w} = 7063,2$: параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,09$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,2$.

Затем, используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,028$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,2$, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = \frac{0,028 \cdot 25^2}{9,81} = 1,78 \text{ м}; \quad \bar{T} = \frac{2,2 \cdot 25}{9,81} = 5,61 \text{ с}.$$

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 5,61^2}{2\pi} = 49,1 \text{ м}. \quad (6.6)$$

4. Условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ($37,5 \text{ м} > 0,5 \cdot 49,1 \text{ м}$) выполняется и, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,78 \cdot 2,3 = 4,1 \text{ м}, \quad (6.7)$$

где $K_i = 2,3$ – коэффициент, определяемый по графику [2, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

6.2 Гидравлические расчеты

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

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход для основного расчетного случая через водосливную плотину равен:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{макс осн}} - Q_{\Gamma_A} \cdot (n-1) = 9521,04 - 414,75 \cdot (4-1) = 8276,79 \text{ м}^3 / \text{с}; \quad (6.8)$$

где $Q_{\text{макс.осн}} = Q_{\text{макс 1\%}} = 9521,04 \text{ м}^3 / \text{с}$ - расчетный максимальный расход для основного расчетного случая;

$$\begin{aligned} n &= 4 - \text{число агрегатов станции;} \\ Q_{\text{1агр}} &= 414,75 \text{ м}^3 / \text{с}. \end{aligned}$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{h.b.} \quad (6.9)$$

где для скальных грунтов допустимую скорость v_h принимаем равной 5 м/с.

Глубина воды в нижнем бьефе:

$$h_{h.b.} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 543,82 - 537 = 6,82 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где $\nabla \text{УНБ}$ при расходе $Q_{\text{макс.осн}} = 9521,04 \text{ м}^3 / \text{с}$

$$q_p = 5 \cdot 6,82 = 34,1 \text{ м}^2 / \text{с};$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 34,1 = 42,63 \text{ м}^2 / \text{с}; \quad (6.11)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{8276,79}{42,63} = 194,2 \text{ м}; \quad (6.12)$$

Количество пролетов водосливной плотины:

$$n = \frac{B}{b_{ct}}; n = \frac{200}{20} = 10 \text{ пролетов.} \quad (6.13)$$

b_{ct} принимаем равным 20 м, в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей.

Ширина водосливного фронта:

$$B = 10 \cdot 20 = 200 \text{ м}$$

В связи с тем, что число затворов $n > 6$, принимаем дополнительный пролет на случай неоткрытия одного затвора.

Принимаем 11 пролетов по 20 м.

Полная ширина водосливного фронта:

$$B = 11 \cdot 20 = 220 \text{ м.}$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla \Gamma B = \nabla H_{NPY} - H_{ct}. \quad (6.14)$$

где H_{ct} – стандартный напор, ближайший к геометрическому напору H , в соответствии с техническим регламентом.

Для расчетов водослива практического профиля используется формула водослива:

$$Q = \sigma_{\pi} \cdot \varepsilon \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g} \cdot H_0^{3/2}; b \quad (6.15)$$

где σ_{π} – коэффициент подтопления (для неподтопленного водослива $\sigma_{\pi}=1,0$);

ε – коэффициент бокового сжатия;

m – коэффициент расхода водослива (для безвакуумного водослива практического профиля типа А, $m=0,49$);

H_0 – напор на водосливе с учетом скорости подхода.

Методом последовательных приближений определяем напор на гребне водослива по формуле водослива (сначала без учета сжатия, а затем с учетом сжатия).

Полный напор на водосливе (с учетом скорости подхода) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}; \quad (6.16)$$

$$H_{01} = \left(\frac{8276,79}{0,49 \cdot 200 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,14 \text{ м};$$

Определяем полный напор на водосливе H_{02} с учетом сжатия:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\pi} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{8276,79}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 200 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,3 \text{ м}; \quad (6.17)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_6}{n} \cdot \frac{H_0}{b}; \quad (6.18)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (10-1) \cdot 0,45}{10} \cdot \frac{7,14}{20} = 0,97$$

где $\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы устоев, учитывающий округление их вертикальных ребер (рисунок 6.1);

$\sigma_{\pi} = 1$ – коэффициент подтопления ;

$\xi_6 = 0,45$ – коэффициент формы быка в плане (рисунок 6.2).

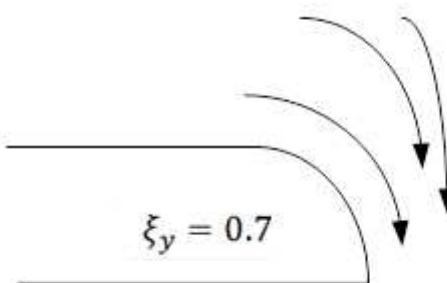


Рисунок 6.1 – Устой окружной формы с коэффициентом формы

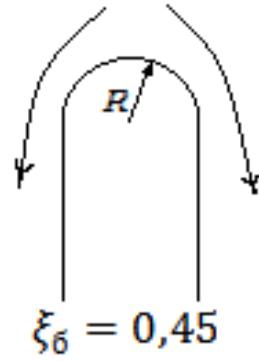


Рисунок 6.2—Бык окружлой формы в плане с коэффициентом формы

Геометрический напор на гребне водослива (без учета скорости подхода потока к водосливу v_0):

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}; \quad (6.19)$$

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)}; \quad (6.20)$$

где δ_6 — толщина быка.

С учетом того, что выполняем разрез по быку, его толщина будет равна:

$$\delta_6 = 4 \text{ м};$$

$$v_0 = \frac{8276,79}{(612-537) \cdot (220 + (11-1) \cdot 4)} = 0,42 \text{ м/с};$$

$$H = 7,3 - \frac{1,1 \cdot 0,39^2}{2 \cdot 9,81} = 7,29 \text{ м};$$

Значение стандартного напора определяем в соответствии с техническим регламентом [2]:

$$H_{ct} = 8 \text{ м};$$

Определяем отметку гребня водослива:

$$\nabla GB = \nabla \text{НПУ} - H_{ct}; \quad (6.21)$$

$$\nabla GB = 612 - 8 = 604 \text{ м.}$$

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка ∇GB , устанавливают проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из: ∇GBP и ∇GBL :

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ct} = 604 + 1,6 \cdot 8 = 616,8 \text{ м} \quad (6.22)$$

$$\nabla ГБП = 616,65 \text{ м}$$

Принимаем за отметку гребня плотины:

$$\nabla ГП = 617,56 \text{ м}$$

6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Пропуск поверочного расхода воды должен осуществляться при ФПУ всеми водопропускными сооружениями гидроузла, включая водосбросы, шлюзы, рыбопропускные сооружения.

Проверка на пропуск поверочного расчетного случая, сводится к определению расчетной отметки $\Phi ПУ_p$, которая должна быть либо равной, либо большей относительно заданной отметки $\Phi ПУ$.

Напор над гребнем водослива при пропуске максимального расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{p.\text{пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (6.23)$$

здесь: $Q_{p.\text{пов}} = Q_{\text{пов.макс}} - Q_{ГЭС} - Q_c$;

где $Q_{\text{пов.макс}} = Q_{\text{нов.0.1\%}} = 11205,3 \text{ м}^3/\text{с}$ - расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая;

$Q_{ГЭС}$ – расход воды через агрегаты здания ГЭС, участвующих в пропуске расхода;

Q_c – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения ($Q_c = 0$);

$$Q_{p.\text{пов.}} = 11205,3 - 414,75 \cdot 4 = 9546,3 \text{ м}^3/\text{с};$$

Напор на водосливе без учета скорости подхода и подтопления:

$$H_{01 \text{ пов.}} = \left(\frac{9546,3}{0,49 \cdot 220 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,37 \text{ м};$$

Напор на водосливе с учетом сжатия и без учета подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\pi} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{9546,3}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,836 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,63 \text{ м}; \quad (6.24)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_6}{n} \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b}; \quad (6.25)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (11-1) \cdot 0,45}{11} \cdot \frac{7,37}{20} = 0,948$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске максимального расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (6.26)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{p,\text{пов}}}{(\nabla \Phi \Pi U - \nabla \text{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_b)}, \quad (6.27)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{9961,05}{(615-537) \cdot (220 + (11-1) \cdot 4)} = 0,44 \text{ м/с};$$

$$H_{\text{пов.}} = 13,86 - \frac{1,1 \cdot 0,41^2}{2 \cdot 9,81} = 7,62 \text{ м};$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \Phi \Pi U_p = \nabla \Gamma B + H_{\text{пов}} \quad (6.28)$$

$$\nabla \Phi \Pi U_p = 604 + 7,62 = 611,62 \text{ м.}$$

Расчетное значение отметки ФПУ менее заданной отметки $\Phi \Pi U = 615 \text{ м}$, следовательно, пропуск максимального расхода поверочного расчетного случая, при заданной $\nabla \Phi \Pi U$, обеспечивается.

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

В таблицу 6.1 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}}=8 \text{ м}$. Профиль оголовка плотины представлен на рис. 6.3.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка без вакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ct} = 8$ м.

X, м	Y, м	X, м	Y, м	X, м	Y, м	X, м	Y, м
0,00	1,01	8,00	2,04	16,00	9,88	24,00	22,59
0,80	0,28	8,80	2,56	16,80	10,95	24,80	24,10
1,60	0,05	9,60	3,15	17,60	12,06	25,60	25,65
2,40	0,00	10,40	3,80	18,40	13,22	26,40	27,24
3,20	0,04	11,20	4,51	19,00	14,31	27,20	28,87
4,00	0,21	12,00	5,28	20,00	15,68	28,00	30,54
4,80	0,48	12,80	6,11	20,80	16,97	28,80	32,24
5,60	0,80	13,60	6,98	21,60	18,24	29,60	33,99
6,40	1,28	14,40	7,89	22,40	19,69	30,40	35,76
7,20	1,58	15,20	8,86	23,20	20,88	31,20	37,58

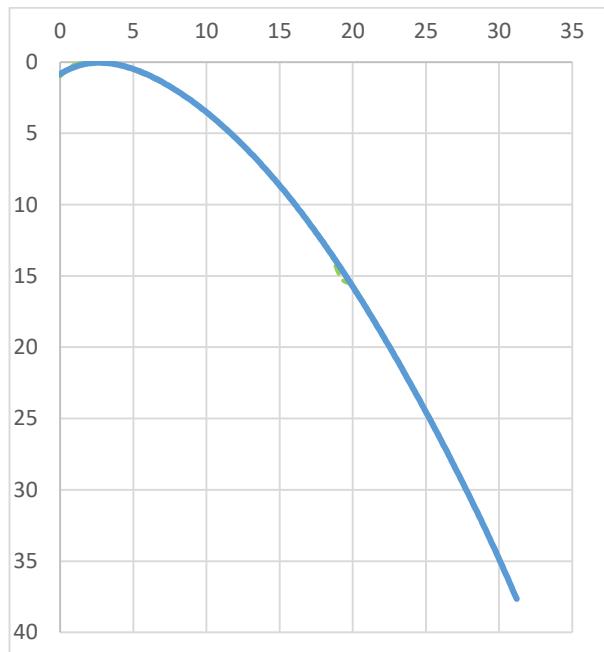


Рисунок 6.3 – Профиль оголовка плотины

6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 8276,79^2}{(220 + (11-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 4,84 \text{ м} \quad (6.29)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 612 - 537 = 75 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Вычисляют отношение $\xi_{T_0} = 15,48$ и определяют значение коэффициента скорости $\varphi = 0,9$ в зависимости от длины сливной грани.

По графику М.Д. Черткоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют $\xi_c = 0,185$ и $\xi_c'' = 3,19$.

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{kp} = 0,185 \cdot 4,97 = 0,89 \text{ м,} \quad (6.31)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{kp} = 3,19 \cdot 4,97 = 15,86 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Так как $h_c'' > h_{\text{НБ}} = 6,82 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный.

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

6.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашении энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи.

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения ее на дне образуется яма размыва.

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{\text{НБ}max} + 2 = 7,2 + 2 = 9,2 \text{ м,} \quad (6.33)$$

где $h_{\text{НБ}max} = 7,2 \text{ м}$, при $Q_{0,1\%} = 11205,3 \text{ м}^3/\text{с}$

Отметка носка:

$$\nabla \text{НОС} = \nabla \text{ДНА} + a = 537 + 9,2 = 546,2 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НОС} = 612 - 546,2 = 65,8 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 65,8} = 32,33 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.36)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,9$.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{31,7}{32,33} = 0,98 \text{ м}, \quad (6.37)$$

где

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B_{\text{полн}}} = \frac{8276,79}{260} = 31,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.38)$$

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{32,33^2}{9,81 \cdot 0,98} = 108,28. \quad (6.39)$$

Следовательно $K_a = 0,8$.

Дальность отлёта струи:

$$\begin{aligned} L &= k_a Z_n \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_n} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0,5} + 1 \right) = \\ &= 0,8 \cdot 65,8 \cdot 0,9^2 \sin(2 \cdot 30^\circ) \cdot \left(\left(1 + \left(\frac{68,18}{65,8} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30^\circ} \right)^{0,5} + 1 \right) = 75,74 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.40)$$

где K_a – Коэффициент аэрации, α – угол наклона носка, $\alpha = 30^\circ$.

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} - h_{\text{НБ}} = 612 - 537 - 6,82 = 68,18 \text{ м}. \quad (6.41)$$

$$Z_n = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НОС} = 612 - 546,2 = 65,8 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

Условие $L > 0,5 \cdot (\nabla \Gamma \Pi - \nabla \text{ДНА})$

$$75,74 > 0,5 \cdot (617,56 - 537)$$

$75,74 > 40,28$ – условие выполняется.

Глубина размыва – яма:

$$h_{pas} = t - h_{HB} = 25,95 - 6,82 = 19,13 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где

$$\begin{aligned} t &= \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}\right) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{HB}}{d}} \cdot h_n = \\ &= \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{108,28}\right) \cdot \sqrt{108,28} \cdot \sqrt[4]{\frac{6,82}{1}} \cdot 0,98 = 25,68 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.44)$$

где d – средняя крупность отдельностей, принимаем $d=1$ м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1} = 75,74 + \frac{25,68}{1,006} = 101,3 \text{ м}; \quad (6.45)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \alpha_1 &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2g(0,5h_n \cdot \cos \alpha + a - h_{HB})}{v_n^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\ &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 30^\circ + \frac{2g(0,5 \cdot 1,023 \cdot \cos 30^\circ + 5,5 - 6,82)}{32,33^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 1,006 \end{aligned} \quad (6.46)$$

где a – высота уступа над дном.

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

$$b_p = 2,5h_{kp} + 3,7h_{pas} = 2,5 \cdot 4,84 + 3,7 \cdot 18,86 = 81,91 \text{ м}. \quad (6.47)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6 \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) - \alpha_1}{\rho_w}}}, \quad (6.48)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных устройств, равный 0,5;

ρ_6 и ρ_w – плотность бетона и воды соответственно; h определяется как:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 612 - 534 = 78 \text{ м.} \quad (6.49)$$

$$\nabla \text{ПОД} = \nabla \text{ДНО} - 3 = 537 - 3 = 534 \text{ м} \quad (6.50)$$

Отметку подошвы принимаем из условий, что снимем 3 метра слабой скалы.

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяют ширину подошвы плотины B_n^{II} :

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_h \cdot h}{f \cdot \left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.51)$$

где f - коэффициент трения бетона по грунту в нашем случае: $f = 0,7$.

Задаваясь различными значениями n , производится расчёт (таблица 6.2) и строятся графики зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$ (рисунок 6.4).

Таблица 6.2 – Координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

n	B_n^I	B_n^{II}
0	56,59	70,38
0,1	57,35	66,86
0,15	57,85	65,23
0,3	60	60,78
0,6	68,41	53,49

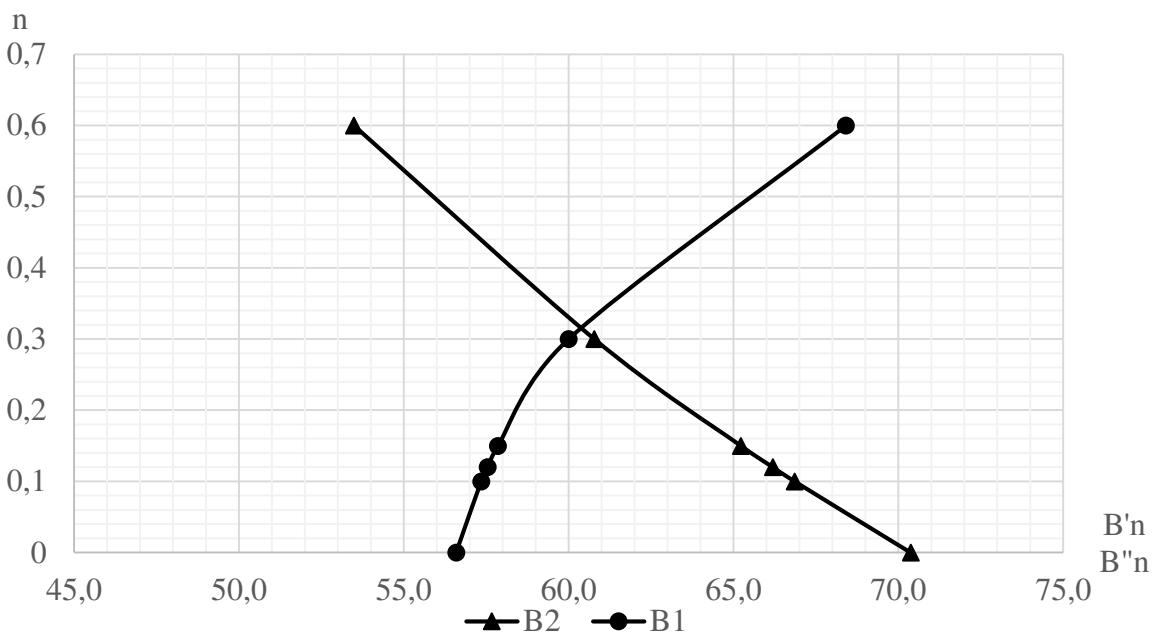


Рисунок 6.4 – Графики кривых B_n^I и B_n^{II}

Приравнивая B_n^I и B_n^{II} , определяем n . В результате расчетов получили $n=0,316$. Подставляя это значение в любую из формул, получим:

$$B_n = \frac{45,5}{\sqrt{\frac{2400}{1000} \cdot (1-0,316) + 0,316 \cdot (2-0,316) - 0,5}} = 60,34 \text{ м}$$

Далее принимаем $B_n = 60,34 \text{ м}$.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. На скальном основании швы обеспечивают свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 40 м. Принимаем расстояние между швами равное 24 м. Разрез делаем по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

6.3.3. Быки

Быки служат опорой для рабочих и ремонтных затворов.

Головная часть быка выполняется обтекаемая в плане, так как разрезается сквозным температурно-усадочным швом.

При ширине пролета $b = 20$ м толщину быков можно по рекомендациям Березинского А.Р. принять равной $(0,12 \div 0,16)b$, а толщину разрезного быка увеличивается на $(1 \div 1,5)$ м, тогда:

$$\delta'_6 = (0,12 \div 0,16) \cdot b = (0,12 \div 0,16) \cdot 20 = (2,4 \div 3,2) \text{ м.}$$

Толщина разрезного быка:

$$\delta_6 = \delta'_6 + 1 = 3 + 1 = 4 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Бык выдвигается в верхний бьеф на 6 метров для обеспечения условий пропуска служебного транспорта. Типы затворов основной и аварийно-ремонтный.

Минимальная ширина и длина паза ремонтного затвора составляет $a \approx c = 0,5$ м.

Пазы рабочего затвора располагают на линии гребня водослива. Длина пазов для рабочих затворов составляет $m = 2$ м, ширина $n = 0,7$ м.

Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещают на расстоянии $l_1 = 1,5$ м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе. Отметка гребня быка:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ct} = 604 + 1,6 \cdot 8 = 616,8 \text{ м,} \quad (6.53)$$

где H_{ct} – напор на водосливе, $H_{ct} = 8$ м.

6.3.4 Устои

Разделительный устой предназначен для защиты примыкающего к водосливной плотине здания ГЭС, от воды, сбрасываемой через водослив; для разделения потоков, сходящих с здания ГЭС и водосливной плотины, а так же обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе.

Для данного гидроузла принимается разделительный устой для отделения водослива от глухой части бетонной плотины и здания ГЭС.

Толщина устоя составляет:

$$\delta_y = \frac{\delta_6}{2}; \quad (6.54)$$

$$\delta_y = \frac{4}{2} = 2 \text{ м.}$$

Устой располагается выше свободной струи на 2 м.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 0,3 м.

Расстояние между осями дрен – 3 метра.

Горизонтальные дрены прямоугольного сечения площадью 600 см² располагаются по высоте плотины через 3 м между смотровыми шахтами.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа a_{dp} , а также до верховой грани продольной галереи принимается равным 4 метра, при условии соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{kp,m}}, \quad (6.55)$$

где H_d – напор над расчетным сечением,

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{пол} = 612 - 538,5 = 73,5 \text{ м.} \quad (6.56)$$

где $\nabla \text{пол} = 538,5$ м, - отметка пола нижней галереи

γ_n – коэффициент надёжности для второго класса сооружений 1,2;

$I_{kp,m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины,

$I_{kp,m} = 25$.

$$a_{dp} \geq \frac{73,5 \cdot 1,2}{25} = 3,53 \text{ м.}$$

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные, поперечные галереи.

Размеры галерей, устраиваемых для цементаций основания; создания и восстановления вертикального дренажа, составляет: ширина 2,5 м и высота 3 м, что обеспечит провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеют ширину 2,5 м, высоту 2,5 м.

6.3.7 Цементационная завеса

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

Данные цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\pi}, \quad (6.57)$$

где $B_{\text{п}} = 60,34$ м, - ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,1 \cdot 60,34 = 6,03 \text{ м.}$$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} \quad (6.58)$$

$$h_{\text{зав}} = (36,3 \div 58,1) \text{ м. Принимаем: } h_{\text{зав}} = 40 \text{ м.}$$

где $H_{\text{max}} = 72,6$ м, – максимальный напор ,

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla h_{\text{НБ min}} = 612 - 539,4 = 72,6 \text{ м.} \quad (6.59)$$

где $\nabla h_{\text{НБ min}} = 539,4$ м – отметка уровня в нижнем бьефе, при $Q_{\text{вхк}} = 1000 \text{ м}^3/\text{с}$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 40 = 20 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,22 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.61)$$

где ΔH – потери напора на завесе, $\Delta H = 43,56$ м;

$J_{\text{кр}}$ – критический градиент напора, $J_{\text{кр}} = 15$.

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{43,56 \cdot 1,2}{15} = 3,48 \text{ м.}$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем из следующих условий:

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{\text{зав}}}{2};$$

$$l_2 = \frac{1,87}{2} = 1,74 \text{ м;}$$

Принимаем $l_2 = 5$ м.

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях. Расчёт плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды.

6.4.1 Вес сооружения

Площадь до расчетного сечения определена в программе AutoCad.

$S_{\text{пл}} = 2451,2 \text{ м}^2$, $S_6 = 2904,3 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{2451,2 \cdot 20 \cdot 24}{20 + 6} = 45252,9 \text{ кН/м}. \quad (6.62)$$

Вес быка и точку его приложения определию аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{2904,3 \cdot 6 \cdot 24}{20 + 6} = 16085,3 \text{ кН/м}. \quad (6.63)$$

Вес плоского затвора:

$$q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.64)$$

где f – площадь затвора.

Площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (615 - 604 + 0,5) \cdot 20 = 230 \text{ м}^2. \quad (6.65)$$

Таким образом:

$$q_3 = 0,055 \cdot 230 \sqrt{230} \cdot 9,81 = 1882,6 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$G_3^{\text{расч}} = \frac{q_3}{b + \delta_6} = \frac{1882,6}{20 + 6} = 72,38 \text{ кН/м}. \quad (6.66)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды: с верхнего бьефа:

$$T_{B1} = \frac{g \cdot H_B^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 78^2 \cdot 1000}{2} = 29842,02 \frac{\text{kH}}{\text{m}} \quad (6.67)$$

где $H_B = 612 - 534 = 78 \text{ м}$

С нижнего бьефа:

$$T_{H1} = \frac{g \cdot H_H^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 5,34^2 \cdot 1000}{2} = 139,87 \frac{\text{kH}}{\text{m}} \quad (6.68)$$

где $H_H = 539,4 - 534 = 5,34 \text{ м}$.

Плечо для силы гидростатического давления воды определяется как треть высоты поверхности давления:

$$l_{T_{B1}} = \frac{\nabla H_{\text{ПУ}} - \nabla H_{\text{ОД}}}{3} = \frac{612 - 534}{3} = 26 \text{ м}, \quad (6.69)$$

$$l_{T_{H1}} = \frac{\nabla H_{\text{Б}}_{min} - \nabla H_{\text{ОД}}}{3} = \frac{539,4 - 534}{3} = 1,78 \text{ м}. \quad (6.70)$$

6.4.3 Равнодействующие взвешивающего и фильтрационного давления

Сила взвешивающего давления определяется по формуле:

$$W_{\text{взб}} = \rho_B \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 325,8 = 3196,1 \text{ кН}. \quad (6.71)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры взвешивающего давления, $S_{\text{эп}} = 325,8 \text{ м}^2$

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = \rho_B \cdot g \cdot S_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 674,8 = 6619,7 \text{ кН}. \quad (6.72)$$

где S_{ϕ} - площадь эпюры фильтрационного давления, $S_{\phi} = 674,8 \text{ м}^2$

Эпюру фильтрационного давления принимаем по СНиПу [3].
Для второго класса сооружений:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{min} = 612 - 539,4 = 72,6 \text{ м}, \quad (6.73)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 72,6 = 29,04 \text{ м}, \quad (6.74)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 72,6 = 10,89 \text{ м}, \quad (6.75)$$

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 72,6 - 29,04 = 43,56 \text{ м}. \quad (6.76)$$

6.4.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.77)$$

где h_0 по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 4,09^2}{49,9} = 1,06 \text{ м}. \quad (6.78)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,09 \left(\frac{49,09}{3,14} + \frac{1,06}{2} \right) = 324,36 \text{ кН}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{49,09}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 4,09 = 6,28 \text{ м}. \quad (6.79)$$

Плечо волнового воздействия L:

$$l = \text{НПУ} - \text{ПОД} - y_c = 612 - 534 - 6,28 = 71,71 \text{ м} \quad (6.80)$$

6.4.5 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$\begin{aligned} p_h &= \gamma_h^{\text{ВЗВ}} \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_h}{2} \right) = \\ &= 12 \cdot 5 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 23,32 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.81)$$

где h_h – толщина слоя наносов (гравийно-песчаный), принимаемая от уровня дна и равна 5 м,

φ_h – угол внутреннего трения наносов, 22^0 .

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{(p_H \cdot h_H)}{2} = \frac{(23,32 \cdot 5)}{2} = 58,31 \text{ кН/м.} \quad (6.82)$$

Далее необходимо определить активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа.

$$p_2 = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\phi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c_{\text{гр}} \cdot \tan \left(45 - \frac{\phi_{\text{гр}}}{2} \right) \quad (6.83)$$

где $\phi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта ($\phi_{\text{гр}} = 35^\circ$);

$c_{\text{гр}}$ – сцепление грунта ($c_{\text{гр}} = 90$);

Удельный веса взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{\text{в}} = 25 - (1 - 0,4) \cdot 10 = 19 \quad (6.84)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес сухого грунта (для гранита 25);

n_0 – пористость сухого грунта (для гранита 0,39-0,405);

$\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес воды.

$$p_2 = 19 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 90 \cdot \tan \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -78,21 \text{ кН/м}^3$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p_3 = (10 \cdot 5 + 19 \cdot 3) \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 90 \cdot \tan \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -64,71 \text{ кН/м}^3$$

Следовательно,

$$E_{\text{акт гр}} = \frac{p_2 + p_3}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{-78,21 - 64,71}{2} \cdot 3 = -214,38 \text{ кН} \quad (6.85)$$

В связи с тем, что активное давление грунта получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах оно учитываться не будет.

Пассивное давление:

$$p_{\text{пас гр}} = 19 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 90 \cdot \tan \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 555,93 \text{ кН/м}^3$$

$$E_{\text{пас гр}} = \frac{p_{\text{пас гр}} \cdot h_{\text{гр}}}{2} = \frac{555,93 \cdot 3}{2} = 833,89 \text{ кН/м}^3 \quad (6.86)$$

6.5 Расчёт прочности плотины

Для расчета принимаем:

- 1) За расчетное сечение принимается подошва плотины, плечи берутся относительно ее центра;
- 2) Вертикальные силы направленные вниз принимаются со знаком «+», а направленные вверх со знаком «-»;
- 3) Изгибающие моменты по часовой стрелке принимаются со знаком «+», а против часовой стрелки со знаком «-»;
- 4) Растягивающие напряжения принимаются со знаком «+», а сжимающие со знаком «-».

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

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай			
			Сила, кН	Сила с учетом коэф. надежности, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T _{B1}	1	→	29842,02	29842,02	26	775892,5
T _{H1}	1	←	139,87	139,87	1,78	248,9
G _б	0,95	↓	16085,3	15281,04	12,9	-197125,4
G _{пл}	0,95	↓	45252,6	42990,26	9,4	-404108,4
E _н	1,2	→	58,31	69,9	4,67	326,8
W _{взв}	1	↑	3196,1	3196,1	0	0
W _φ	1	↑	6619,7	6619,7	16,86	111608,2
G _з	0,9	↓	72,38	65,142	25,59	-1666,9
W _{волн}	1	→	324,3	324,3	71,72	23259,8
E _{пас}	0,8	←	833,89	667,1	1	667,1
Σ			48520,63	-		309102,6

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

- Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{48520,63}{60,34} + \frac{6 \cdot 309102,6}{60,34^2} = -294,74 \text{ кПа}, \quad (6.87)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -294,74 \cdot 0 - 10 \cdot 78 \cdot (1 - 0) = -780 \text{ кПа},\end{aligned}\quad (6.88)$$

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

$H_d^u = 612 - 534 = 78 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \operatorname{ctg} \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{ctan} \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^u &= (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u \\ \tau_{xy}^u &= (10 \cdot 78 + (-294,618)) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}\end{aligned}\quad (6.89)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = \\ &= -294,74 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 78 \cdot 0 = -294,74 \text{ кПа}\end{aligned}\quad (6.90)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 78 = -780 \text{ кН/м}^2. \quad (6.91)$$

- Для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{48520,62}{60,34} - \frac{6 \cdot 309102,6}{60,34^2} = -1313,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.92)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1313,5 \cdot 0,64^2 - 10 \cdot 5,4 \cdot (1 - 0,64^2) = -569,89 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.93)$$

где $m_t = \operatorname{tg} \alpha_2$, где $\alpha_2 = 33^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$H_d^t = 539,4 - 534 = 5,4 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(10 \cdot 5,4 + (-1313,5)) \cdot 0,64 = 806,16 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\end{aligned}\quad (6.94)$$

Главные напряжение:

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1313,62 \cdot (1 + 0,64^2) + 10 \cdot 5,4 \cdot 0,64^2 = -1829,39 \text{ кН/м}^2;\end{aligned}\quad (6.95)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,5 = -45 \text{ кН/м}^2. \quad (6.96)$$

Все расчеты сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-294,74
	σ_x^u	-780
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-294,74
	σ_3^u	-780
Низовая	σ_y^t	-1313,5
	σ_x^t	-569,89
	τ_{xy}^t	806,16
	σ_1^t	-45
	σ_3^t	-1829,39

6.6 Критерии прочности плотины

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

Во всех точках плотины:

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

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 – расчётное сопротивление бетона на сжатие, исходя из класса бетона $B = 5$, принимаем $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

$$1,2 \cdot 1 \cdot 1829,39 < 0,9 \cdot 2800$$

$$2195,47 \text{ кН/м}^2 < 2520 \text{ кН/м}^2$$

Условие общей прочности выполняется.

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

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

$-294,74 \text{ кН/м}^2 < 0$ – условие выполнено.

В зоне верховой грани плотины:

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

$$294,74 \text{ кН/м}^2 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot (612 - 534) \text{ кН/м}^2$$

$$294,74 \text{ кН/м}^2 \geq 195 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.7 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. Производим сбор нагрузок в полном объёме для расчета устойчивости.

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

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

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;

γ_c – коэффициент условий работы;

$$\begin{aligned} F &= T_e - T_h + W_{sol} + E_h = \\ &= 29842,02 - 139,87 + 324,3 + 69,97 = 30084,82 \frac{\text{kH}}{\text{m}}; \end{aligned} \quad (6.101)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_B - W_{sol} - W_\phi + G_3) \cdot \tan \varphi + E_{nc} \cdot \gamma_c' + c \cdot \omega = (42989,97 + \\ &15281,04 - 3196,1 - 6619,7 + 65,142) \cdot 0,7 + 667,1 \cdot 0,7 + 100 \cdot 60,34 \\ &= 40465,42 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.102)$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – угол внутреннего трения для скалы в основании (гранит);

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

γ'_c – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления принимается $\gamma'_c = 0,7$;

$\omega = B_n \cdot 1 = 60,34 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{40465,42 \cdot 0,95}{30084,82 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$1,28 \geq 1,2$ – условие выполняется.

Условие (6.103) выполняется.

Сооружение удовлетворяет условиям на сдвиг.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Муланской ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность

В створе проектируемой Муланской ГЭС водосборная площадь представляет слабохолмистую равнину, верхняя часть которой достигает высоты 190 м.

Ледостав с ноября до начала мая. В верхнем течении перемерзает. Замерзает в первой декаде ноября, вскрывается в первой декаде мая.

Рассматриваемая территория относится к переходному от резко континентального к муссонному. Среднемесечная минимальная температура наблюдается в декабре -30. 4, а среднемесечная максимальная температура в июле + 22. 2. В пределах территории значительное распространение имеет позднее - весенние и ране - осенние заморозки. Позднее - весенние заморозки наблюдаются в период до 17 - 21 мая, а поступление ране - осенних заморозков с 17 - 18 сентября. Продолжительность вегетационного периода равна 110 - 118 дней. Высота снежного покрова незначительна в ноябре она равна в среднем 10-12 см, постепенно увеличиваясь достигает 20-25 см уже в середине зимы. В некоторые снежные зимы высота снежного покрова может быть 50-55 см.

Ориентируясь на проект нормативов допустимого воздействия по бассейну р.Идюм 2012г, можно сказать, что содержание в воде выявленных тяжёлых металлов в отдельности не оказывает значительного негативного влияния. Качество воды по данным показателям можно охарактеризовать как «слабозагрязнённая тяжёлыми металлами», а экологическое состояние – «благоприятное». Загрязняющие вещества, выявленные в воде реки Идюм в концентрациях, превышающих нормативы ПДКрх, располагаются в следующий ряд по степени убывания их токсичности: свинец > фенолы > нефтепродукты > медь > цинк > железо > марганец > аммонийный азот > органические вещества. Основные источники загрязнения – предприятия электротехнической, целлюлозно-бумажной, машиностроительной, горнодобывающей промышленности.

По берегам произрастают монгольские дубы, даурские берёзы, аянские ели. Фауна также многообразна. На водопое можно встретить редких животных: кабаргу, изюбра, бурого медведя.

Большое количество птиц отряда куриных — обыкновенную дикушу, рябчика, каменного глухаря, куропаток. 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 Угдегорского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Воды богаты различными рыбами: Представителями семейства карповых — амурским носатым пескарём, владиславией, жерехом, чебаком, голльяном И семейства лососёвых: тайменем, ленком, хариусом, сигом, усатым гольцом А также встречается амурская щука и подкаменщик. 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 Сал на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Идюм необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Муланской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Муланского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

Изменение процессов переноса и седиментации наносов;

Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Идюм в нижнем бьефе Муланского гидроузла;

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

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

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

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

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

7.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.
- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.
- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.
- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.
- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

7.3 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

7.3.1 Организационные

- 1) Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
- 2) Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- 3) Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- 4) Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 5) Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- 6) Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- 7) Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 8) Организация и проведение производственного экологического контроля

7.3.2 Санитарно- технические

- 1) Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2) Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- 3) Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 4) Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 5) Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 6) Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 7) Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
- 8) Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 9) Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 10) Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие. .

7.4 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:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}; \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (622774 м³)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³)

$$M = \frac{622774 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 28023 \text{ т}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

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., норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{т}; \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (95 т)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

$$M = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,9 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 28023 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. 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.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Муланского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

Регулирование водным режимом водотока;

Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранах мероприятий, обеспеченных источником

финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

7.6 Техника безопасности

Проектирование, строительство, ремонт и организация эксплуатации гидротехнического сооружения и гидромеханического оборудования Муланской ГЭС, территория и акватория размещения, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать следующим нормам:

- Строительным нормам и правилам;
- Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- Речного регистра Российской Федерации;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации»;
- Федеральному закону «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 Российской Федерации;
- Межотраслевым правилам по охране труда (правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок;
- Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации;
- Иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

В зависимости от местных условий предусматриваются дополнительные меры безопасности труда.

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

Персонал Муланской ГЭС и другие лица, при эксплуатации электроустановок, 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 и введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. Работник, проходящий стажировку, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником. Допуск к самостоятельной работе должен быть также оформлен соответствующим распоряжением руководителя организации.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении. Под специальными работами понимаются:

- верхолазные работы;
- работы под напряжением на токоведущих частях;
- испытания оборудования повышенным напряжением.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

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.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, которые требуют проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Наряд выписывается в двух, а при передаче его по телефону — в трех экземплярах. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

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.

Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

Во время эксплуатации гидроагрегата путем осмотра и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов должен быть организован контроль за работой оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в местных инструкциях. Периодичность и объем вибрационного состояния гидроагрегата устанавливаются в соответствии с действующими нормативными документами.

Капитальный ремонт гидротурбин должен производиться 1 раз в 5-7 лет.

Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование должны быть полностью автоматизированы.

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

Все металлические части электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, должны быть заземлены или занулены.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении. Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работающих.

На подготовленных рабочих местах в электроустановках должен быть вывешен плакат «Работать здесь». На электроустановках, граничащих с рабочим местом, независимо от того, находятся они под напряжением или нет, должен быть вывешен плакат: «Стой, напряжение».

Не допускается прикасаться без применения электрозащитных средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением.

В электроустановках всех напряжений должна быть обеспечена защита работающих от биологически активного магнитного поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок. Порядок хранения и выдачи ключей от электроустановок определяется распоряжением руководителя организации. Ключи от электроустановок должны находиться на учете у оперативного персонала.

Повреждения гидротехнических сооружений, создающие опасность для людей, оборудования и других сооружений, должны устраняться немедленно.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения.

7.7 Пожарная безопасность

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

Муланская ГЭС оборудована системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Меры по противопожарной безопасности в гидроэнергетике регламентируются требованиями ряда нормативно-правовых актов (Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

Система мероприятий по обеспечению пожарной безопасности в организациях складывается из трех основных групп:

- мероприятия по установлению противопожарного режима;
- мероприятия по определению и поддержанию надлежащего противопожарного состояния во всех зданиях, сооружениях, помещениях, участках, площадках, кабинетах, отдельных местах и точках;
- мероприятия по контролю, надзору за выполнением правил пожарной безопасности при эксплуатации, ремонте, обслуживании зданий, сооружений, помещений, коммунальных сетей, оборудования, инвентаря и т. п.

В проекте Муланской ГЭС в соответствии с нормативными требованиями должны быть определены категории помещений сооружений и зданий по взрывопожарной опасности, а также разработаны мероприятия по оснащению помещений и оборудования средствами автоматической пожарной сигнализации и средствами автоматического пожаротушения.

Система противопожарного водоснабжения на ГЭС должна быть самостоятельной. Выполнение наружной и внутренней систем противопожарного водоснабжения определяется проектом.

Пожароопасным веществом на ГЭС является масло.

Станционное масляное хозяйство ГЭС обеспечивает: хранение масла, очистку, сушку масла, сбор отработанного масла и его отправку, эксплуатационные и ремонтные работы с маслонаполненным оборудованием. Станционное масляное хозяйство разбито на трансформаторное и турбинное.

Для турбинного масляного хозяйства предусмотрено свое баковое помещение, аппаратная. Аварийный слив масла из бакового помещения предусмотрен в бак аварийного слива турбинного масла. Слив замасленных стоков из этих помещений через трапы выведен в бак аварийного слива трансформаторного масла. Скопившееся масло в каком-либо баке аварийного слива может быть откачено стационарными масляными насосами в автоцистерну и вывезено на переработку.

Для оборудования в аппаратных (маслоочистительное оборудование, насосы) предусмотрены поддоны на случай каких-либо незначительных протечек масла.

Система пожаротушения гидрогенератора постоянно готова к подаче воды на коллекторы пожаротушения генератора. Выводить в ремонт систему пожаротушения генератора можно только в исключительных случаях с разрешения главного инженера. При загорании обмоток генератора: генератор отключить от сети, отключить возбуждение и аварийно остановить, на 5 минут ввести в работу систему пожаротушения генератора.

Протечки масла из сервомоторов попадают на крышку турбины откуда вместе с дренажной водой отводятся самотеком в специальный бак-маслоуловитель. Скопившееся масло в верхней части бака периодически откачивается на утилизацию, а чистая вода отводится в дренажный колодец и откачивается в нижний бьеф. Установка бака-маслоуловителя предусмотрена в каждом из 2 агрегатных блоков. Незначительные протечки масла из гидроцилиндров аварийно-ремонтных затворов, расположенных на входных отверстиях водоприемников, попадают в замкнутое пространство затворной шахты. Перед опорожнением, при ремонте напорного трубопровода масло из затворной шахты собирается с помощью пористого материала (поролоновой губки). В маслонапорных установках, в местах возможных случайных протечек, устанавливаются поддоны, в частности под соединениями гидролиний с насосами и баками.

Оснащение помещений средствами пожарной сигнализации должно обеспечивать выдачу сигнала о пожаре с указанием конкретного помещения на центральный пункт управления.

Система водяного пожаротушения объектов ГЭС состоит из секций. Каждая секция имеет контрольно-пусковой узел (КПУ), состоящей из автоматической задвижки с электроприводом и ручной задвижки, манометра для контроля наличия воды от которого происходит распределение воды по узлам. Во избежание пожара необходимо соблюдать следующие мероприятия:

- Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

- Территория станции должна иметь оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

- Оборудование, оснащенное средствами автоматического пожаротушения, должно иметь датчики обнаружения возгорания, от которых должны выдаваться сигналы на открытие запорно-пусковых органов подачи воды, о срабатывании системы пожаротушения на центральный пульт управления и другие необходимые по технологии тушения пожара сигналы.

8 Определение технико-экономических показателей

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии и расходов

8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Реализация исследуемого проекта предполагает определенные суммы капиталовложений, которые будут направлены на строительство ГЭС, установку оборудования и в конечном итоге производство и продажу электроэнергии и мощности. Продажа электроэнергии предполагает получение определенной выручки, что показано в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	264,00	264,00	264,00	264,00
Число часов использования установленной мощности	4526,00	4526,00	4526,00	4526,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	1194864,00	1194864,00	1194864,00	1194864,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,00	1,00	1,00	1,00
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	11948,64	11948,64	11948,64	11948,64
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	1182915,36	1182915,36	1182915,36	1182915,36
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1077,00	1110,00	1143,00	1175,00
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	106,16	109,41	112,67	115,82
НДС к выручке, млн.руб.	16,19	16,69	17,18	17,66

Увеличение выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) 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.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

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

Период расчета в программе 280 месяцев, период окупаемости 83 месяца.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2022 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Фонд оплаты труда	255,2	75304,41
Прочие расходы	274,0	80851,92
Итого	529,2	156156,33

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,20

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38	35740,32
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097	1137,36
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318	329,7
Итого		3720,39

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Идюм, составляет 13,2 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876).

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн. руб	15,54	15,54	15,54	15,54	15,54
Расходы на страхование, млн. руб	6,48	13,3	20,36	27,63	35,1
Эксплуатационные затраты, млн. руб	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб	0,4	0,8	1,27	1,72	2,19
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2
Налог на воду, млн. руб	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97
Итого, млн. руб	204,32	211,56	219,06	226,79	234,73

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

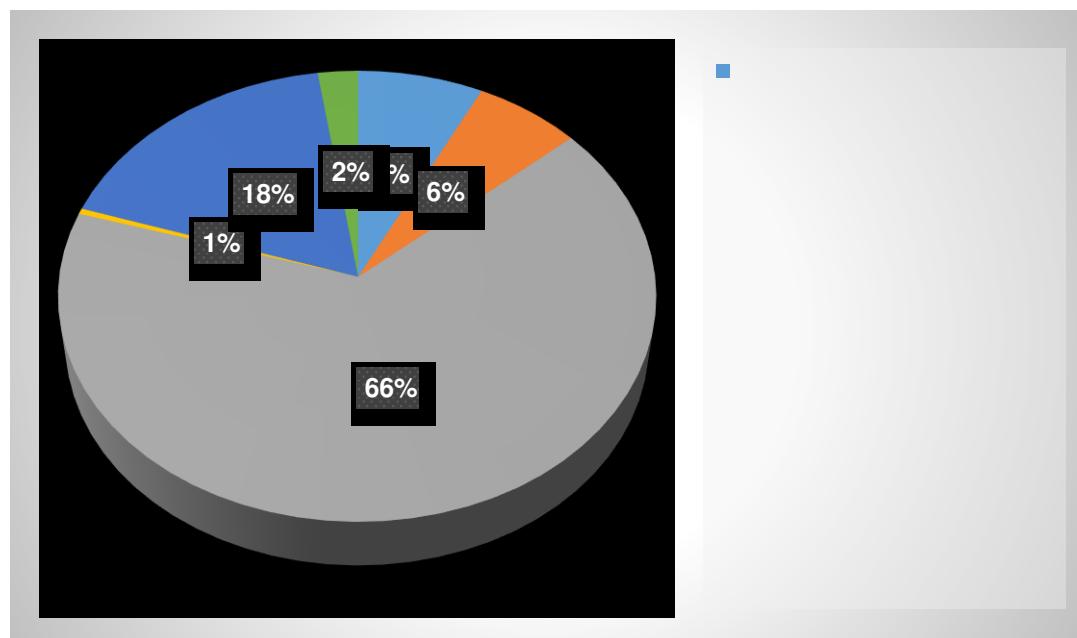


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитывают следующие налоги:

- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 13,2 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 1.2.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2022–2026 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	14,29	167,83	172,96	179,8	185,7
НДС, млн.руб.	80,4	187,77	192,33	198,42	203,67
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	43,49	43,49	43,49	43,49	43,49
Налог на имущество, млн.руб.	12,13	11,81	11,46	11,12	10,78
Итого	150,33	410,91	420,26	432,85	443,65

8.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это денежное выражение основной части денежных накоплений, создаваемых предприятиями любой формы собственности. Как экономическая категория она характеризует финансовый результат. Прибыль является показателем, наиболее полно отражающим эффективность производства, объём и качество произведенной продукции, состояние производительности труда, уровень себестоимости.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	492,77	866,62	898,26	933,11	963,83
Текущие расходы, млн.руб.	187,26	197,35	204,33	211,57	219,07
ЕБИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	305,51	669,27	693,94	721,54	744,76
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	61,1	133,85	138,79	144,31	148,95
NOPAT (Чистая прибыль), млн.руб.	305,51	669,27	693,94	721,54	744,76
Справочно: Ставка налога на прибыль T, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 8.2.

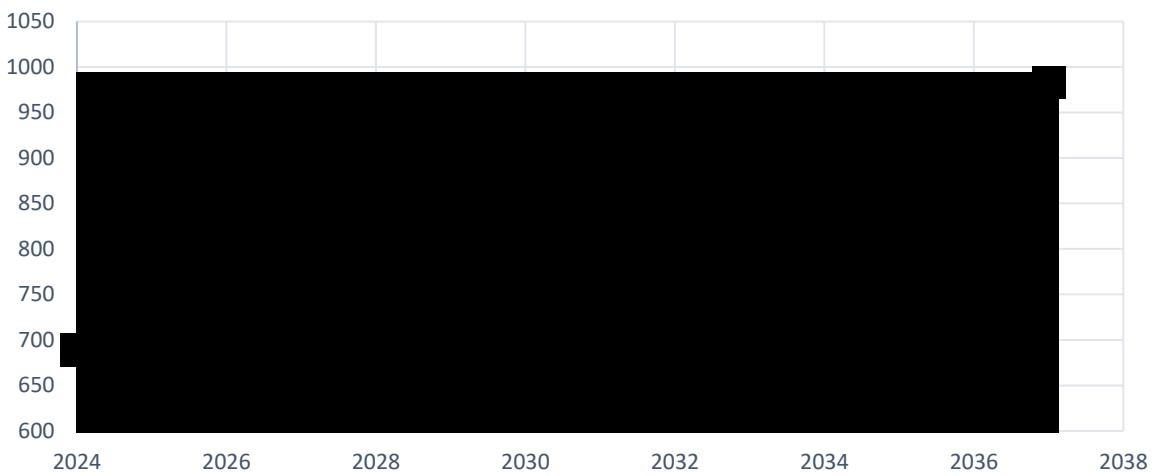


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9).

8.3.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся: чистый, дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expert systems». Для целей финансово–экономического моделирования принятые следующие предпосылки:

период прогнозирования для Муланской ГЭС на реке Идюм мощностью 264 МВт составляет 24 года;

используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Муланской ГЭС, в коммерческой эффективности – затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Муланской ГЭС на реке Идюм мощностью 264 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Муланской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	75
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	2,68
Индекс прибыльности – PI	1,55
Себестоимость, руб/кВт·час	0,15
Удельные капитальные вложения, тыс.руб/кВт	28,001

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2019	2020	2021	2022	2023
Налоговые поступления, млн. руб.	43,98	46,52	50,25	150,33	410,91
В Федеральный бюджет, млн. руб.	0,49	3,03	6,76	106,84	367,42
В региональный бюджет, млн. руб.	43,49	43,49	43,49	43,49	43,49

Налоговые поступления увеличиваются из–за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.4 Анализ чувствительности

Инвестиции – это капитальные вложения, средства или затраты, которые используются для развития и расширения производства, тем самым принося выгоду, пользу или прибыль в конечном счете. Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов).

Целями проведения этого анализа является оценка степени влияния изменения каждого (или нескольких сразу) из входных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в проекте.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации обычно характеризуется показателями границ безубыточности (предельных уровней объемов производства), цен производимой продукции и других параметров.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Имделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- стоимость строительства по проект;
- цены электроэнергии;
- ставки дисконтирования;
- иных существенных параметров (налоговых выплат, уровня инфляции и др.).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определились экспертизно. Увеличение стоимости строительства, увеличение ставки дисконтирования увеличивают величину тарифа. При увеличении объема реализации выработки электроэнергии тариф уменьшается. Изменения чистого приведенного дохода от выбранных параметров представлены на рисунках 8.3-8.5.

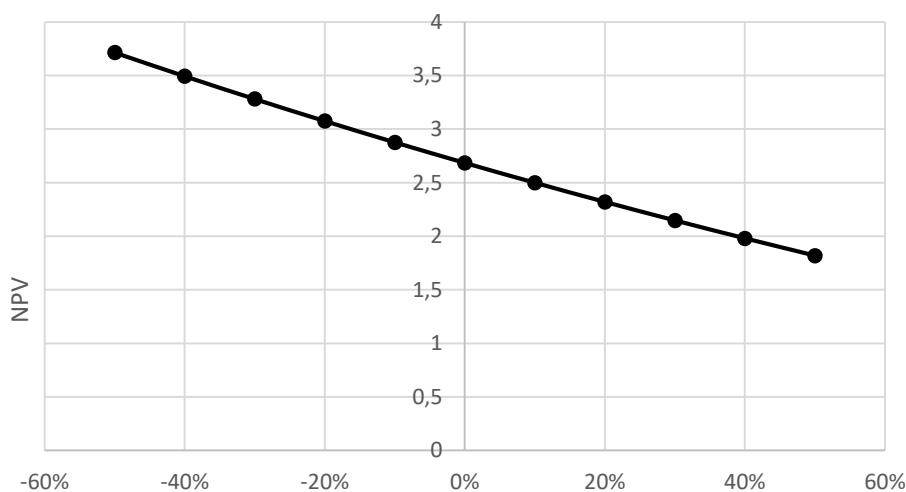


Рисунок 8.3 – Изменения NPV от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения NPV, уменьшение – обратный эффект.

Рисунок 8.4 – Изменения NPV от изменения объема инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

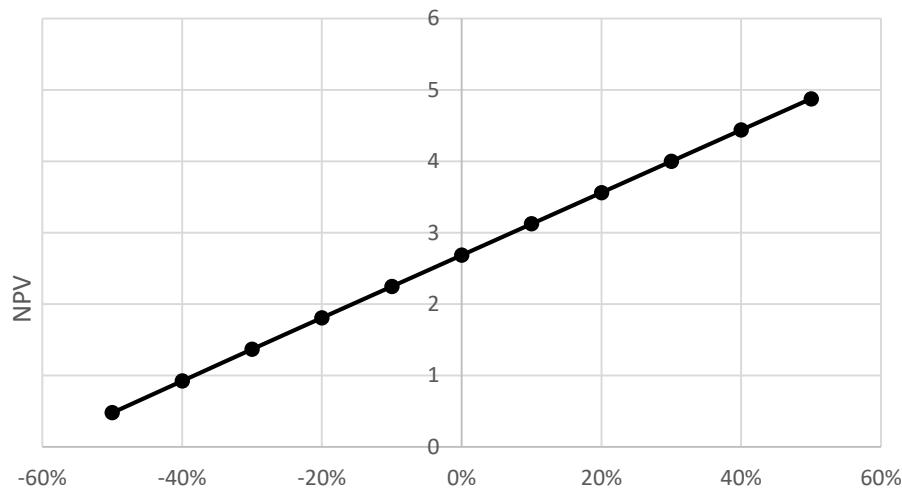


Рисунок 8.5 – Изменения NPV от изменения цены сбыта электроэнергии

При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменения следующих параметров:

- увеличение ставки дисконтирования;
- уменьшение цены электроэнергии;
- уменьшение налогов;
- увеличение инвестиций.

9 Конструкция воздушных переходов ГЭС-РУ. Ремонт и эксплуатация. Нормы и требования

9.1 Общие сведения

Для передачи электроэнергии от силовых трансформаторов гидроэлектростанции на распределительное устройство используются воздушные/кабельные переходы. В зависимости от условий выбираются те или иные переходы.

9.2 Воздушные переходы ГЭС-ОРУ 220 кВ

9.2.1 Область применения. Определения

Воздушная линия электропередачи выше 1 кВ - устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изолирующих конструкций и арматуры к опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.).

Большими переходами называются пересечения судоходных участков рек, каналов, озер и водохранилищ, на которых устанавливаются опоры высотой 50 м и более, а также пересечения ущелий, оврагов, водных пространств и других препятствий с пролетом пересечения более 700 м независимо от высоты опор ВЛ.

За начало и конец ВЛ принимаются у ОРУ с линейными порталами - место выхода провода из зажима натяжной гирлянды изоляторов на линейном портале в сторону ВЛ.

Состояние ВЛ в расчетах механической части:

нормальный режим - режим при не оборванных проводах, тросах, гирляндах изоляторов и тросовых креплениях;

аварийный режим - режим при оборванных одном или нескольких проводах или тросах, гирляндах изоляторов и тросовых креплений;

монтажный режим - режим в условиях монтажа опор, проводов и тросов.

Вибрация проводов (тросов) - периодические колебания провода (троса) в пролете с частотой от 3 до 150 Гц, происходящие в вертикальной плоскости при ветре и образующие стоячие волны с размахом (двойной амплитудой), который может превышать диаметр провода (троса).

9.2.2 Общие требования

Все элементы ВЛ (в дальнейшем воздушных переходов) должны соответствовать государственным стандартам, строительным нормам и правилам Российской Федерации.

При проектировании, строительстве, реконструкции и эксплуатации воздушных переходов должны соблюдаться требования «Правил охраны электрических сетей напряжением выше 1000 В» и действующих санитарно-эпидемиологических правил и нормативов.

Механический расчет проводов и тросов воздушных переходов производится по методу допускаемых напряжений, расчет изоляторов и арматуры - по методу разрушающих нагрузок. По обоим методам расчеты производятся на расчетные нагрузки.

Расчет строительных конструкций воздушных переходов (опор, фундаментов и оснований) производится по методу предельных состояний на расчетные нагрузки для двух групп предельных состояний в соответствии с государственными стандартами и строительными нормами и правилами.

Применение других методов расчета в каждом отдельном случае должно быть обосновано в проекте.

Элементы воздушных переходов рассчитываются на сочетания нагрузок, действующих в нормальных, аварийных и монтажных режимах.

Сочетания климатических и других факторов в различных режимах работы воздушных переходов (наличие ветра, гололеда, значение температуры, количество оборванных проводов или тросов и пр.) определяются в соответствии с требованиями:

1. Расчет ВЛ по нормальному режиму работы необходимо производить для сочетания следующих условий:
 - а) Высшая температура t_+ , ветер и гололед отсутствуют.
 - б) Низшая температура t_- , ветер и гололед отсутствуют.
 - в) Среднегодовая температура t_{ce} , ветер и гололед отсутствуют.
 - г) Провода и тросы покрыты гололедом, температура при гололеде, ветер отсутствует.
 - д) Ветер, температура при W_0 , гололед отсутствует.
 - е) Провода и тросы покрыты гололедом, ветер при гололеде на провода и тросы, температура при гололеде.
 - ж) Расчетная нагрузка от тяжения проводов.
2. Расчет ВЛ по аварийному режиму работы необходимо производить для сочетания следующих условий:
 - а) Среднегодовая температура t_{ce} , ветер и гололед отсутствуют.
 - б) Низшая температура t_- , ветер и гололед отсутствуют.
 - в) Провода и тросы покрыты гололедом, температура при гололеде.
 - г) Расчетная нагрузка от тяжения проводов.
3. При расчете приближения токоведущих частей к кронам деревьев, элементам опор ВЛ и сооружениям необходимо принимать следующие сочетания климатических условий:

- a) при рабочем напряжении: расчетная ветровая нагрузка, температура при W_0 , гололед отсутствует;
- б) при грозовых и внутренних перенапряжениях: температура + 15 °C, ветровое давление, равное 0,06 W_0 , но не менее 50 Па;
- в) для обеспечения безопасного подъема на опору при наличии напряжения на линии: для ВЛ 500 кВ и ниже - температура минус 15 °C, гололед и ветер отсутствуют; для ВЛ 750 кВ - температура минус 15 °C, ветровое давление 50 Па, гололед отсутствует.

При расчете приближений угол отклонения у поддерживающей гирлянды изоляторов от вертикали определяется по формуле

$$tg\gamma = \frac{(K_g P + P_u \pm P_o)}{(G_{np} + 0,5 G_r)}, \quad (9.1)$$

где P - расчетная ветровая нагрузка на провода фазы, направленная поперек оси ВЛ (или по биссектрисе угла поворота ВЛ), Н;

K_g - коэффициент инерционности системы «гирлянда - провод в пролете», при отклонениях под давлением ветра принимается равным по таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Коэффициент инерционности

Ветровое давление, Па	До 310	350	425	500	От 615
Коэффициент K_g	1	0,95	0,9	0,85	0,8

Промежуточные значения определяются линейной интерполяцией;

P_o - горизонтальная составляющая от тяжения проводов на поддерживающую гирлянду промежуточно-угловой опоры (принимаемая со знаком плюс, если ее направление совпадает с направлением ветра, и со знаком минус, если она направлена в наветренную сторону), Н;

G_{np} - расчетная нагрузка от веса провода, воспринимаемая гирляндой изоляторов, Н;

G_e - расчетная нагрузка от веса гирлянды изоляторов, Н;

P_u - расчетная ветровая нагрузка на гирлянды изоляторов, Н.

4. Проверку опор ВЛ по условиям монтажа необходимо производить по первой группе предельных состояний на расчетные нагрузки при следующих климатических условиях: температура минус 15 °C, ветровое давление на высоте 15 м над поверхностью земли 50 Па, гололед отсутствует.

9.2.3 Конструктивное исполнение

Основными конструктивными элементами воздушных переходов являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

Опоры воздушных переходов – конструкции, предназначенные для поддерживания проводов на необходимой высоте над землей, водой и каким-либо инженерным сооружением. Кроме того, на опорах в необходимых случаях подвешивают необходимые стальные заземленные тросы для защиты проводов от прямых ударов молний и связанных с этим перенапряжением. В таблице 9.2 приведены конструктивные размеры ВЛ:

Таблица 9.2 – Конструктивные размеры ВЛ

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между фазами D , м	Длина пролета l , м	Высота опоры H , м	Габарит линии h , м
110	4-5	170-250	13-14	6-7
220	7	250-350	25-30	7-8
330	9	300-400	25-30	7,5-8
500	10-12	350-450	25-30	8

На воздушные переходы применяются преимущественно неизолированные (голые) провода. По конструктивному исполнению провода могут быть одно- и многопроволочными, полыми (рис. 9.1). Однопроволочные, преимущественно стальные провода используются ограничено в низковольтных сетях. Для придания им гибкости и большей механической прочности провода изготавливают многопроволочными из одного металла (алюминия или стали) и из двух металлов (комбинированные) — алюминия и стали. Сталь в проводе увеличивает механическую прочность.

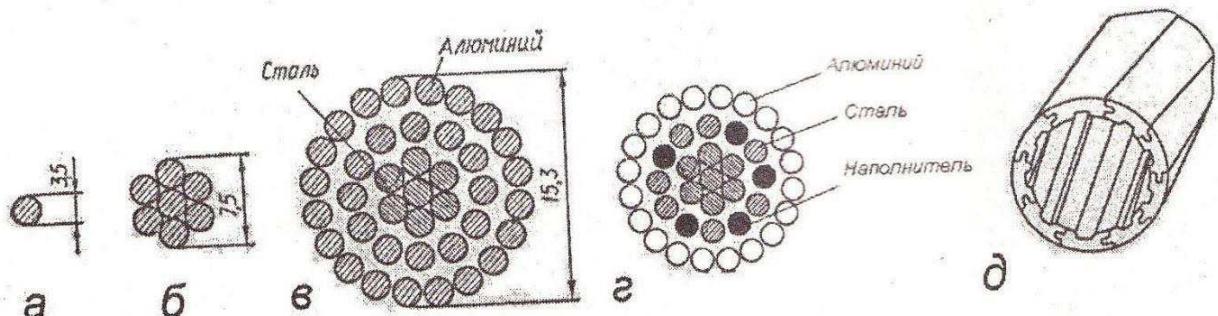


Рисунок 9.1 – Конструкции неизолированных проводов ВЛ

По требованиям Технической политики РусГидро [24] к воздушным переходам:

- Должны применяться современные элементы ВЛ (опора, фундамент, провод, арматура) не ухудшающие качество ЛЭП и организованных по ней каналов связи;
- запрещается применение элементов, создающих недопустимые уровни помех при снижении изоляционных и защитных характеристик
- без возможности визуального определения изменения характеристик (полимерные изоляторы, подвесные ОПН и др.);

- проектом должны быть предусмотрены меры по гашению вибрации, устройства по предотвращению гололедообразования на проводах, системы плавки гололеда

9.2.4 Особенности переключений по выводу в ремонт и вводу в работу ВЛ под наведенным напряжением

Линия под наведённым напряжением – воздушная линия электропередачи, кабельно-воздушная линия электропередачи, воздушные линии связи, воздушные участки кабельно-воздушных линий электропередачи, которые проходят по всей длине или на отдельных участках вблизи действующих воздушных линий или контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока, на отключенных проводах (тросах) которых при заземлении линии по концам (в РУ) на отдельных её участках сохраняется напряжение более 25 В при наибольшем токе влияющих воздушных линий электропередачи (при пересчёте на наибольший рабочий ток влияющих воздушных линий электропередачи) (далее – ЛЭП под наведённым напряжением).

Вывод в ремонт перекидки блока

- Отключить выключатели перекидки блока в РУ и выключатели генераторов блока.

- Отключить блочные разъединители на площадке обслуживания блочных трансформаторов и в РУ. Вывесить запрещающие плакаты на приводах ручного, кнопках и ключах дистанционного управления разъединителей.

- Проверить отсутствие напряжения на перекидке блока и включить ЗН в сторону перекидки блока только на одном объекте переключений, в РУ или на трансформаторной площадке блочных трансформаторов. Объект переключений, на котором производится заземление перекидки блока, определяется, исходя из обеспечения безопасности и оптимальной последовательности производства переключений, и указывается в наряде на ремонт перекидки блока.

- НСС получить подтверждение от оперативного персонала объектов переключений о принятии мер, препятствующих подаче напряжения на место производства работ вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов.

- НСС выдать разрешение на подготовку рабочего места для безопасного производства работ на перекидке блока в части установки заземления на рабочем месте.

- На рабочем месте установить заземление, в соответствии с требованиями действующих Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

- При необходимости замыкания поля в РУ, поле замыкается после включения ЗН в сторону перекидки блока на одном из объектов переключений (для установки заземления на рабочем месте).

- Отключить ЗН в сторону перекидке блока.

- НСС выдать разрешение на подготовку рабочего места и допуск к производству работ на перекидке блока.

Ввод в работу перекидки блока

- Проверить отсутствие напряжения на перекидке блока и включить ЗН в сторону перекидки блока (на одном объекте переключений).

- На перекидке блока снять заземление с рабочего места, в соответствии с требованиями действующих Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

- Оперативному персоналу объектов переключений сообщить НСС о снятии заземления с рабочего места, удалении техники, бригады с места производства работ и возможности включения перекидки блока в работу.

- После получения подтверждения от оперативного персонала объектов о снятии заземления с рабочего места, удалении техники, бригады с места производства работ и возможности включения перекидки блока в работу НСС выполнить переключения по вводу в работу перекидки блока в соответствии с БП (ТБП).

9.2.5 Требования к проектированию воздушных переходов, учитывающие особенности их ремонта и технического обслуживания

Ремонт и техническое обслуживание воздушных переходов должны предусматриваться централизованно, специализированными бригадами с производственных баз предприятия (структурной единицы).

Размещение производственных баз, состав необходимых помещений, оснащение средствами механизации работ, транспортом и складами аварийного резерва, оборудование средствами связи должны производиться на основании перспективных схем организации эксплуатации с учетом существующей материальной базы энергопредприятия.

Обеспечение воздушных переходов аварийным запасом материалов и оборудования предусматривается в объеме действующих нормативов.

При проектировании воздушных переходов должна быть предусмотрена технологическая связь между ремонтными бригадами и диспетчерскими пунктами, базами, с которых осуществляется ремонт и техническое обслуживание воздушных переходов, а также между бригадами и отдельными монтерами. Если воздушные переходы обслуживается с нескольких баз, необходимо предусмотреть связь между последними. Технологической связью должны быть обеспечены и пункты временного пребывания на трассе воздушных переходов.

На опорах воздушных переходов на высоте 2 - 3 м должны быть нанесены следующие постоянные знаки:

- порядковый номер опоры, номер воздушных переходов или ее условное обозначение - на всех опорах; на двухцепных и многоценных опорах воздушных переходов, кроме того, должна быть обозначена соответствующая цепь;

- информационные знаки с указанием ширины охранной зоны воздушных переходов; расстояние между информационными знаками в населенной местности должно быть не более 250 м, при большей длине пролета знаки устанавливаются на каждой опоре; в ненаселенной и труднодоступной местности - 500 м, допускается более редкая установка знаков;

- расцветка фаз на ВЛ 35 кВ и выше на концевых опорах, опорах, смежных с транспозиционными, и на первых опорах ответвлений от воздушных переходов;

- предупреждающие плакаты на всех опорах воздушных переходах в населенной местности;

- плакаты с указанием расстояния от опоры воздушных переходов до кабельной линии связи на опорах, установленных на расстоянии менее половины высоты опоры до кабелей связи.

Допускается совмещать на одном знаке всю информацию, устанавливаемую требованиями настоящего параграфа.

Плакаты и знаки должны устанавливаться с боку опоры поочередно с правой и с левой стороны, а на переходах через дороги плакаты должны быть обращены в сторону дороги.

На воздушных переходах 110 кВ и выше, обслуживание которых будет осуществляться с использованием вертолетов, в верхней части каждой пятой опоры устанавливаются номерные знаки, видимые с вертолета. При этом для воздушных переходов 500 - 750 кВ знаки должны быть эмалированными размером 400×500 мм.

Линейные разъединители, переключательные пункты, высокочастотные заградители, установленные на воздушных переходах, должны иметь соответствующие порядковые номера и диспетчерские наименования.

9.2.6 Защита воздушных переходов от воздействия окружающей среды

Металлические опоры и подножники, металлические детали железобетонных и деревянных опор, бетонные и железобетонные конструкции, а также древесина элементов деревянных опор должны быть защищены от коррозии с учетом требований строительных норм и правил по защите строительных конструкций от коррозии. В необходимых случаях следует предусматривать защиту от электрокоррозии.

Стальные опоры, а также стальные элементы и детали железобетонных и деревянных опор, как правило, должны защищаться от коррозии горячей оцинковкой.

Защита от коррозии должна производиться в заводских условиях. Допускается выполнение ее на специально оборудованных полигонах.

Стальные канаты, применяемые в качестве грозозащитных тросов, оттяжек и элементов опор, должны иметь коррозионно-стойкое исполнение с учетом вида и степени агрессивности среды в условиях эксплуатации.

На грозозащитный трос и оттяжки в процессе сооружения воздушных переходов должна быть нанесена защитная смазка.

На участках воздушных переходов в горных условиях в необходимых случаях должны быть предусмотрены:

очистка склонов от опасных для воздушных переходов нависающих камней;

расположение воздушных переходов вне зоны схода снежных лавин и камнепадов, а если это невозможно, то провода и тросы должны размещаться вне зоны действия воздушной волны лавины, а также расчетной траектории полета падающих камней.

Трассы воздушных переходов следует располагать вне зоны распространения оползневых процессов. При невозможности обхода таких зон должна предусматриваться инженерная защита воздушных переходов от оползней в соответствии со строительными нормами и правилами по защите территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов.

9.2.7 Провода и грозозащитные тросы

Воздушные линии могут выполняться с одним или несколькими проводами в фазе, во втором случае фаза называется расщепленной.

Провода расщепленной фазы могут быть изолированы друг от друга.

Диаметр проводов, их сечение и количество в фазе, а также расстояние между проводами расщепленной фазы определяются расчетом.

В качестве грозозащитных тросов следует, как правило, применять стальные канаты, изготовленные из оцинкованной проволоки для особо жестких агрессивных условий работы (ОЖ) и по способу свивки нераскручивающиеся (Н) сечением не менее:

- 35 мм² - на ВЛ 35 кВ без пересечений;
- 35 мм² - на ВЛ 35 кВ в пролетах пересечений с железными дорогами общего пользования и электрифицированными в районах по гололеду I - II;
- 50 мм² - в остальных районах и на воздушных переходах, сооружаемых на двухцепных и многоцепных опорах;
- 50 мм² - на воздушных переходах 110 - 150 кВ;
- 70 мм² - на воздушных переходах 220 кВ и выше.

9.2.8 Изоляторы

На воздушных переходах 110 кВ и выше должны применяться подвесные изоляторы, допускается применение стержневых и опорно-стержневых изоляторов. Выбор типа и материала (стекло, фарфор, полимерные материалы)

изоляторов производится с учетом климатических условий (температуры и увлажнения) и условий загрязнения.

На воздушных переходах 35 - 220 кВ - стеклянные, полимерные и фарфоровые, преимущество должно отдаваться стеклянным или полимерным изоляторам.

На воздушных переходах, проходящих в особо сложных для эксплуатации условиях (горы, болота, районы Крайнего Севера и т.п.), на воздушных переходах, сооружаемых на двухцепных и многоцепных опорах, на воздушных переходах, питающих тяговые подстанции электрифицированных железных дорог, и на больших переходах независимо от напряжения следует применять стеклянные изоляторы или, при наличии соответствующего обоснования, полимерные.

Радиопомехи, создаваемые гирляндами изоляторов и арматурой при наибольшем рабочем напряжении воздушных переходов, не должны превышать значения, нормируемые государственными стандартами.

9.3 Кабельные переходы ГЭС-РУ 220 кВ

9.3.1 Область применения. Определения

Кабельной линией называется линия для передачи электроэнергии или отдельных импульсов ее, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями. Кабельным каналом называется закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт, пол, перекрытие и т.п. непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых возможно производить лишь при снятом перекрытии.

9.3.2 Конструктивное исполнение

Кабельный переход (КП) линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей, выполненная каким-либо способом прокладки. Кабельные линии прокладывают там, где строительство ВЛ невозможно из-за стесненной территории, неприемлемо по условиям техники безопасности, нецелесообразно по экономическим, архитектурно-планировочным показателям и другими требованиям. Наибольшее применение КП нашли при передаче и распределении ЭЭ на промышленных предприятиях и в городах (системы внутреннего электроснабжения) при передаче ЭЭ через большие водные пространства и т. п. Достоинства и преимущества кабельных линий по сравнению с воздушными: неподверженность атмосферным воздействиям, скрытность трассы и недоступность для посторонних лиц, меньшая повреждаемость, компактность линии и возможность широкого развития электроснабжения потребителей городских и промышленных районов. Однако КП значительно дороже воздушных того же напряжения (в среднем в 2-

3 раза для линий 6-35 кВ и 5-6 раз для линий 110 кВ и выше), сложнее при сооружении и эксплуатации.

По требованиям Технической политики РусГидро [24] к кабельным переходам:

- контрольные кабели должны применяться с медными жилами, экранированные, не распространяющие горение, с пониженным выделением дыма серии LS и не содержащие галогены серии HF;

- силовые кабели на напряжение 6 кВ и выше применять с изоляцией из «сшитого» полиэтилена, при условии действия защиты на отключение при однофазных замыканиях на землю;

- к кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена и к кабелям со сроком службы более 20 лет в независимости от типа применять неразрушающие методы контроля изоляции на основе применения приборов и устройств генерации сверхнизкой частоты 0,1 Гц;

- проектом должны быть определены заземление экранов кабелей (пофазных), транспозиция экранов, термическая и динамическая стойкость, а также защита от перенапряжений кабельных линий, в том числе и при замыкании на землю в сети с изолированной или компенсированной нейтралью;

- запрещается применение маслонаполненных и другого типа пожароопасных кабельных линий, за исключением возможного применения кабелей с бумажно-масляной нестекаемой изоляцией при прокладке в земле;

- КП 110-500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена должны снабжаться системами мониторинга температуры кабелей;

Существуют два варианта исполнения СПЭ-кабелей — трехжильный и одножильный. В основном СПЭ-кабели выпускаются в одножильном исполнении (рисунок 9.2).

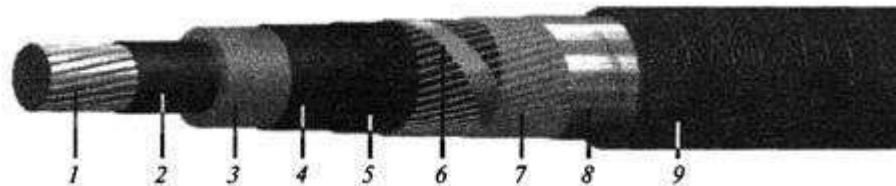


Рисунок 9.2. Внешний вид одножильного СПЭ-кабеля:

1 — круглая многопроволочная уплотненная токопроводящая жила, 2 — экран по жиле из полупроводящего сшитого полиэтилена, 3 — изоляция из сшитого полиэтилена, 4 — экран по изоляции из полупроводящего сшитого

полиэтилена, 5 — разделительный слой из полупроводящей ленты или полупроводящей водоблокирующей ленты, 6 — экран из медных проволок,

скрепленных медной лентой, 7 — разделительный слой из двух лент

крепированной бумаги, прорезиненной ткани, полимерной ленты или водоблокирующей ленты, 8 — разделительный слой из алюмополиэтиленовой или слюдосодержащей ленты, 9 — оболочка из полиэтилена, ПВХ-пластиката

9.3.3 Общие требования

Проектирование и сооружение кабельных переходов должны производиться на основе технико-экономических расчетов с учетом развития сети, ответственности и назначения переходов, характера трассы, способа прокладки, конструкций кабелей и т.п. Над подземными кабельными линиями в соответствии с действующими правилами охраны электрических сетей должны устанавливаться охранные зоны в размере площадки над кабелями:

– для кабельных переходов выше 1 кВ по 1 м с каждой стороны от крайних кабелей.

– для кабельных переходов до 1 кВ по 1 м с каждой стороны от крайних кабелей, а при прохождении кабельных переходов в городах под тротуарами - на 0,6 м в сторону зданий сооружений и на 1 м в сторону проезжей части улицы.

Трасса кабельных переходов должна выбираться с учетом наименьшего расхода кабеля, обеспечения его сохранности при механических воздействиях, обеспечения защиты от коррозии, вибрации, перегрева и от повреждений соседних кабелей электрической дугой при возникновении КЗ на одном из кабелей. При размещении кабелей следует избегать перекрещиваний их между собой, с трубопроводами и пр.

Главная схема электрических соединений, схема собственных нужд и схема оперативного тока, управление оборудованием и компоновка оборудования и кабельного хозяйства электростанции или подстанции должны выполняться таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его были исключены нарушения работы, более чем одного блока электростанции, одновременная потеря взаимно резервирующих присоединений распределительных устройств и подстанций, а также выход из работы систем обнаружения и тушения пожаров.

9.3.4 Выбор способов прокладки

На территориях электростанций кабельные линии должны прокладываться в туннелях, коробах, каналах, блоках, по эстакадам и в галереях. Прокладка силовых кабелей в траншеях допускается только к удаленным вспомогательным объектам (склады топлива, мастерские) при количестве не более шести. На территориях электростанций общей мощностью до 25 МВт допускается также прокладка кабелей в траншеях.

9.3.5 Выбор кабелей

Для кабельных линий, прокладываемых в земле или воде, должны применяться преимущественно бронированные кабели. Металлические оболочки этих кабелей должны иметь внешний покров для защиты от химических воздействий. Кабели с другими конструкциями внешних защитных покрытий (небронированные) должны обладать необходимой стойкостью к

механическим воздействиям при прокладке во всех видах грунтов, при протяжке в блоках и трубах, а также стойкостью по отношению к тепловым и механическим воздействиям при эксплуатационно-ремонтных работах.

Для кабельных линий электростанций, распределительных устройств и подстанций, рекомендуется применять кабели, бронированные стальной лентой, защищенной негорючим покрытием. На электростанциях применение кабелей с горючей полимерной изоляцией не допускается.

9.3.6 Заземление

При заземлении или занулении металлических оболочек силовых кабелей оболочка и броня должны быть соединены гибким медным проводом между собой и с корпусами муфт (концевых, соединительных и др.). На кабелях 6 кВ и выше с алюминиевыми оболочками заземление оболочки и брони должно выполняться отдельными проводниками. Если на опоре конструкции установлены наружная концевая муфта и комплект разрядников, то броня, металлическая оболочка и муфта должны быть присоединены к заземляющему устройству разрядников. Использование в качестве заземляющего устройства только металлических оболочек кабелей в этом случае не допускается.

9.3.7 Выбор устройства передачи электроэнергии Муланской ГЭС – ОРУ220 кВ

Основным достоинством воздушных линий электропередачи является их относительная дешевизна по сравнению с кабельными. Также гораздо лучше ремонтопригодность (особенно в сравнении с безколлекторными КЛ): не требуется проводить земляные работы для замены провода, ничем не затруднён визуальный осмотр состояния линии. Однако, у воздушных ЛЭП имеется ряд недостатков:

- широкая полоса отчуждения: в окрестности ЛЭП запрещено ставить какие-либо сооружения и сажать деревья; при прохождении линии через лес, деревья по всей ширине полосы отчуждения вырубаются;
- незащищённость от внешнего воздействия, например, падения деревьев на линию и воровства проводов; несмотря на устройства грозозащиты, воздушные линии также страдают от ударов молний. По причине уязвимости, на одной воздушной линии часто оборудуют две цепи: основную и резервную;
- эстетическая непривлекательность; это одна из причин практически повсеместного перехода на кабельный способ электропередачи в городской черте.

Достоинства и преимущества кабельных линий по сравнению с воздушными: неподверженность атмосферным воздействиям, скрытность трассы и недоступность для посторонних лиц, меньшая повреждаемость, компактность линии и возможность широкого развития электроснабжения потребителей городских и промышленных районов. Однако КЛ значительно

дороже воздушных того же напряжения (в среднем в 2-3 раза для линий 6-35 кВ и в 5-6 раз для линий 110 кВ и выше), сложнее при сооружении и эксплуатации.

Исходя из климатических, географических, экономических условий проектируемой Муланской ГЭС останавливаемся на выборе в качестве устройства передачи электроэнергии Муланская ГЭС – ОРУ 220 кВ воздушного перехода АС – 240/32.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Муланского гидроузла на реке Идюм , являющимся сооружением II класса.

На первом этапе в ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 264 МВт и среднемноголетняя выработка 14,9 млрд. кВт·ч.

На втором этапе было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 70,6 м;
расчетный – 68,3 м ;
минимальный – 66,7 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1659 м³/с.

При выборе турбин рассматривался два варианта РО155-В и ПЛ70-В. По результатам расчетов был определен вариант с 4 гидротурбинами РО115-В-355.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-640/170-24 с номинальной активной мощностью 67 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (4 укрупненных блока, 3 отходящих воздушных линий) ОРУ 220 кВ – "две рабочих системы сборных шин с одной обходной". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

Блочные трансформаторы ТДЦ– 80000/220, трансформаторы собственных нужд ТС3-4000/35 У1, элегазовый выключатель ВЭБ-220 производитель ЗАО "Энерго-УралэлектроЖмаш", генераторный комплекс КАГ-20.

ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32 (три провода в фазе).

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Водосливная и глухая плотина принята бетонной.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 60,34 м;
- число водосливных отверстий – 10;
- ширина водосливных отверстий в свету – 20 м;
- отметка гребня – 616,80 м;

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется отброс струи.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. Плотина Муланской ГЭС отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 75 месяцев;
- себестоимость – 0,15 руб/кВт
- удельные капиталовложения – 28,001 тыс. руб./кВт.

В районе строительства Муланской ГЭС на расстоянии 83 км, находится подстанция “Эльгауголь” 220 кВ питающая крупный угольный разрез, а так же ближайшие поселения. Активное развитие промышленности Дальнего Востока потребует значительных энергоресурсов. Таким образом, строительство Муланской ГЭС в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Топографические карты края [Электронный ресурс] // «Карта реки Ангара от Богучанской ГЭС до устья» – Режим доступа: <http://only-maps.ru/>
2. Интернет-энциклопедия Красноярского края [Электронный ресурс] // «Мотыгинский район». – Режим доступа: <http://my.krskstate.ru/>
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа :http://so-ups.ru/fileadmin/files//company/reports/ups-review/2015/ups_balance_analysis_2015q4.pdf
5. 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.
6. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
7. Барлит, В.В. Гидравлические турбины: учеб. пособие / В.В. Барлит. – Киев: Высшая школа, 1977. – 360 с.
8. Гидроэлектрические станции: учебник для вузов / под ред. Ф.Ф. Губина, Г.И. Кривченко.- 2-е изд., перераб. - М.: Энергия, 1980. - 367 с.: ил.
9. 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.
10. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
11. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
12. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
13. 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.
14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>

15. 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.
16. Каталог «Сухие трансформаторы» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Чебоксарский электрозвод Трансформатор». – Режим доступа: <https://chebtransformator.com/>
17. Приказ Минстроя РФ от 14.09.92 N 209/пр. Москва [Электронный ресурс] // «Минстрой России». – Режим доступа: <http://www.minstroyrf.ru/>
18. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 608с.
19. 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.
20. Каталог «Новые разработки предприятия ВБП-220» [Электронный ресурс] // «Научно-производственное предприятие «Контакт». – Режим доступа: <http://www.kontakt-saratov.ru/>
21. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
22. Каталог «Технический каталог элегазового оборудования» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>
23. Каталог «Трансформаторы тока, трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ООО «Промышленный союз». – Режим доступа: <http://promsouz.com/>
24. Каталог «Вакуумные выключатели» [Электронный ресурс] // «Концерн «Высоковольтный союз». – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/ru>
25. Каталог «Разъединители 10 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа <http://www.zeto.ru>
26. Каталог «Трансформаторы тока, трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ООО «Промышленный союз». – Режим доступа: <http://promsouz.com/>
27. Каталог «Трансформаторы напряжения НОЛ.12» [Электронный ресурс] // «ОАО «АльянсЭнерго». – Режим доступа: <http://all-energo.ru/>
28. Каталог «Ограничители перенапряжений 0,4-750 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО Полимер-аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru/>
29. 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.
30. СП 58.13330.2012 Гидroteхнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
31. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 40 с.

32. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехническое сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
33. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
34. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М. : ФГУП ЦПП, 2004.
35. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996.
36. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
37. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042гг. . – Введ. 16.01.2017 – Москва : «РусГидро», 2017 – 42 с.
38. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
39. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
40. Налоговый кодекс Российской Федерации : в 2 ч. : по состоянию на 10 окт. 2015 г. – Москва : Кнорус, 2015. – 1040 с.

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1983	420	340	1250	1100	2750	3000	2050	2050	10500	1060	530	360
1984	300	130	560	710	2700	2800	2100	2200	1950	1850	1300	1070
1985	720	160	380	1200	2850	5600	2250	10500	2300	610	610	520
1986	170	80	570	700	4550	3100	1950	2400	2400	930	570	390
1987	310	225	930	650	3050	9700	9050	3100	2500	880	620	330
1988	415	120	450	3230	3400	3050	2150	2200	2200	650	590	430

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Среднегодовые, среднеполоводные и среднемеженные расходы (в ранжированном порядке) с расчетной обеспеченностью

m	P%	Год	Qri, м ³ /с	Год.	Qni, м ³ /с	Год	Qmi, м ³ /с
1	1,4	1963	302	1963	638	1979	89
2	3,4	1955	266	1981	550	1942	87
3	5,4	1987	261	1987	548	1957	85
4	7,3	1946	256	1946	543	1984	85
5	9,3	1981	255	1955	526	1988	84
6	11,3	1978	244	1978	506	1955	81
7	13,3	1939	236	1976	496	1958	78
8	15,3	1972	231	1972	478	1953	77
9	17,3	1985	230	1939	472	1969	77
10	19,2	1982	228	1985	470	1948	73
11	21,2	1943	226	1982	463	1983	72
12	23,2	1953	226	1949	450	1967	71
13	25,2	1949	220	1975	441	1940	71
14	27,2	1952	212	1953	435	1962	70
15	29,2	1975	212	1964	411	1970	69
16	31,2	1983	211	1983	407	1939	69
17	33,1	1940	205	1940	395	1944	69
18	35,1	1964	202	1943	389	1959	67
19	37,1	1970	197	1973	388	1966	66
20	39,1	1973	197	1970	376	1974	66
21	41,1	1947	191	1947	371	1945	64
22	43,1	1968	185	1952	371	1977	64
23	45,0	1967	178	1968	363	1947	63
24	47,0	1954	172	1954	340	1951	63
25	49,0	1962	172	1967	330	1943	63
26	51,0	1980	170	1941	325	1963	62
27	53,0	1951	169	1951	318	1971	62
28	55,0	1959	169	1960	316	1973	62
29	56,9	1941	167	1962	316	1982	61
30	58,9	1960	165	1959	313	1985	60
31	60,9	1969	165	1965	294	1968	59
32	62,9	1979	162	1969	291	1960	58
33	64,9	1948	161	1980	289	1950	58
34	66,9	1974	158	1974	288	1978	57
35	68,8	1988	157	1986	288	1949	57
36	70,8	1944	156	1961	287	1987	56
37	72,8	1957	153	1948	285	1972	56
38	74,8	1966	153	1944	279	1976	56

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

m	P%	Год	Qri, м3/с	Год.	Qni, м3/с	Год	Qmi, м3/с
39	76,8	1961	151	1950	278	1956	55
40	78,8	1965	150	1966	276	1961	54
41	80,8	1950	149	1977	267	1952	54
42	82,7	1977	148	1979	265	1941	54
43	84,7	1986	148	1988	260	1964	54
44	86,7	1942	147	1971	259	1954	52
45	88,7	1984	147	1957	250	1980	52
46	90,7	1971	144	1945	239	1946	51
47	92,7	1976	139	1984	235	1986	49
48	94,6	1945	137	1956	234	1975	49
49	96,6	1958	136	1942	233	1965	47

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году в первом приближении (не выполняется)

T, месцы	Q быт, M ³ /с	Q ф., M ³ /с	Q выхр, M ³ /с	Q гас, M ³ /с	V водохранилища				Z ВБ				N гар, МВт			
					Q _{BHKh} , M ³ /с	Q _{HBKh} , M ³ /с	V нач, M ³	ΔV, M ³	Z нач, M	Z кон, M	Z ср, M	Z _{HB} , M				
10	24,3	1	64,7	89,03	90	90	16,10	0,17	15,93	612,0	611,4	611,7	537,1	74,3	56	по ЕХК
11	22,2	1	175	197,20	90	198	15,93	0,45	15,48	611,4	611,0	611,2	538,2	72,6	122	122
12	13,4	1	375	388,35	90	389	15,48	0,97	14,51	611,0	610,0	610,5	539,9	70,2	232	232
1	13,2	1	382	395,17	90	396	14,51	0,99	13,52	610,0	608,8	609,4	540,0	69,0	232	232
2	2,6	1	203	206	90	207	13,52	0,53	12,99	608,8	608,0	608,4	538,3	69,7	122	122
3	7,0	1	82	88,97	90	90	12,99	0,21	12,78	608,0	607,7	607,8	537,1	70,4	53	по ЕХК
4	57,8	1	31,2	88,95	90	90	12,78	0,08	12,70	607,7	607,6	607,6	537,1	70,2	53	по ЕХК
5	416,1	1	-236,1	180	181	181	12,70	-0,61	13,31	607,6	608,5	608,0	538,0	69,6	107	по ЕХК
6	545,2	1	-365,2	180	181	181	13,31	-0,95	14,26	608,5	609,7	609,1	538,0	70,7	108	по ЕХК
7	440,9	1	-260,9	180	181	181	14,26	-0,68	14,93	609,7	610,4	610,1	538,0	71,7	110	по ЕХК
8	420,7	1	-240,7	180	181	181	14,93	-0,62	15,56	610,4	611,1	610,8	538,0	72,3	111	по ЕХК
9	324,3	1	-144,3	180	181	181	15,56	-0,37	15,93	611,1	611,4	611,2	538,0	72,8	111	по ЕХК

Таблица Б.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году

T, месяцы	Q быт, M ³ /с	Q ф., M ³ /с	Q выхр, M ³ /с	Q гас, M ³ /с	V водохранилища				Z ВБ				N гар, МВт			
					Q _{BHKh} , M ³ /с	Q _{HBKh} , M ³ /с	V нач, M ³	ΔV, M ³	Z нач, M	Z кон, M	Z ср, M	Z _{HB} , M				
10	24,3	1	64,7	89	90	90	16,10	0,17	15,93	612,0	611,4	611,7	537,1	74,3	56	по ЕХК
11	22,2	1	158	180,2	90	181	15,93	0,41	15,52	611,4	611,0	611,2	538,0	72,8	112	112
12	13,4	1	357	370,4	90	371	15,52	0,93	14,60	611,0	610,1	610,6	539,7	70,4	222	222
1	13,2	1	363	376,2	90	377	14,60	0,94	13,66	610,1	608,9	609,5	539,8	69,3	222	222
2	2,6	1	186	189	90	190	13,66	0,48	13,17	608,9	608,3	608,6	538,1	70,1	112	112
3	7,0	1	82	89	90	90	13,17	0,21	12,96	608,3	608,0	608,1	537,1	70,7	53	по ЕХК
4	57,8	1	31,2	89	90	90	12,96	0,08	12,88	608,0	607,8	607,9	537,1	70,5	53	по ЕХК
5	416,1	1	-236,1	180	181	181	12,88	-0,61	13,49	607,8	608,7	608,3	538,0	69,9	107	по ЕХК
6	545,2	1	-365,2	180	181	181	13,49	-0,95	14,44	608,7	609,9	609,3	538,0	70,9	108	по ЕХК
7	440,9	1	-259,6	181	181	182	14,44	-0,67	15,11	609,9	610,6	610,3	538,0	71,9	111	по ЕХК
8	420,7	1	-237,3	183	181	184	15,11	-0,62	15,73	610,6	611,2	610,9	538,0	72,5	113	по ЕХК
9	324,3	1	-143,7	181	181	182	15,73	-0,37	16,10	611,2	612,0	611,6	538,0	73,2	112	по ЕХК

Окончание приложения Б

Таблица Б.3 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году в первом приближении

T, месяц	Q _{байт} , м ³ /с	Q _Ф , м ³ /с	Q _{затир} , м ³ /с	V водохранилища					Z ББ			Nrap, МВт	Эср. мног., кВт·ч	
				Q _{БЭК} , м ³ /с	Q _{зас} , м ³ /с	V нач., м ³	ΔV, м ³	V кон., м ³	Z нач., м	Z кон., м	Z ср., м			
10	68,1	1	64,7	132,8	90	134	16,10	0,17	15,93	612,0	611,4	611,7	537,5	83
11	39,2	1	158	197,2	90	198	15,93	0,41	15,52	611,4	611,0	538,2	72,6	112
12	43	1	357	400	90	401	15,52	0,93	14,60	611,0	610,6	540,0	70,2	239
1	18,1	1	363	381,1	90	382	14,60	0,94	13,66	610,1	608,9	609,5	539,8	224
2	6,66	1	186	193	90	194	13,66	0,48	13,17	608,9	608,3	608,6	538,1	115
3	19,24	1	82	101,24	90	102	13,17	0,21	12,96	608,3	608,0	608,1	537,2	112
4	385,6	1	31,2	416,8	90	418	12,96	0,08	12,88	608,0	607,8	607,9	540,1	222
5	580,9	1	-236,1	345	181	346	12,88	-0,61	13,49	607,8	608,7	608,3	539,5	224
6	652,2	1	-365,2	287	181	288	13,49	-0,95	14,44	608,7	609,9	609,3	539,0	115
7	603,1	1	-259,6	344	181	345	14,44	-0,67	15,11	609,9	610,6	610,3	539,5	205
8	583,1	1	-237,3	346	181	347	15,11	-0,62	15,73	610,6	611,2	610,9	539,5	209
9	430,1	1	-143,7	286	181	287	15,73	-0,37	16,10	611,2	612,0	611,6	539,0	176
														128,26

Таблица Б.4 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году

T, месяц	Q _{байт} , м ³ /с	Q _Ф , м ³ /с	Q _{затир} , м ³ /с	V водохранилища					Z ББ			Nrap, МВт	Эср. мног., кВт·ч	
				Q _{БЭК} , м ³ /с	Q _{зас} , м ³ /с	V нач., м ³	ΔV, м ³	V кон., м ³	Z нач., м	Z кон., м	Z ср., м			
10	68,1	1	64,7	132,8	90	134	16,10	0,17	15,93	612,0	611,4	611,7	537,5	83
11	39,2	1	142	181,2	90	182	15,93	0,37	15,56	611,4	611,1	538,0	72,8	112
12	43	1	328	371	90	372	15,56	0,85	14,71	611,1	610,2	610,6	539,8	222
1	18,1	1	358	376,1	90	377	14,71	0,93	13,79	610,2	609,1	609,7	539,8	222
2	6,66	1	180	187	90	188	13,79	0,47	13,32	609,1	608,5	608,8	538,1	222
3	19,24	1	150	169,24	90	170	13,32	0,39	12,93	608,5	607,9	608,2	537,9	112
4	385,6	1	20	405,6	90	407	12,93	0,05	12,88	607,9	607,8	607,9	540,0	101
5	580,9	1	-236,1	345	181	346	12,88	-0,61	13,49	607,8	608,7	608,3	539,5	233
6	652,2	1	-345,2	307	181	308	13,49	-0,89	14,39	608,7	609,8	609,3	539,2	200
7	603,1	1	-259,6	344	181	345	14,39	-0,67	15,06	609,8	610,6	610,2	539,5	182
8	583,1	1	-231,3	352	181	353	15,06	-0,60	15,66	610,6	611,2	610,9	539,6	205
9	430,1	1	-170,5	260	181	261	15,66	-0,44	16,10	611,2	612,0	611,6	538,8	160
														116,60

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

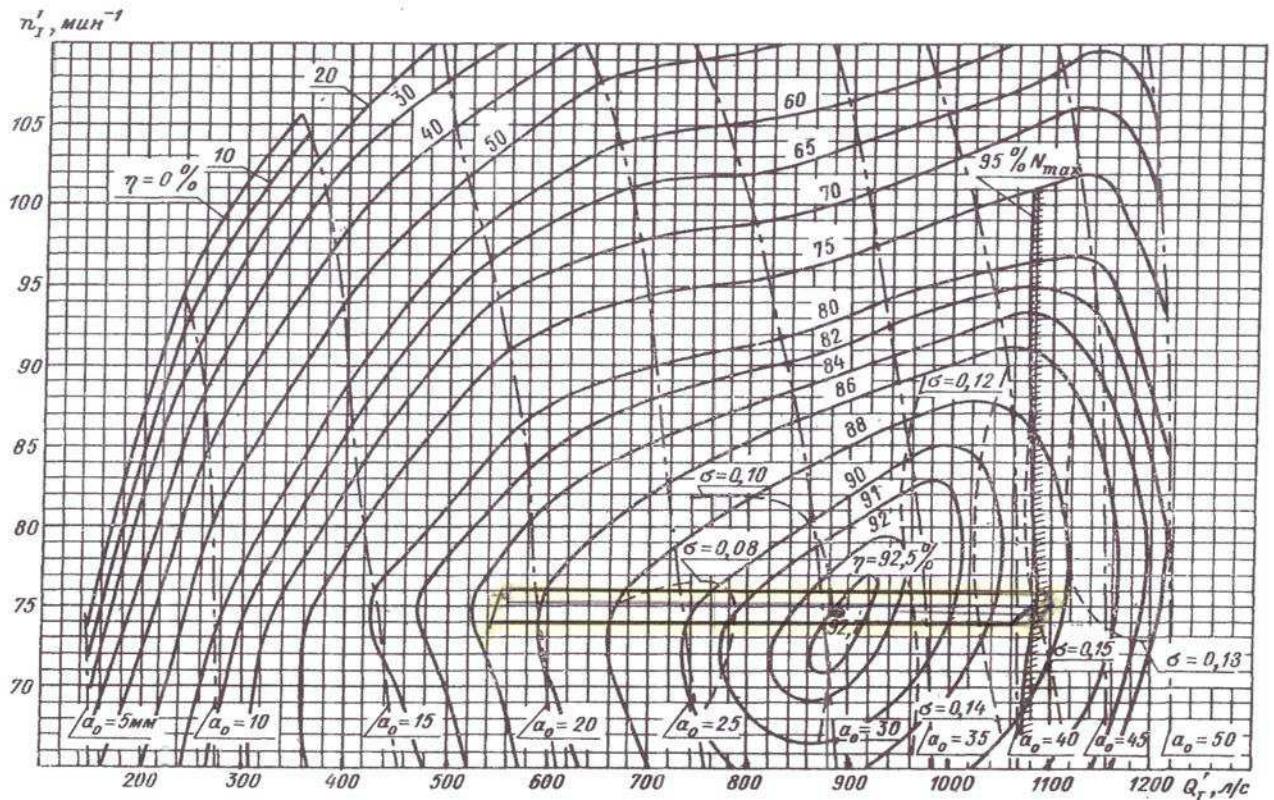


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика РО115-В-335

Окончание приложения В

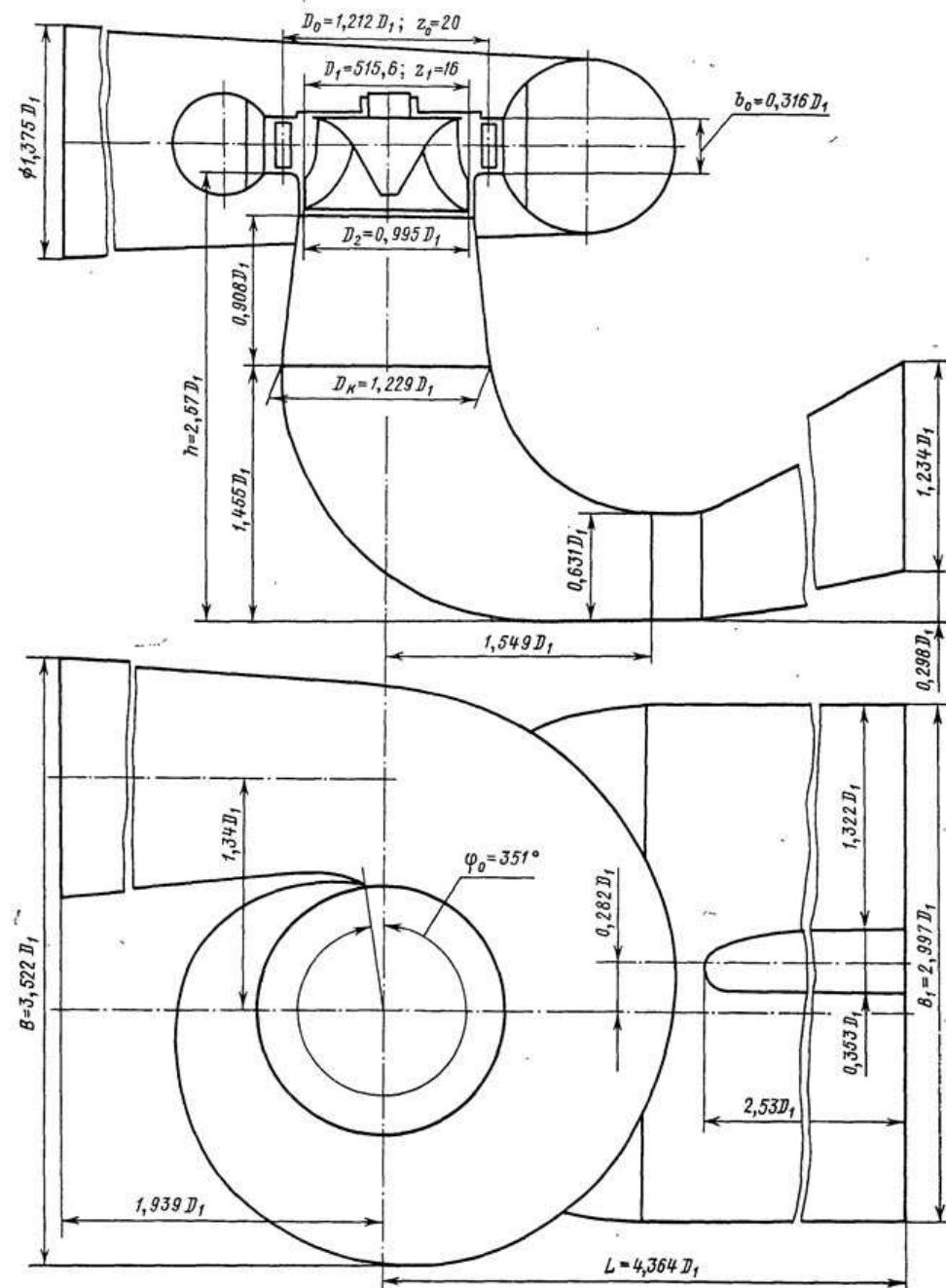


Рисунок В.2 – Проточная часть модели гидротурбины РО115-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставка защит основного оборудования

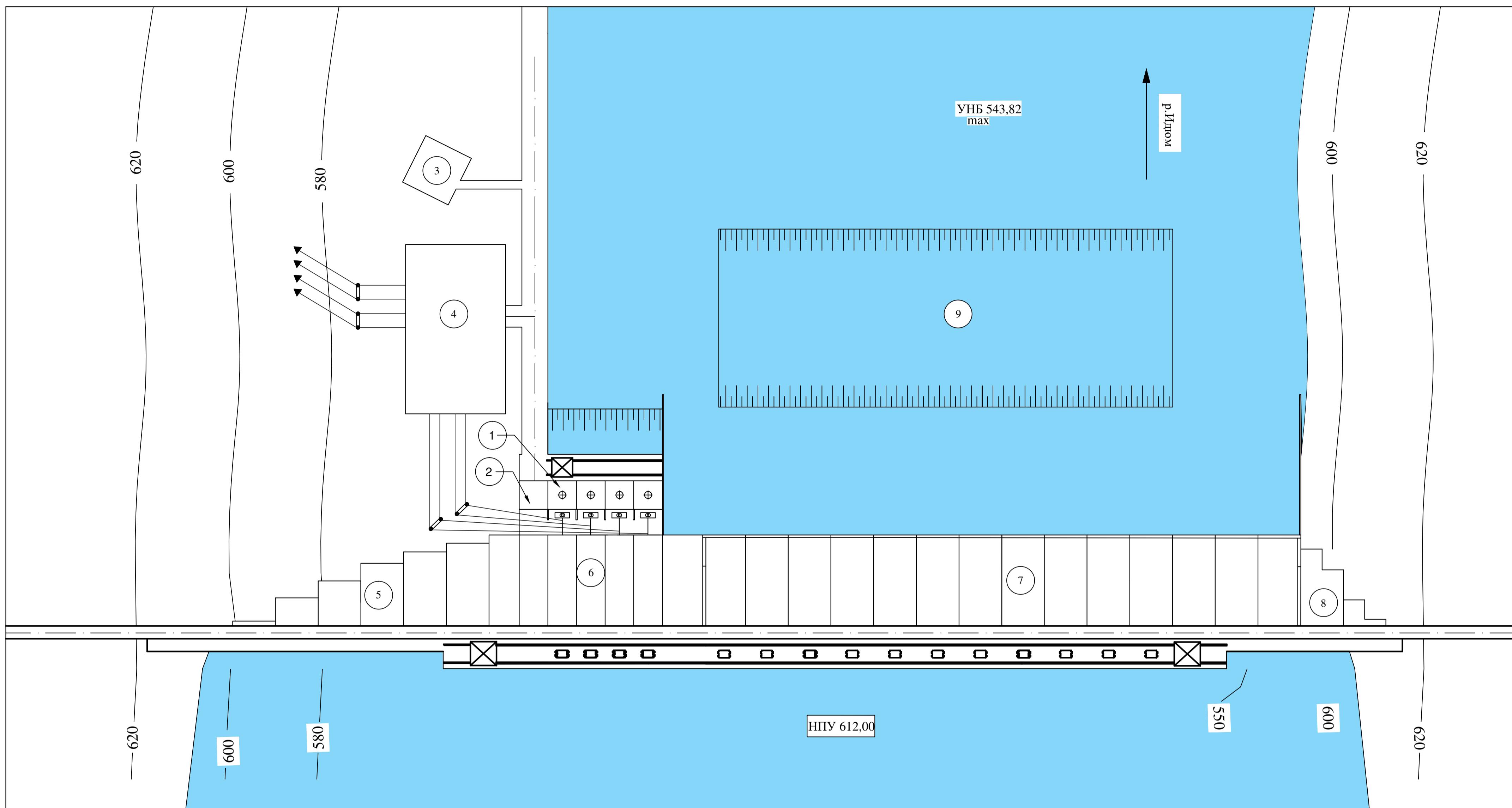
Защиты		Уставка			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 A	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,06 A	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,18 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	1,5	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 B
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2\text{Сигн}}$	$0,07 \cdot I_H$	0,28 A
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 A
		OTC I	$I_{2\text{с.з.}}$	$0,112 \cdot I_H$	0,46 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1\text{Сигн}}$	$1,07 \cdot I_H$	4,41 A
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	$1,1 \cdot I_H$	4,53 A
		OTC	$I_{1\text{OTC}}$	$1,224 \cdot I_H$	5,04 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,05	1,3 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	2,9 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P\text{ Сигн.}}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$	6,27 A
		ПО	$I_{P\text{пуск.}}$	$1,22 \cdot I_{HOM.P}$	7,15 A
		Отсечка	$I_{P\text{пуск.}}$	$2,19 \cdot I_{HOM.P}$	12,8 A

Окончание приложения Г

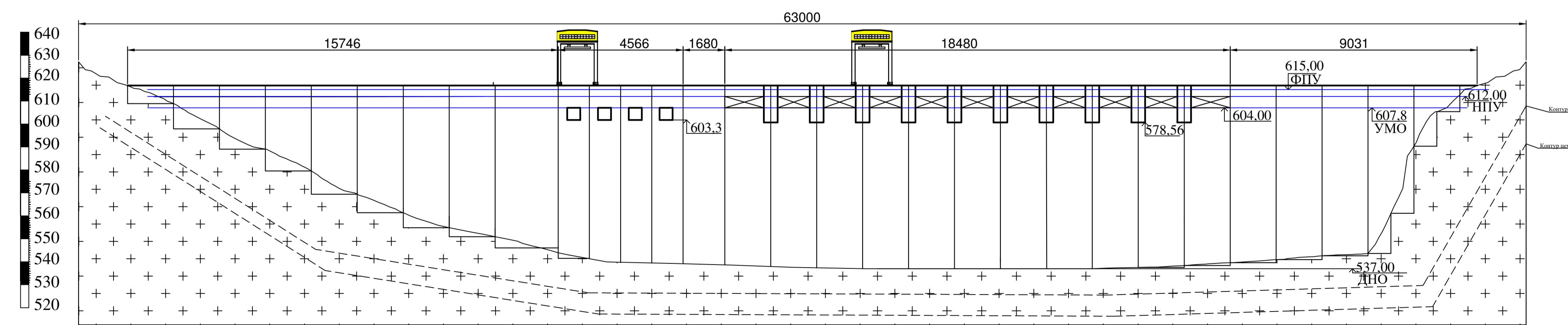
Таблица Г.2 – Матрица отключения защит

Действия		Защиты			Отключение ВЛ		Гашение полей		Пуск ПЖТ ГГ		Отключение В-220 и В-ТСН		Разгрузка по мощности		Предупредительный сигнал			
Наименование	Обозначение																	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$				+		+		+									
ЗЗГ	U_{0G}	t_1															+	
		t_2															+	
		t_3			+	+	+	+										
ЗПН	$U >$	t			+	+	+	+										
		1 ступень t_1			+	+												
		2 ступень t_2			+	+												
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО															+	
		ИО			+	+												
		OTC I	t_1														+	
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1		t_2		+	+												
	СО															+		
	ИО			+	+											+		
ДЗ	$Z <$	OTC	t_1														+	
			t_2		+	+											+	
		1 ступень																
Защита ротора от перегрузки	I_p	t_1															+	
		t_2		+	+	+	+										+	
		2 ступень															+	
		t_1															+	
		t_2		+	+	+	+										+	
		t_1															+	
		t_2		+	+	+	+										+	
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО															+	
		ИО			+	+											+	
		Отсечка			+	+											+	

Генеральный план
1:1000

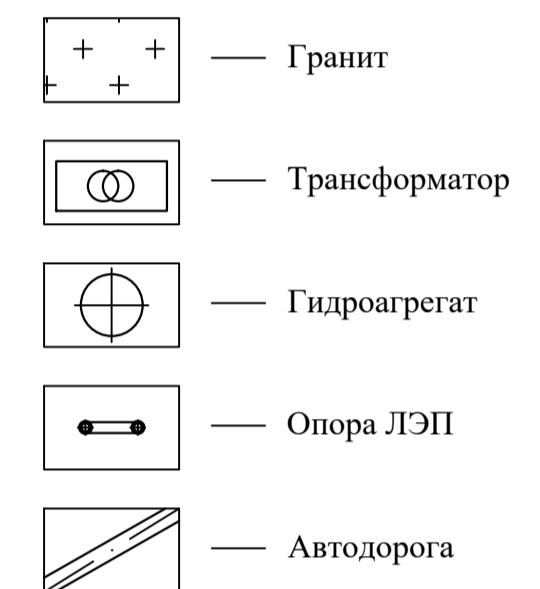


Вид с верхнего бьефа
1:1000



Экспликация сооружений

Позиция	Наименование
1	Здание ГЭС
2	Монтажная площадка
3	Здание административно - технического персонала
4	ОРУ 220 кВ
5	Левобережная глухая бетонная плотина
6	Станционная часть бетонной плотины
7	Бетонная водосливная плотина
8	Правобережная глухая бетонная плотина
9	Яма размыва



Ведомость состава проекта

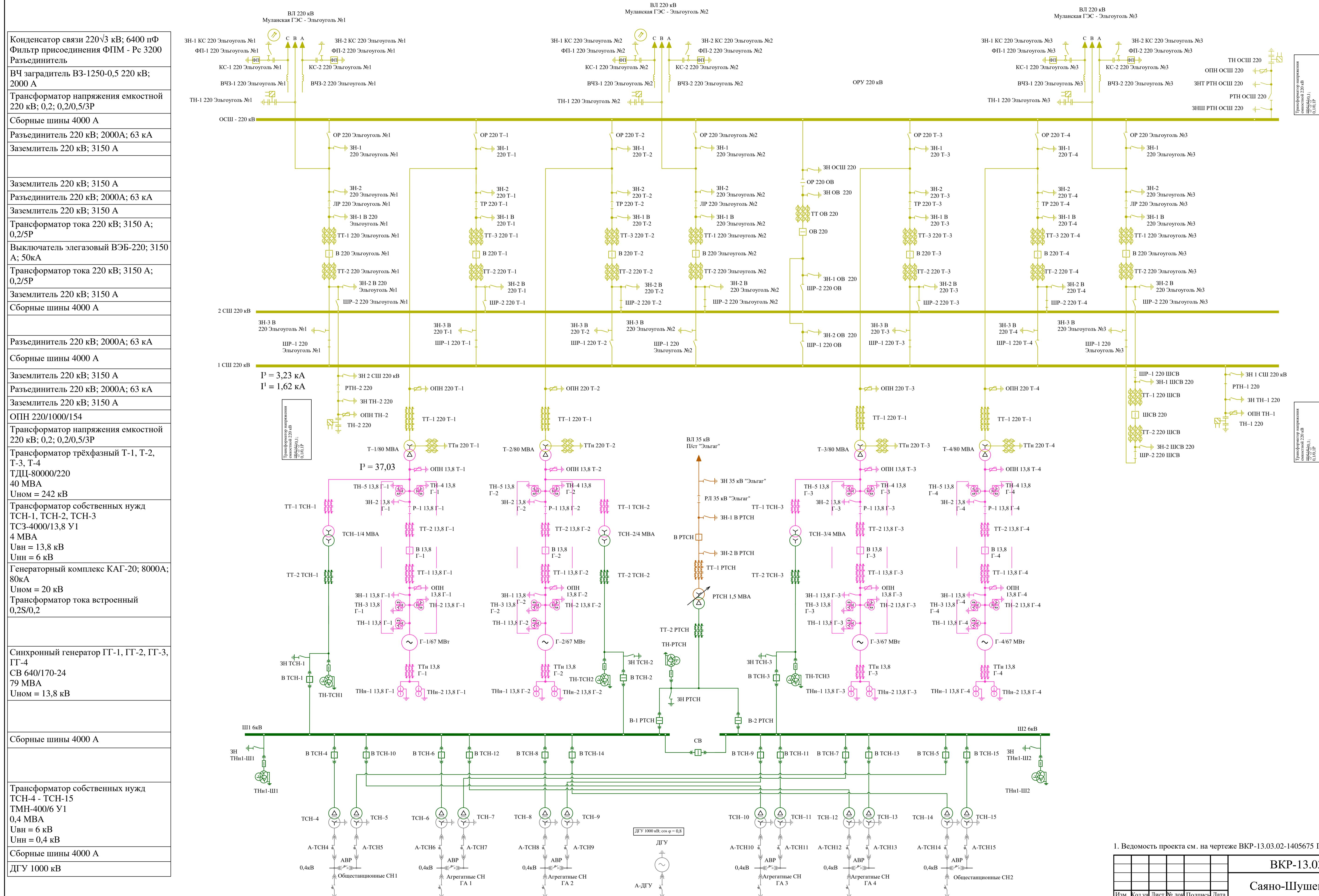
№	Обозначение	Наименование
1	BKR-13.03.02.1405675-ГП	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Ведомость проекта
2	BKR-13-03-02-1405675-ГР1	Поперечный разрез станционной части. Основные характеристики гидроагрегата
3	BKR-13-03-02-1405675-ГР2	Поперечный разрез здания ГЭС
4	BKR-13-03-02-1405675-ГР3	Поперечный разрез по водосливной плотине
5	BKR-13-03-02-1405675-PP	Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину
6	BKR-13-03-02-1405675-ЭС1	Главная электрическая схема
7	BKR-13-03-02-1405675-ЭС2	Выбор основного оборудования
8	BKR-13-03-02-1405675-П3	Пояснительная записка

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

2. Ведомость проекта см. на чертёж ВКР-13.03.02-1405675-ГП

BKR-13-03-02-1405675 ГП			
Саяно-Шушенский филиал СФУ			
Изм.Лист	№ докум.	Нодп.	Дата
Разраб.	Берникевич		
Провер.	Лыбина		
Т.контр.	Малышев		
И.контр.			
Утв.	Погоняленко		
		Проектирование Муланской ГЭС на реке Илом	Стадия
			Лист
			Листов
			1
		Генеральный план. Вид с НБ. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта	Кафедра ГГЭС, 2018 г.

Название ячейки	1	2	3	4	5	6	7
Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Муланская ГЭС - Эльгоуголь №1	Трансформатор Т-1	Трансформатор Т-2	ВЛ 220 кВ Муланская ГЭС - Эльгоуголь №2	Трансформатор Т-3	Трансформатор Т-4	ВЛ 220 кВ Муланская ГЭС - Эльгоуголь №3
Конструкция фазы линии	AC 240/32	-	-	AC 240/32	-	-	AC 240/32



1. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1405675 ГП.

ВКР-13.03.02-1405675 ЭС

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Проектирование Муланской ГЭС

на реке Идом

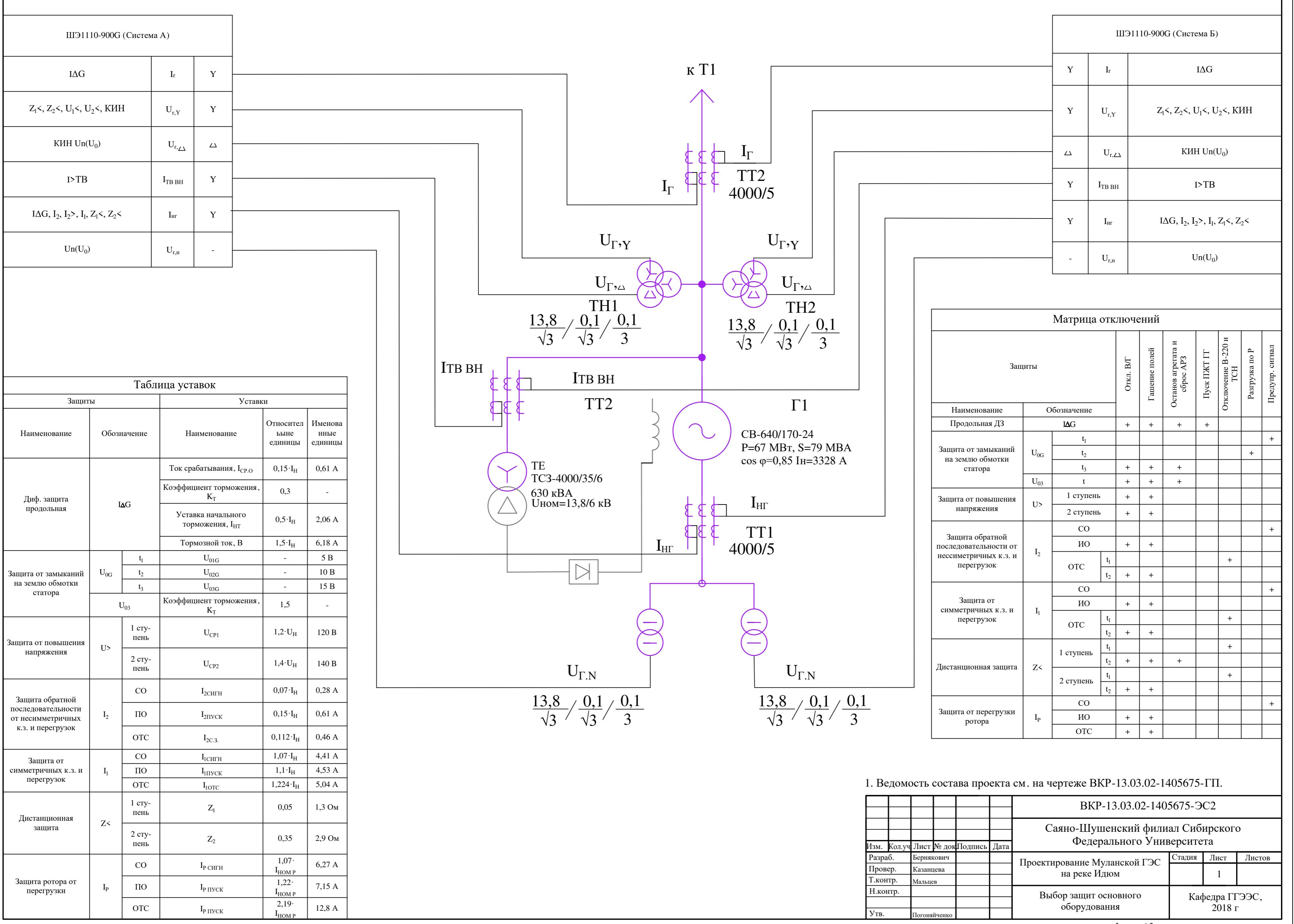
Стадия

Лист

Листов

1

Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Диспетчерское наименование	Трансформатор СН-1	Общественные СН1	Синхронный генератор	Агрегатные СН ГА1	Синхронный генератор Г-2	Агрегатные ГА2	Трансформатор СН-2	Дiesel генераторная установка	ВЛ 35 кВ б/c "Эльгаг"	Агрегатные СН ГА3	Трансформатор СН-3	Агрегатные СН ГА4	Общественные СН2		
Обозначение монтажной единицы	TVK1	TCH-1	OCH1	CB-640/170-24	ACH ГА1	CB-640/170-24	ACH ГА2	TCH-2	DГУ	ВЛ 35 кВ	ACH ГА3	TCH-3	ACH ГА4	OCH2	NVK2

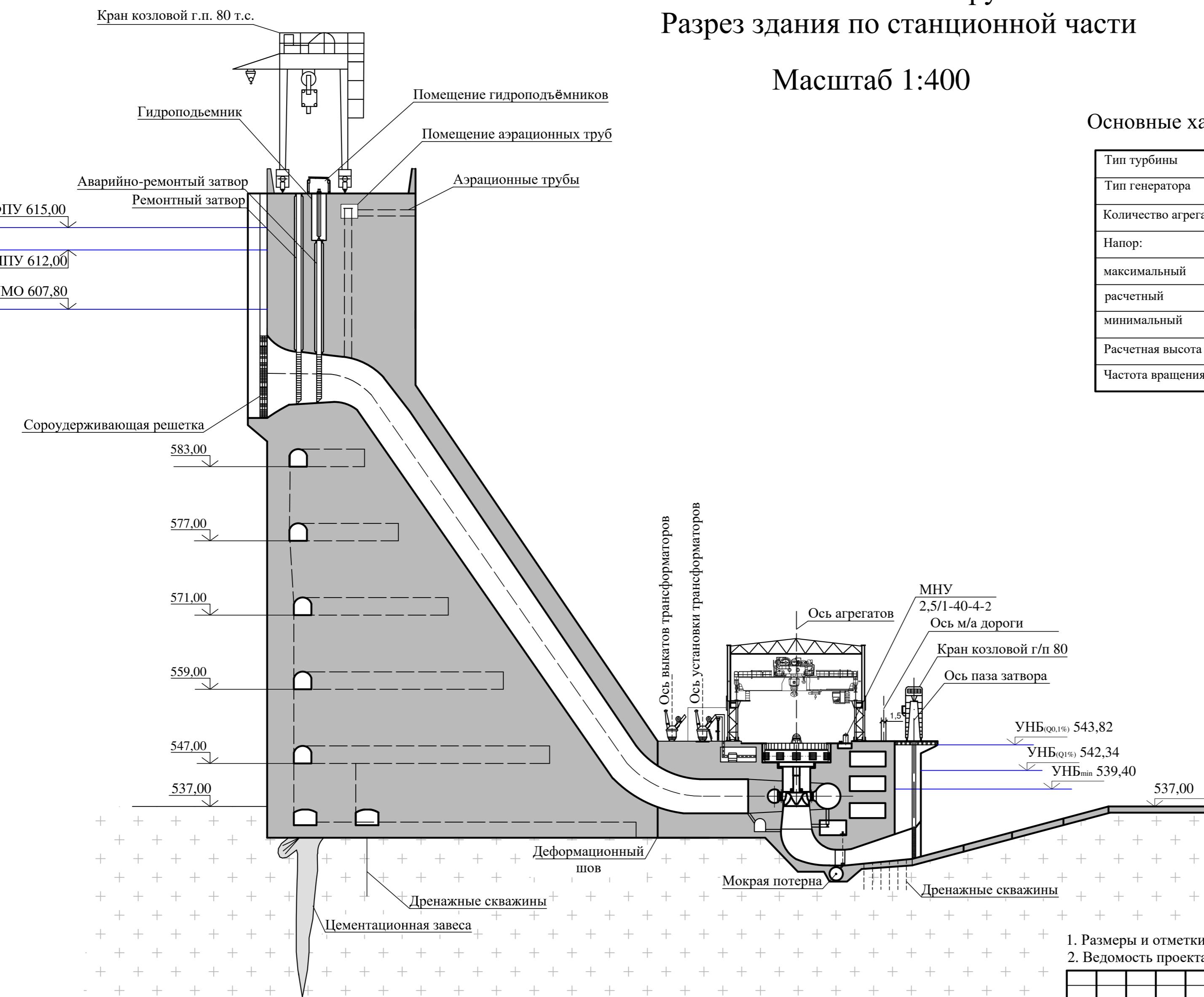


План основных сооружений
Разрез здания по станционной части

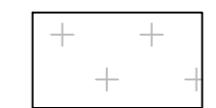
Масштаб 1:400

Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	РО 115- В - 60
Тип генератора	СВ - 640/170 - 24
Количество агрегатов	4
Напор:	
максимальный	70,6
расчетный	68,3
минимальный	66,7
Расчетная высота отсасывания	-0,98 м
Частота вращения	187,5 об/мин



Условные обозначения



- Гранит

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1405675 - ГП1.

ВКР - 13.03.02 - 1405675 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Бернякович				
Провер.	Масленникова				
Г.контр.	Малышев				
Н.контр.					
Утв.	Погоняченко				

Проектирование Муланской ГЭС на р. Идом

Стадия

Лист

Листов

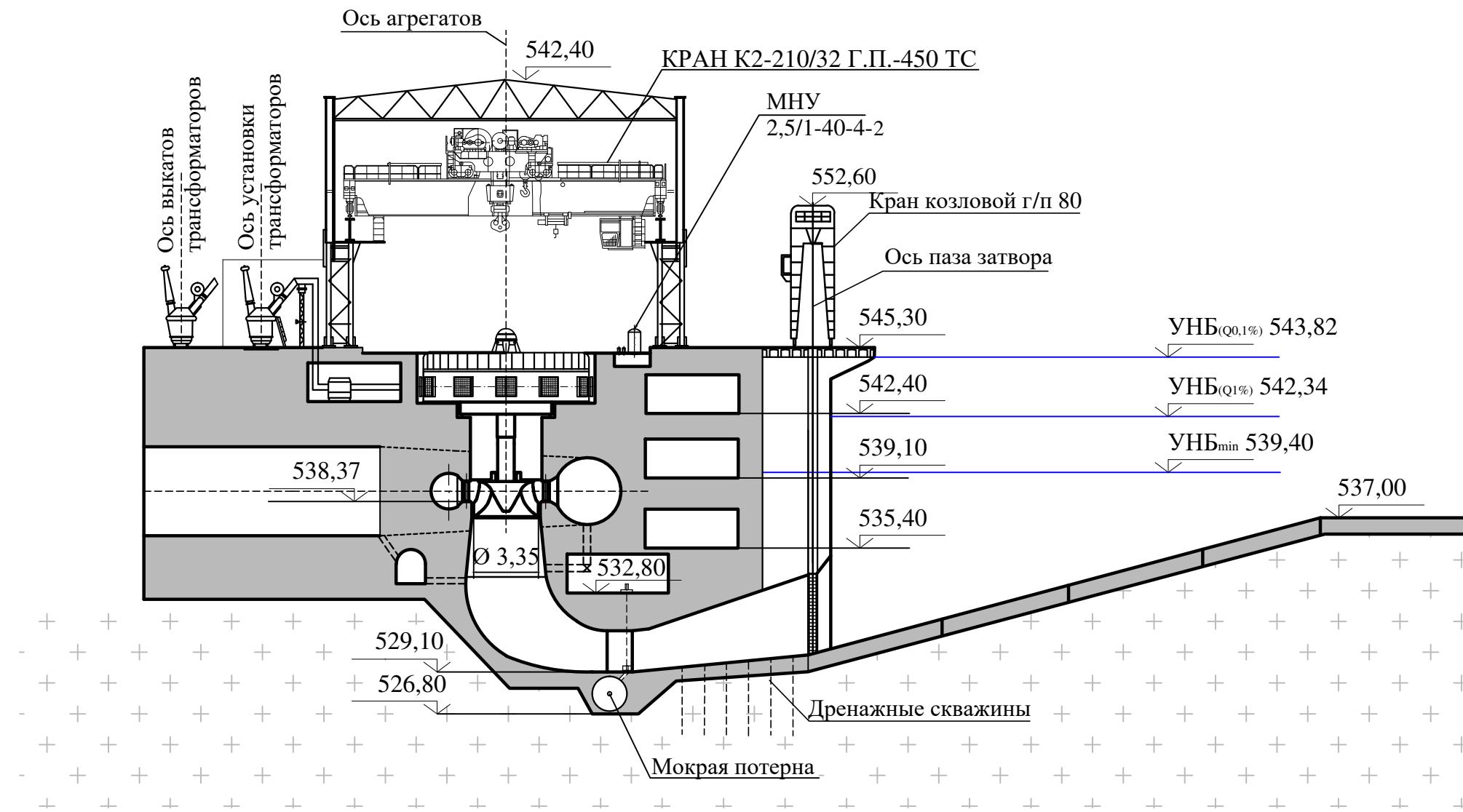
Поперечный разрез здания ГЭС. Основные характеристики гидроагрегатов

Кафедра ГГЭС, 2018 г.

Согласовано	
Инв. № полн.	Подпись и дата
Взам. инв. №	

Поперечный разрез здания ГЭС

1:200



Условные обозначения



- Гранит

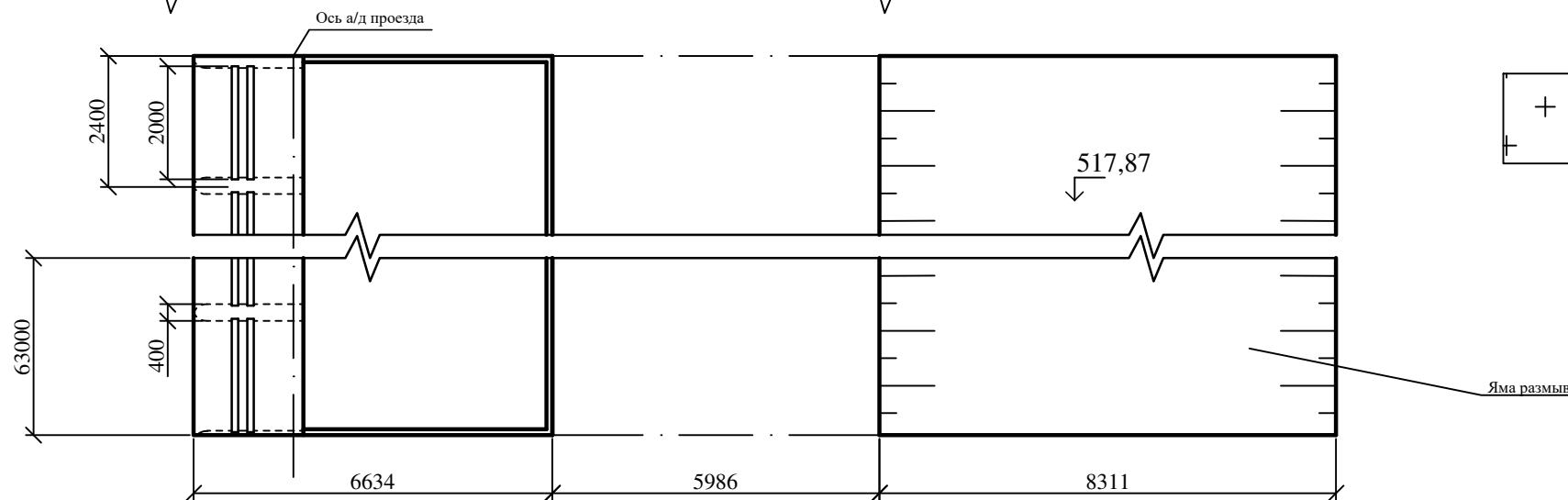
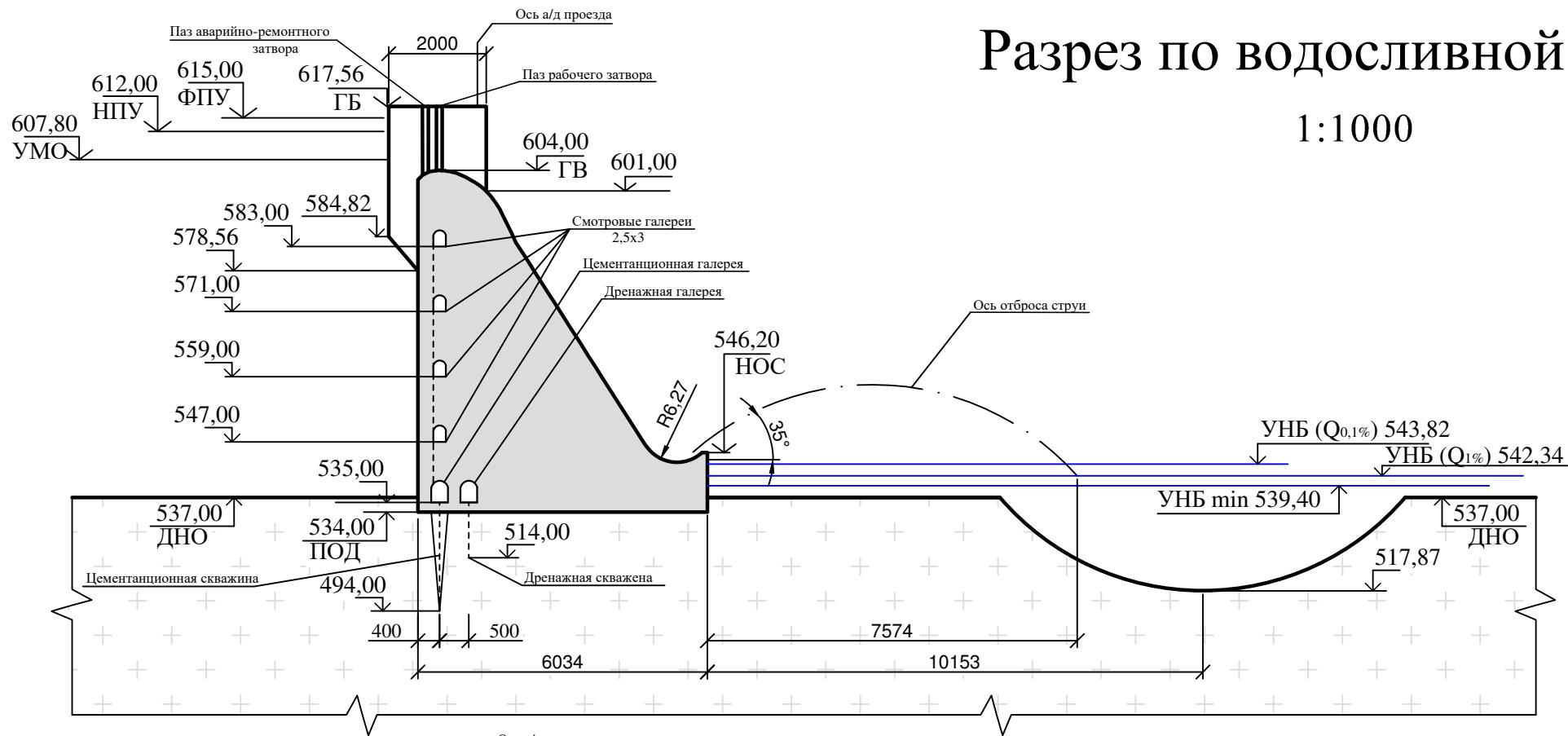
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1405675 - ГР1.

ВКР - 13.03.02. - 1405675 - ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Бернякович				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.	Мальцев				
Н.контр.					
Утв.	Погоняченко				
Поперечный разрез здания ГЭС. Основные характеристики гидроагрегатов					Кафедра ГГЭС, 2018 г.
		Стадия	Лист	Листов	
			2	2	

Разрез по водосливной плотине

1:1000

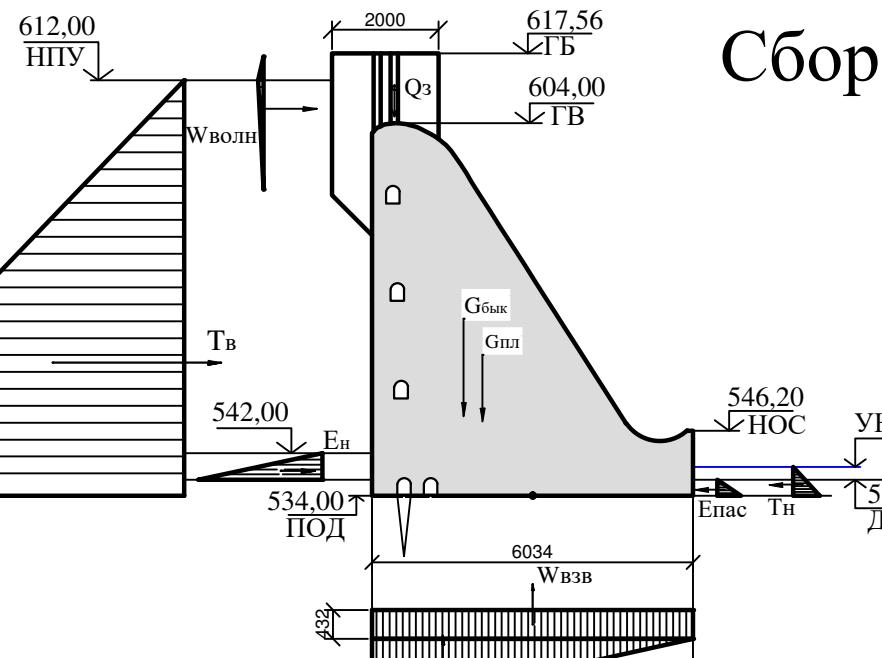


1. Ведомость проекта см. на чертёж ВКР-13.03.02-1405675-ГП

ВКР - 13.03.02 - 1405675 - ГРЗ				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Бернякович			
Провер.	Лыбина			
Т.контр.	Мальцев			
Н.контр.				
Утв.	Погонячченко			
Проектирование Муланской ГЭС на реке Идюм				Масса
Поперечный разрез по водосливной плотине				Лист
Кафедра ГГЭС, 2018 г.				Листов

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Согласовано



Сбор нагрузок в расчетном сечении

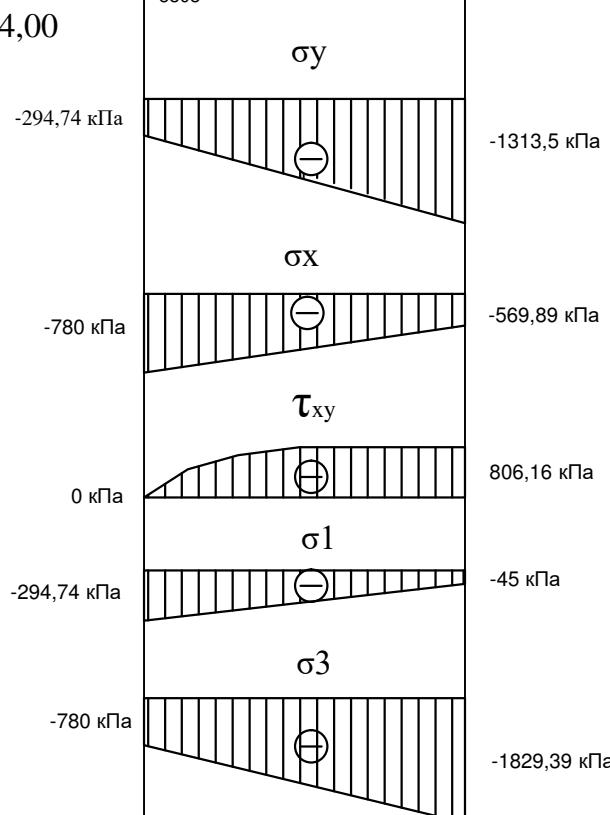
1:1000

Гпл - вес водосливной плотины;
 Гб - вес бычка;
 Тв - гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;
 Тн - гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;
 Wф - фильтрационное давление воды;
 Wвзв - взвешивающее давление воды;
 Ен - активное давление наносов;
 Qз - вес затворов.

Напряжения:

σ_y - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;
 σ_x - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;
 τ_{xy} - касательные напряжения;
 σ_1, σ_3 - главные напряжения.

Напряжения в сечении на отметке 534,00



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

1. Ведомость проекта см. на чертёж ВКР-13.03.02-1405675-ГП

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	БКР - 13.03.02 - 1405675 - РР	Масса	Лист	Листов
Разраб.	Бернякович				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Провер.	Лыбина				Проектирование Муланской ГЭС на реке Идюм			
Т.контр.	Мальцев				Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину			
Н.контр.								
Утв.	Погоняйченко				Кафедра ГГЭС, 2018 г.			

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

И.Ю. Погоняченко

«13» июня 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МУЛАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ИДЮМ.
КОНСТРУКЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ПЕРЕХОДОВ ГЭС-РУ. РЕМОНТ И
ЭКСПЛУАТАЦИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

Руководитель

13.06.18
подпись, дата

Инженер ОС
Филиала ПАО «РусГидро»
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожнего»
должность

Ю.А. Мальцев
инициалы, фамилия

Выпускник

13.06.18
подпись, дата

А.А. Бернякович
инициалы, фамилия