

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно–Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНГАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА. ВТОРИЧНАЯ КОММУТАЦИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ, ОСНАЩЕННЫХ ЦИФРОВЫМИ РЗА

Руководитель _____
подпись, дата

Саяно-Шушенского
филиала СФУ
канд. техн. наук, доцент
кафедры ГГЭС
должность, ученая степень

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Н.С. Новокрещенов
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ангарской ГЭС на реке Ангара. Вторичная коммутация в распределительных устройствах. Оснащенных цифровыми РЗА».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АНГАРСКОЙ ГЭС	6
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.4 Сейсмические условия.....	11
1.2 Энерго – экономическая характеристика района	11
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2 Водноэнергетические расчеты.....	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Исходные данные	13
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	13
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	14
2.2 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК	15
2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС по маловодному году	16
2.4 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.....	16
2.5 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года	17
3 Основное и вспомогательное оборудование	18
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	18
3.1.1 Построение режимного поля	18
3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике.....	19
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	22
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	22
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части.....	23
3.2 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины	25
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	25
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора	26
4 Электрическая часть	27
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд	27
4.2 Выбор трансформаторов	27
4.2.1 Синхронные генераторы.....	27
4.2.2 Главные повышающие трансформаторы.....	28
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд	28
4.3 Распределительное устройство.....	29
4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий	29

4.3.2 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	30
4.4 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в распределительные устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ.....	30
4.4.1 Расчёт исходных данных	30
4.4.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ	31
4.5 Выбор электрических аппаратов	32
4.5.1 Определение расчетных токов.....	33
4.5.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	34
4.5.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения	35
4.5.4 Выбор выключателей и разъединителей 500 кВ.....	35
5 Релейная защита и автоматика	37
5.1 Перечень защит основного оборудования.....	37
5.2 Параметры защищаемого оборудования	38
5.3 Расчет номинальных параметров	39
5.4 Описание защит и расчет их уставок	40
5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)	40
5.4.2 Поперечная дифференциальная защита ($I\Delta >$).....	42
5.4.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))).....	42
5.4.4 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	45
5.4.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$).....	45
5.4.6 Защита от симметричных перегрузок($I1$)	49
5.4.7 Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	51
5.4.8 Защита от перегрузки обмотки ротора.....	54
5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	55
6 Состав и компоновка сооружений.....	56
6.1 Исходные данные	56
6.2 Состав и компоновка сооружений гидроузла	56
6.3 Проектирование сооружений напорного фронта	56
6.3.1 Определение отметки гребня плотины	57
6.3.2 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины	59
6.4 Конструирование бетонной плотины.....	70
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины	70
6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами.....	70
6.4.3 Быки	71
6.4.4 Устои	71
6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин.....	71
6.4.6 Галереи в теле плотины	72
6.5 Элементы подземного контура плотины	72
6.6 Определение основных нагрузок на плотину	73

6.6.1 Вес сооружения	74
6.6.2 Сила гидростатического давления воды.....	75
6.6.3 Взвешивающее и фильтрационное давления	75
6.6.4 Давление наносов	76
6.6.5 Волновое воздействие.....	77
6.7 Расчёт прочности плотины.....	77
6.8 Расчёт устойчивости плотины	81
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	82
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	82
7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Ангарской ГЭС	82
7.3 Пожарная безопасность	84
7.4 Охрана окружающей среды	85
8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации 90	90
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	90
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	90
8.3 Налоговые расходы	92
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	93
8.5 Анализ денежных потоков	94
8.6 Оценка инвестиционного проекта.....	94
8.6.1 Метрология, исходные данные	94
8.6.2 Коммерческая эффективность проекта.....	95
8.6.3 Бюджетная эффективность	96
9 Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА.....	97
9.1 Общие положения	97
9.2 Типовые схемы вторичных цепей с цифровыми РЗА	99
9.3 Выбор напряжения питания вторичных цепей	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	111
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных	114
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водноэнергетические расчёты	115
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование	117
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Геологический разрез по створу плотины реки Ангара	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Календарный план Ангарского гидроузла.....	120
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Таблица уставок и матрица отключений защит	121

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире. Гидроресурсы России оцениваются сегодня примерно в 900 млрд. кВт·ч, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам. Этот показатель в нашей стране равен 20 %, в то время как в США и Канаде составляет 50-55 %, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60 % до 90 %. Гидропотенциал России используется на 50 % в Европейской части, на 20% в Сибири и на 4 % - на Дальнем Востоке.

Использование гидроэнергетических ресурсов имеет ряд преимуществ перед использованием других энергоресурсов:

1. Гидроэнергия – возобновляемый источник. Использование гидроэнергии позволяет сократить потребление углеводородного топлива для нужд электроэнергетики.

2. Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС намного меньше, чем на тепловой станции, отсюда быстрая окупаемость капитальных вложений затраченных на строительство ГЭС.

3. На выработку электроэнергии на ГЭС требуется значительно меньше рабочей силы, из-за простоты технологического процесса.

4. ГЭС обладает высокой маневренностью и гибкостью в работе. ГА может быть запущен на холостой ход и включен в работу в течении короткого времени.

5. По сравнению с турбоагрегатами, гидроагрегаты имеют более высокий КПД.

6. На ГЭС значительно меньше аварийность и износ оборудования, следовательно, они более надежны в эксплуатации.

7. Возможность получения электроэнергии в больших количествах и низкой стоимости, стимулирует развитие электроемких производств.

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

Современная тенденция развития гидроэнергетики в мире подтверждает важную роль использования постоянно возобновляемого экологически чистого источника энергии – воды.

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

2 Водноэнергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объемов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – Иркутское РДУ;
- коэффициент мощности: $k_N = 8,9$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 0,4$ м;
- НПУ Ангарской ГЭС: НПУ = 138,00 м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Ангара (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;
- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	1 000	1 000	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400	1 400	1 400	1 000	1 000	1 000
Потребление из водохранилища	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Фильтрация	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Испарение	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0
Льдо-образование	-3,0	-2,0	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,0	-5,0

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

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

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле 2.1:

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

где m – порядковый номер расхода, ранжированного по убыванию;

n – общее количество лет в статистическом ряду.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.1. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаются равным 90%, средневодного – 50%. Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

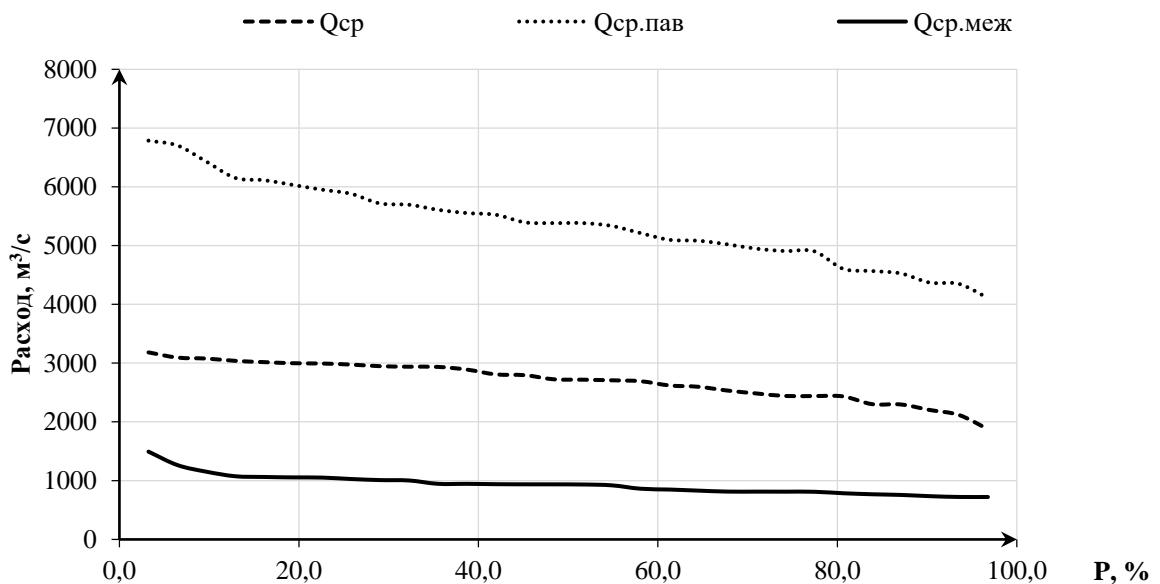


Рисунок 2.1 –Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1987 год.

$$1987: \quad K_M = \frac{Q_{M \text{ баз}}}{Q_{M 1987}} = \frac{757}{813} = 0,93.$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi \text{ баз}}}{Q_{\Pi 1987}} = \frac{4524}{4368} = 1,03.$$

За средневодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 50% (1961 год). Вычисляем коэффициенты по межени и половодью для трех годов и выбираем тот, у которого коэффициенты приведения будут ближе к единице.

$$1961: \quad K_M = \frac{Q_{M \text{ баз}}}{Q_{M 1961}} = \frac{935}{813} = 1,14.$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi \text{ баз}}}{Q_{\Pi 1961}} = \frac{5382}{5382} = 1,00.$$

Результаты приведения представлены в таблице 2.2. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

P, %	Год	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
$Q_i^{90\%}$, $\text{м}^3/\text{с}$	1987	5110	6800	3590	2820	3520	2020	664	624	615	532	480	759
$Q_i^{\text{пр}90\%}$, $\text{м}^3/\text{с}$	1987	5293	7043	3718	2921	3646	1881	618	581	573	495	447	707
$Q_i^{50\%}$, $\text{м}^3/\text{с}$	1961	6340	6920	5980	3970	3700	1900	800	657	493	458	463	919
$Q_i^{\text{пр}50\%}$, $\text{м}^3/\text{с}$	1961	6340	6920	5980	3970	3700	2185	920	755	567	527	532	1057

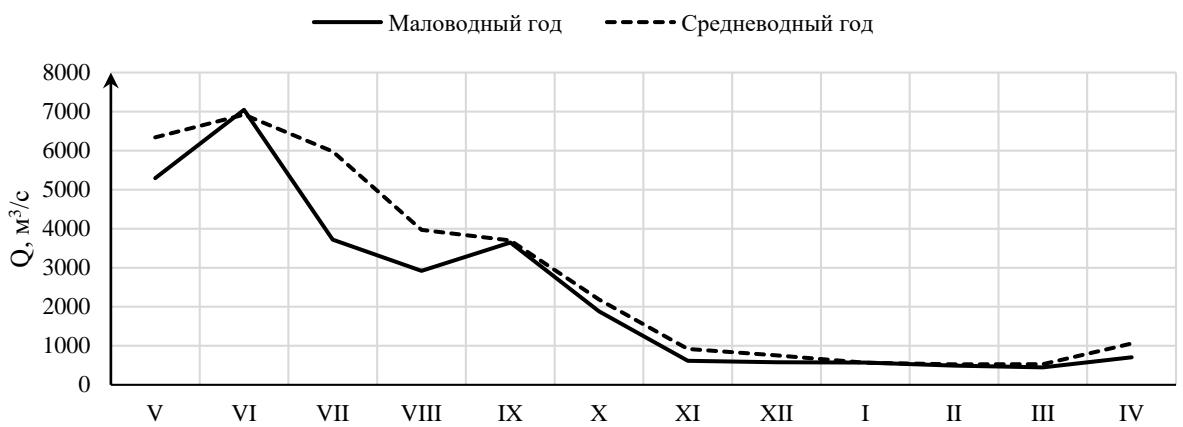


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Для маловодного года вычисляем значения мощностей на полезном бытовом стоке для каждого месяца. В данном расчёте определим мощность за каждый месяц в двух режимах работы. Условно принимаем, что вода в водохранилище находится на отметке НПУ (138,00 м), так как это упрощает расчет.

Первый режим – определение мощности при работе по водотоку, вся поступающая вода срабатывается без накопления в водохранилище.

Формула мощности ГЭС:

$$N_{\text{быт}} = k_N Q_{\text{быт.пол}} H, \quad (2.2)$$

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

$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h$ – напор, участвующий в выработке энергии;

$Q_{\text{быт.пол}}$ – полезный бытовой расход.

Второй режим – определение мощности при работе по требованиям участников водохозяйственного комплекса (ВХК):

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H. \quad (2.3)$$

2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС по маловодному году

Расчет работы водохранилища ГЭС производится на заданный режим среднемесячных мощностей. Обязательным условием для водно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища. За начало сработки водохранилища принимается месяц после окончания половодья, в данном случае – это ноябрь. Расчёт начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен НПУ. Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС, отметки УМО, и полезного объёма водохранилища. Результат расчета представлен в приложении Б. График сработки-наполнения водохранилища на рисунке 2.3.

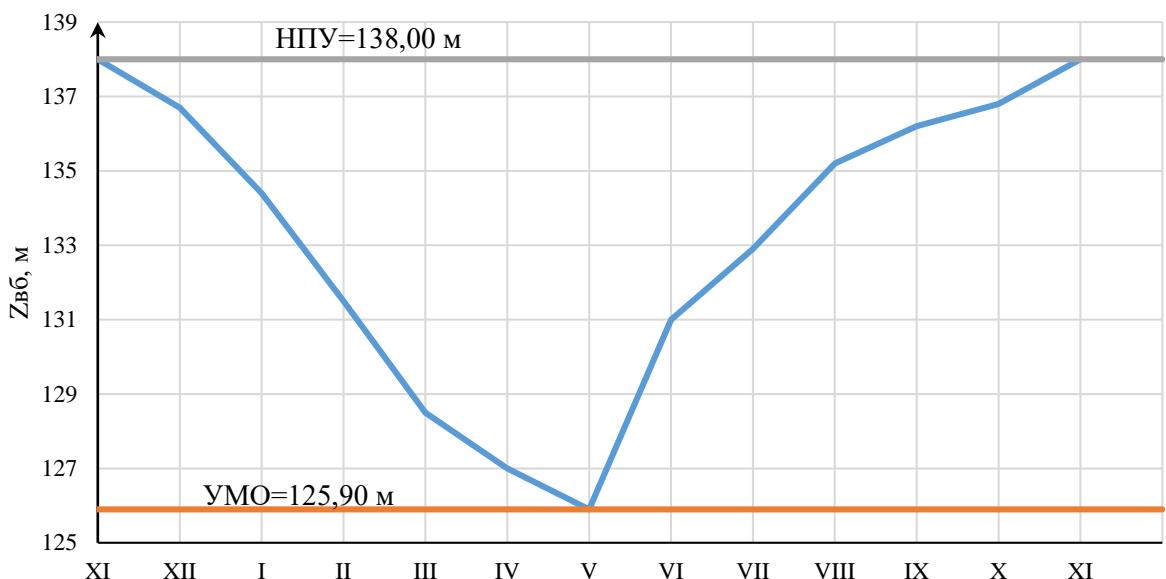


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

2.4 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей.

Из сработки маловодного года $N_{\text{раб}} = 600,0 \text{ МВт}$.

Вписав треугольник проектируемой ГЭС с этой гарантированной мощностью в ИКН зимнего периода, определяем вытесняющую мощность. Из полученного ИКН зимнего периода видно, что ГЭС будет работать с рабочей мощностью равной:

$$N_{\text{раб}} = 900 \text{ МВт.}$$

Для построения графика баланса мощностей определил величины резервов, существующих ГЭС и тепловых станций и как следствие их установленную мощность.

Нагрузочный резерв составляет 1,5 (%) рабочей мощности, а аварийный резерв – 7 (%).

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + 0,015 \cdot N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}. \quad (2.4)$$

Рабочую мощность ТЭС определим из условия полного покрытия графика нагрузки:

$$N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} = P^{\max} - N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}} - N_{\text{раб}}^{\text{пр.ГЭС}}. \quad (2.5)$$

Установленная мощность тепловых электростанций определяется суммой рабочей мощности и резервов:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} + N_{\text{рез}}^{\text{ав}}. \quad (2.6)$$

2.5 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условия проводятся с целью получения одной из важнейших характеристик проектируемого гидроузла – среднемноголетней выработки ГЭС.

При этом выполняются следующие условия:

- 1) Расходы в реке соответствуют 50% обеспеченности
- 2) Обязательная сработка водохранилища до УМО

По результатам ВЭР среднего по водности года определим выработку.

В качестве среднемноголетней принимаем выработку – 6,155 млрд. кВт·ч.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями Н ($Z_{НПУ}$, $Q_{ГЭС}$) и Н ($Z_{УМО}$, $Q_{ГЭС}$). Слева наносится ограничение по минимальному расходу, справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Режимное поле проектируемой ГЭС представлено на рисунке 3.1, расчётные данные внесены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Данные для построения режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$	$Z_{НБ}^{ЛЕТО}$	$H_{НПУ}$	$H_{УМО}$	$H_{Z_{ВВ}}$	H	Q	H	Q
$м^3/с$	м	м	м	м	м	$м^3/с$	м	$м^3/с$
81	96,5	138	125,9	127,8	2528	40,0	5060	40,0
539	98,1	138	125,9	127,8	2661	38,0	4932	38,0
997	99,3	138	125,9	127,8	2809	36,0	4800	36,0
1454	100,1	138	125,9	127,8	2974	34,0	4665	34,0
1912	100,8	138	125,9	127,8	3160	32,0	4525	32,0
2369	101,2	138	125,9	127,8	3371	30,0	4382	30,0
2827	101,6	138	125,9	127,8	3612	28,0	4233	28,0
3284	102,0	138	125,9	127,8	3889	26,0	4079	26,0
3742	102,3	138	125,9	127,8	4213	24,0	3919	24,0
4200	102,6	138	125,9	127,8	4597	22,0	3752	22,0
4657	103,0	138	125,9	127,8	5056	20,0	3578	20,0
5115	103,4	138	125,9	127,8	5618	18,0	3394	18,0
5572	103,7	138	125,9	127,8	6320	16	3200	16
6030	104,1	138	125,9	127,8	7223	14,0	2993	14,0
6487	104,4	138	125,9	127,8	8427	12,0	2771	12,0

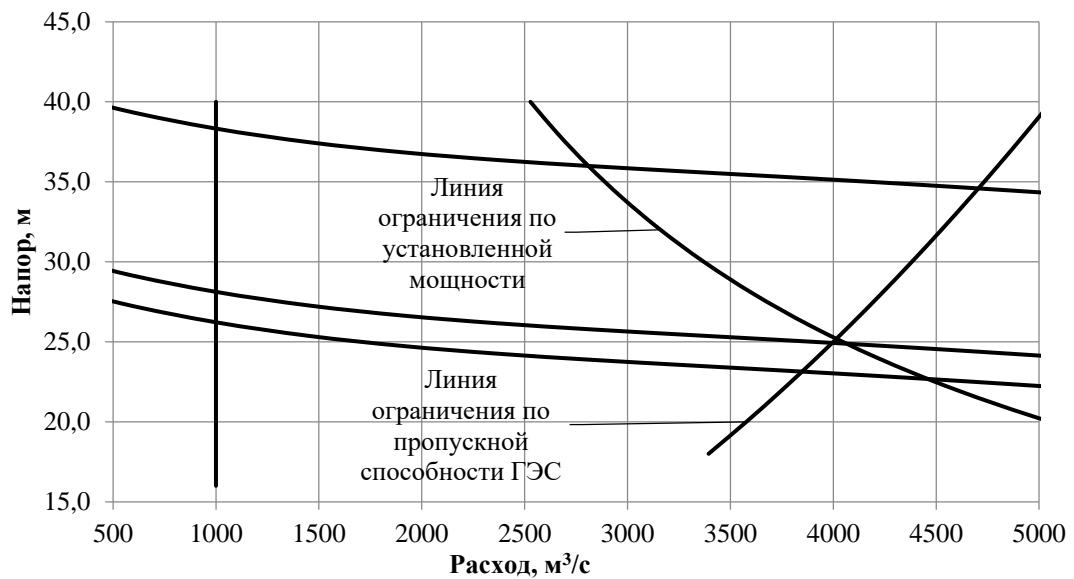


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

Для максимального напора 38,0 м рассмотрена следующие гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ40а-В,
- поворотно-лопастная ПЛ40б-В.

$$\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред}}} = \frac{23,2}{40} = 0,58 > 0,5. \quad (3.1)$$

Отношение $H_{\min}/H_{\text{пред}}$ находится в допустимых пределах. Принимаем для дальнейших расчетов гидротурбины ПЛ40а-В, ПЛ40б-В (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Марка	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{\text{пред}}, \text{м}$	40	40
H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,5
$n_{I\text{ opt}}, \text{об/мин}$	125	123
$Q'_{I\text{ opt}}, \text{м}^3/\text{с}$	1020	1150
$\eta_{M\text{ opt}}$	0,913	0,904
$Q'_{I\text{ max}}, \text{м}^3/\text{с}$	1800	1700
$\sigma(Q'_{I\text{ max}})$	0,65	0,65
$D_{1,m}, \text{м}$	0,460	0,460
$H_{\text{mod}}, \text{м}$	4	4
$t_{\text{mod}}, ^\circ\text{C}$	10	20

3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике

Для выбора диаметра рабочего колеса и количества агрегатов произведен расчет. Определены приведённые частоты вращения, построены рабочие зоны

на Главной Универсальной Характеристике. Определим КПД натурной турбины:

$$\begin{aligned}\eta_t &= 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_h}{v_m}} \right) = \\ &= 1 - (1 - 0,89) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,52}{5,6}} \sqrt[10]{\frac{4}{99,4}} \sqrt[5]{\frac{1,69}{1,11}} \right) = \\ &= 0,938,\end{aligned}\tag{3.2}$$

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

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

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

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N} \eta_t \eta_g^{cp},\tag{3.3}$$

где Q_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_g^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_g = 0,96$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ges}^{ust}}{N_a},\tag{3.4}$$

где $N_{ges}^{ust} = 920$ МВт – установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов Z'_a округляется Z_a , после чего уточняется мощность агрегата. Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

$$N_a = \frac{N_{ges}^{ust}}{Z_a}.\tag{3.5}$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.6)$$

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

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

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее стандартное значение синхронной частоты вращения по стандартному ряду.

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

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{I_{расч}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{расч} \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_{I_p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Гср}}. \quad (3.10)$$

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

$$q'_{Imin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

$$q'_{Imax} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Сведем результаты расчетов в таблицу 3.3 и 3.4

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ40а-В

$D_1, \text{м}$	9	8,5	8	7,5	7,1
η_T	0,929	0,928	0,928	0,927	0,927
$N_a^*, \text{МВт}$	152,12	135,62	120,07	105,46	94,47
$Z_a^*, \text{шт}$	6,05	6,78	7,66	8,72	9,74
$Z_a, \text{шт}$	8	8	8	9	10
$N_a, \text{кВт}$	115,0	115,0	115,0	102,2	92,0
$n_c^*, \text{об/мин}$	1,053	1,052	1,052	1,051	1,051
$n_c, \text{об/мин}$	71,3	75,4	80,1	85,4	90,2
$n'_{min}, \text{об/мин}$	71,4	78,9	83,3	85,7	90,9
$n'_p, \text{об/мин}$	130,0	135,7	134,9	130,1	130,7
$n'_{max}, \text{об/мин}$	125,2	130,7	130,0	125,4	125,9
$Q_1 \cdot \eta_T, H_p$	101,6	106,0	105,4	101,7	102,1
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	1,19	1,34	1,51	1,53	1,53
$Q'_1, \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (H_{max})$	0,64	0,71	0,81	0,82	0,82
$Q'_1, \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (H_{min})$	0,49	0,55	0,62	0,70	0,78

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ40б-В

$D_1, \text{м}$	9	8,5	8	7,5	7,1
η_T	0,938	0,937	0,937	0,937	0,936
$N_a^*, \text{МВт}$	145,77	129,96	115,07	101,08	90,55
$Z_a^*, \text{шт}$	6,31	7,08	8,00	9,10	10,16
$Z_a, \text{шт}$	8	8	8	10	12
$N_a, \text{кВт}$	115,0	115,0	115,0	92,0	76,7
$n_c^*, \text{об/мин}$	1,049	1,049	1,048	1,048	1,047
$n_c, \text{об/мин}$	70,0	74,1	78,7	83,9	88,6
$n'_{min}, \text{об/мин}$	71,4	75	78,9	85,7	90,9
$n'_p, \text{об/мин}$	130,3	129,3	128,0	130,4	130,9
$n'_{max}, \text{об/мин}$	125,5	124,5	123,3	125,6	126,1
$Q_1 \cdot \eta_T, H_p$	101,8	101,0	100,0	101,9	102,3
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	1,19	1,34	1,51	1,38	1,28
$Q'_1, \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (H_{max})$	0,64	0,71	0,81	0,73	0,68
$Q'_1, \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (H_{min})$	0,49	0,55	0,62	0,70	0,79

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

В результате построения рабочих зон гидротурбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В остаются: ПЛ40а-В-850 с частотой вращения 78,9 об/мин, ПЛ40а-В-800 с частотой вращения 83,3 об/мин. Определим для данных диаметров высоты отсасывания и отметки установки рабочих колес. Отметку рабочего колеса для

обеспечения его бескавитационной работы находим по формуле:

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

где $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня в НБ при $Q_{\text{НБ}}$, соответствующем расчётному значению высоты отсасывания H_S .

Высоту отсасывания рассчитывают для трех наиболее опасных случаев и выбирают наибольшую: работа одного агрегата с N_p при НПУ, работа одного агрегата с N_p и H_p , работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_p и H_{\min} .

$$H_S = 10,33 - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma H - 1,5 + \Delta Z_{x,\text{пл.}}, \quad (3.14)$$

где $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка НБ при данном расходе;

$\Delta Z_{x,\text{пл.}}$ – разность отметок характерных плоскостей (для РО половина высоты направляющего аппарата);

σ – коэффициент кавитации.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Высоты отсасывания.

-	ПЛ40а-В	
$D_1, \text{м}$	8,5 м	8,0 м
$H_S(H_{\max}), \text{м}$	2,07	1,88
$H_S(H_p), \text{м}$	-4,28	-7,03
$H_S(H_{\min}), \text{м}$	-3,34	-5,90
$\nabla Z_{\text{п.к.}}, \text{м}$	99,64	99,45
$\nabla Z_{\text{п.к.}}, \text{м}$	93,91	91,17
$\nabla Z_{\text{п.к.}}, \text{м}$	94,76	92,21

Из анализа полученных вариантов была выбрана турбина ПЛ40а-В-850, т.к. турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для данного диаметра было найдено значение H_s которое обеспечивает бескавитационный режим.

Отметка установки РК: 93,91 м

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части

Для выбранной гидротурбины необходимо рассчитать спиральную камеру. Расчет круглых сечений спиральной камеры. Определена высота направляющего аппарата с ГУХ:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 8,5 = 3,4 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Основные параметры статора:

$$D_a = 12,7 \text{ м}, D_b = 11,15 \text{ м}, D_4 = 12,8 \text{ м}, R = 0,6 \text{ м}, h = 0,55 \text{ м}.$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры определяем по справочным зависимостям $v_{\text{ср}} = f(H)$, и принимаем $v_{\text{ср}} = 5,35 \text{ м/с}$. Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 505 \cdot \frac{210}{360} = 295 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{295}{5,35} = 55,1 \text{ м}^2. \quad (3.17)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{55,1}{3,14}} = 4,19 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad \text{где } k^2 = \frac{m_{\text{вх}}}{a_{\text{вх}}^2}. \quad (3.19)$$

$$b_i = m_i + b_0(20)r_k = r_a + m_i \cdot \operatorname{tg} 15^\circ. \quad (3.20)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \operatorname{ctg} \gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.21)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i. \quad (3.22)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \operatorname{tg} 15^\circ. \quad (3.23)$$

Отбрасывая один из корней, получаем

$$b_{\text{вх}} = 9,35 \text{ м.}$$

Сведем расчеты в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Координаты для построения спиральной камеры

ϕ	0	15	30	45	60	75	90	105
$r, \text{м}$	5,58	6,14	6,70	7,26	7,82	8,38	8,93	9,49
ϕ	120	135	150	165	180	195	210	
$r, \text{м}$	10,05	10,61	11,17	11,73	12,29	12,85	13,41	

3.2 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий. Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33}, \quad (3.24)$$

где $\tau_{\text{доп}} = 30 \div 35 \text{ Мпа};$

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент.

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 115000}{78,9} = 14,20 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (3.25)$$

Тогда:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 14,20}{35} \right)^{0,33} = 1,27 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляем в большую сторону до стандартного значения. Принимаем $D_e = 1,300 \text{ м.}$

3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

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

По нанограмме Я.Л. Духовного и Л.М.Шифрина [10] определяется тип маслонапорной установки: МНУ 12,5/1-40-12,5-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 12,5 м³, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом ГА 10/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м³ с 2 насосами.

3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [10] определяем тип ЭГР. Так как турбина РО, то выбираем ЭГР (для ГА с одним регулирующим органом). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК -МП-150-4.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

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

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

По карте-схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Тулун» 500 кВ.

По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с объединёнными блоками. На генераторном напряжении 13,8 кВ для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Согласно стандарту [14] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Ангарской ГЭС в качестве источников питания приняты:

- от подстанции «Ангарская» 35 кВ;
- от трансформаторов собственных нужд 6 и 0,4 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

4.2 Выбор трансформаторов

4.2.1 Синхронные генераторы

По исходным данным в ходе дипломного проектирования в части 3 «основное и вспомогательное оборудование» был выбран синхронный генератор СВ-1500/200-76 производства ОАО "Силовые машины".

Паспортные данные генератора СВ-1500/200-76 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-1500/200-76

Номинальная мощность		$U_{\Gamma \text{ном}}, \text{kV}$	$\cos \varphi_{\Gamma, \text{o.e.}}$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{\Gamma \text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$P_{\Gamma \text{ном}}, \text{МВт}$				x_d''	x_d'	x_d
127,8	115	13,8	0,85	0,97	0,15	0,20	0,52

4.2.2 Главные повышающие трансформаторы

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{115 - 115 \cdot 0,01}{0,8} = 134,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 400000/500 УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2– Каталожные данные трансформатора ТДЦ 400000/500 УХЛ1

$S_{\text{ном}}, \text{МВт}$	U_H, kV		$U_k, \%$	$\Delta P_k, \text{kВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{kВт}$	$I_x, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
400	525	13,8	13	790	315	0,4

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S_{\Gamma \text{ном}} = 0,01 \cdot 2 \cdot 134 = 2,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш - Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург) выбираются трансформаторы ТСЗ-4000/20 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3– Каталожные данные трансформатора ТСЗ-4000/20 УЗ

$S_{\text{ном}}, \text{МВт}$	U_H, kV		$U_k, \%$	$\Delta P_k, \text{kВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{kВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
4,3	13,8	6,3	7,5	33,5	3,85

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_g \cdot \left(\frac{P_g - P_{ch}}{\cos \varphi_g} \right) = 8 \cdot \frac{(115 - 0,01 \cdot 115)}{0,85} = 1072 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где n_g – количество генераторов на ГЭС;

P_g – активная мощность генератора;

P_{ch} – активная мощность потребляемая собственными нуждами с одного агрегата.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$P_{нат.} = 900 \text{ МВт}; K = 1,0; \cos \varphi_c = 0,9.$$

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n_l = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{нат.} / \cos \varphi_c)} = \frac{1072}{(1,0 \cdot 900 / 0,9)} = 1,10 \text{ шт.} \quad (4.4)$$

Принимается число ВЛ 500 кВ равным $n_l = 2 + 1 = 3$.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1072}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,41 \text{ кА.} \quad (4.5)$$

По величине тока выбираем провод марки АС – 300/66. Допустимый продолжительный ток $I_{доп} = 680 \text{ А}$. Каталожные данные провода марки АС – 300/66 представлены в таблице 4.4.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1072}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,62 \text{ кА.} \quad (4.6)$$

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

Таблица 4.4 – Каталожные данные провода марки АС – 300/66

Число проводов в фазе	$R_0 \text{Ом/км}$	$X_0 \text{Ом/км}$	$b_0, \text{См/км}$
3	0,034	0,31	0,000397

4.3.2 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 500 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-500 кВ: 7 (3 ВЛЭП 500 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя присоединениями на три выключателя (полуторная цепочка).

4.4 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в распределительные устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ

4.4.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах. Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,15 \cdot \frac{13,8^2}{127,8} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (4.7)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.8)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = 89,58 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{500^2}{500} = 500 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,yd} \cdot l = 0,31 \cdot 170 = 52,70 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{525} = 0,026. \quad (4.12)$$

Определим активные сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.

$$r_\Gamma = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,15}{0,045 \cdot 314} = 0,01 \text{ Ом.} \quad (4.13)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{500}{0,035 \cdot 314} = 45,50 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

$$r_L = r_{0,yd} \cdot l = 0,034 \cdot 170 = 5,78 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0,79 \cdot \frac{525^2}{400^2} = 1,36 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

4.4.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ

Ниже представлены таблицы с внесёнными в RastrKZ исходными данными (таблица 4.5, 4.6, 4.7).

Таблица 4.5 – Исходные данные по узлам

Номер	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ
1	Г1	14
2	Г2	14
3	Г3	14
4	Г4	14
5	Г5	14
6	Г6	14
7	Г7	14
8	Г8	14
9	TP1	14

Окончание таблицы 4.5

Номер	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ
10	TP2	14
11	TP3	14
12	TP4	14
13	КРУЭ 500	500
14	Система	500

Таблица 4.6– Исходные данные по ветвям

Тип	Узел начала	Узел конца	Название	$R_{\text{ом}}$	$X_{\text{ом}}$	Коэффициент трансформации
Выкл	1	9	Г1 – ТР1	-	-	-
Выкл	2	9	Г2 – ТР1	-	-	-
Выкл	3	10	Г3 – ТР2			
Выкл	4	10	Г4 – ТР2			
Выкл	5	11	Г5 – ТР3	-	-	-
Выкл	6	11	Г6 – ТР3	-	-	-
Выкл	7	12	Г7 – ТР4			
Выкл	8	12	Г8 – ТР4			
Тр-р	9	13	ТР1 – КРУЭ 500	1,36	89,58	0,026
Тр-р	10	13	ТР2 – КРУЭ 500	1,36	89,58	0,026
Тр-р	11	13	ТР3 – КРУЭ 500	1,36	89,58	0,026
Тр-р	12	13	ТР4 – КРУЭ 500	1,36	89,58	0,026
ЛЭП	13	14	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	5,78	52,70	
ЛЭП	13	14	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	5,78	52,70	
ЛЭП	13	14	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	5,78	52,70	

Таблица 4.7– Исходные данные по генераторам

Название	Номер узла	r , Ом	x , Ом	r_2 , Ом	x_2 , Ом	r_0 , Ом	x_0 , Ом	E , кВ
Г1	1	0,010	0,22	0,010	0,22	0,010	0,22	15,59
Г2	2	0,010	0,22	0,010	0,22	0,010	0,22	15,59
Г3	3	0,010	0,22	0,010	0,22	0,010	0,22	15,59
Г4	4	0,010	0,22	0,010	0,22	0,010	0,22	15,59
Г5	5	0,010	0,22	0,010	0,22	0,010	0,22	15,59
Г6	6	0,010	0,22	0,010	0,22	0,010	0,22	15,59
Г7	7	0,010	0,22	0,010	0,22	0,010	0,22	15,59
Г8	8	0,010	0,22	0,010	0,22	0,010	0,22	15,59
Система	9	45,50	500,0	45,50	500,0	45,50	500,0	525,0

Результаты расчётов короткого замыкания представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8– Результаты расчёта

Точка КЗ	П1	$I_{n0}^{(3)}$, кА	$I_{n0}^{(1)}$, кА
К-1 (шины 500 кВ) 1ф	13	24,0	37,34
К-2 (шины 500 кВ) 3ф	13	16,02	24,92
К-3 (генератор 13,8 кВ) 3ф	1	81,81	127,27

4.5 Выбор электрических аппаратов

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

значительной степени зависит надёжность её работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов – обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются:

- потери в токоведущих частях, обмотках, контактах;
- потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных;
- потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

4.5.1 Определение расчетных токов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г813,8 кВ:

$$I_{\Gamma, \text{раб.макс}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma, \text{ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{ном}}} = \\ = 1,05 \cdot \frac{127,8}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5910 \text{ А.} \quad (4.17)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-250000/500:

$$I_{\text{T1-T4,раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{T,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{T,ном}}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 525} = 275 \text{ А.} \quad (4.18)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 500 кВ:

$$I_{\text{Л1-Л3,раб.макс}} = \frac{S_{\text{раб.макс}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1072}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 500} = 410 \text{ А.} \quad (4.19)$$

$$I_{\text{Л1-Л3,раб.утж}} = \frac{S_{\text{раб.макс}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1072}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 500} = 620 \text{ А.} \quad (4.20)$$

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

$$I_{\text{TCH,раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{TCH,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{TCH,ном}}} = 1,05 \cdot \frac{4,0}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 176 \text{ А.} \quad (4.21)$$

4.5.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}$; $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,max}}$; $B_{\text{k,норм}} \geq B_{\text{k,расч}}$. Используя каталоги производителей ОАО ВО «Электроаппарат» и ЗАО «ВЗВА» выбираем элегазовый выключатель ВГГ-20/12500 УЗ и разъединитель РВРЗ-20/12500 УЗ (Таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору выключателя и разъединителя.

Расчётные данные	Выключатель ВГГ-20/12500 УЗ	Разъединитель РВРЗ-20/12500 УЗ
$U_{\text{сети,ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma,\text{раб}} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{n0}} = 81,81 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{T,ст}} = 125 \text{ кА}$
$I_y = 127,27 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 315 \text{ кА}$
		$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{k,расч}} = I_{\text{n0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{p3}}) =$ $= 81,81^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 602,36 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 125^2 \cdot 3 = 46875 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20/12500 УЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 81,81 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 86,94 \text{ кА.} \quad (4.22)$$

$$\frac{i_{a\tau}}{I_{\text{но}}} \cdot 100\% = \frac{49,57}{46,64} \cdot 100\% = 72\% < 90\%. \quad (4.23)$$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических

сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

4.5.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТОЛ-20. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТОЛ-20 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10–Проверка трансформатора тока ТОЛ-20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma,\text{раб}} = 5630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–20УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

4.5.4 Выбор выключателей и разъединителей 500 кВ

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость. Расчетное значение сравнивается с параметром, данным в каталоге.

T155 марки АО ВО «Электроаппарат» – вакуумный выключатель с пружинным приводом, компании «Контакт». Параметры выключателя представлены в таблице 4.12. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 500 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору ячейки КРЭ 500 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети,ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 640 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{n0} = 24,0 \text{ кА}$	$I_{\text{ном,откл}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 37,34 \text{ кА}$	$i_{\text{пр,скв}} = 164 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{pz}}) = 24,0^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 23,04 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,расч}} = I_{\Gamma}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{pz}}) = 63^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 158,8 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.13 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 500 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

Согласно ПУЭ, трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПН-П-500/220/10 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

5 Релейная защита и автоматика

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-1500/200-76:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 400000/500/13,8:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;

- Защита от перегрева масла;
- Защита от перегрева обмотки.

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 500 кВ:

- Основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
 - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

5.2 Параметры защищаемого оборудования

Параметры защищаемого оборудования представлены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип	СВ 1500/200-76 УХЛ4	
мощность номинальная	полная, МВА	127,8
	активная, МВт	115
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		78,9
номинальный ток статора, кА		5347
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1245
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		175
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,52
	переходное X'_d	0,20
	сверхпереходное X''_d	0,15
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,051

Окончание таблицы 5.1

емкость обмотки статора, мкФ		1,03
соединение фаз обмотки статора		Звезда
количество выводов генератора	главных	3
	нейтральных	3
режим работы нейтрали		Изолированная нейтраль

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ 400000/500/13,8
мощность номинальная, МВА	400
номинальное напряжение, кВ	ВН: 525; НН: 13,8.
напряжение короткого замыкания, %	13,0
группа соединений	Δ/Y – 11

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-4000/20 УЗ
мощность номинальная, кВА	4000
номинальное напряжение, кВ	ВН: 13,8; НН: 6,3.
напряжение короткого замыкания, %	7,5
группа соединений	Δ/Y – 11

5.3 Расчет номинальных параметров

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{127800}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 5347 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{ном Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном} \cdot K_{\text{cx}}}}{n_{\text{TT}}} = \frac{5347 \cdot 1}{6000/5} = 4,456 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ном ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном Т}}}{U_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{400000}{525 \cdot \sqrt{3}} = 440 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{(2)\text{HOM}} = \frac{I_{\text{HOM}}}{n_{\text{TT BH}}} = \frac{440}{500/5} = 4,4 \text{ A.} \quad (5.4)$$

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{HH TE}} = \frac{I_{\text{HOM POT}}}{1,2255} = \frac{1245}{1,2255} = 1016 \text{ A.} \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{TE}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{HH TE}} \cdot I_{\text{HH TE}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1016 = 704 \text{ A.} \quad (5.6)$$

Принимает трансформатор ТСЗ-1100/15.

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 13,8 кВ:

$$I_{\text{BH TE}} = \frac{S_{\text{HOM TE}}}{U_{\text{nom}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 41,84 \text{ A.} \quad (5.7)$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{ном}} = 5347 \text{ A.}$

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

$$I_{\text{НБ(H)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5347 = 267 \text{ A,} \quad (5.8)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP},0} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(H)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.9)$$

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

Принимаем уставку:

$$I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 5347 = 802 \text{ A.} \quad (5.10)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{HB(KZ)} = K_{AP} \cdot f_i \cdot K_{ODN} \cdot I_{MAX}, \quad (5.11)$$

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

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

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

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

$$I_{MAX} = \frac{E''_r}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,15} \cdot 5347 = 40281 \text{ A.} \quad (5.12)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.10):

$$I_{HB(KZ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 40281 = 4028,1 \text{ A.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{HB(KZ)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{4028,1 \cdot 2}{40281}, \quad (5.13)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.14)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.15)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

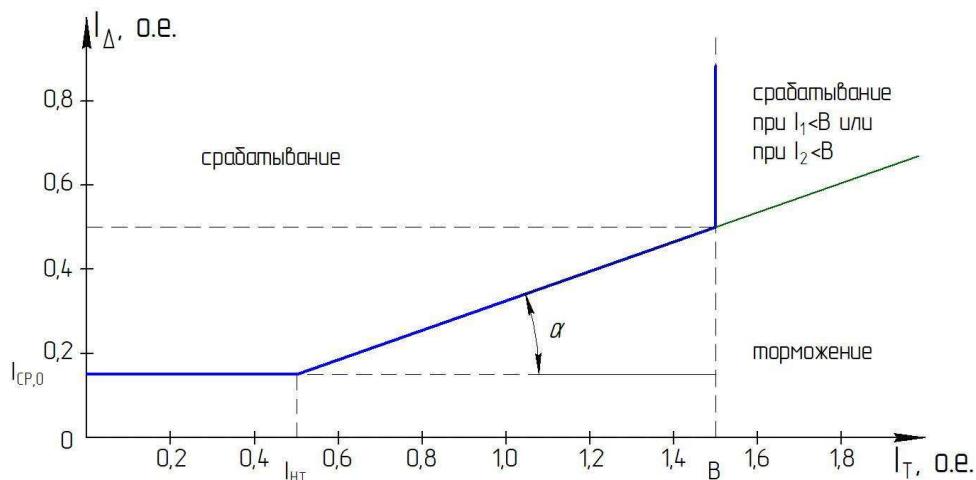


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Поперечная дифференциальная защита ($I\Delta>$)

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора (при трёхслойной обмотке генератора).

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях, и в соответствии с Руководящими Указаниями по релейной защите может быть принят:

$$I_{CP} = 0,2 \cdot I_{\text{ном.г.}} = 0,2 \cdot 5347 = 1069 \text{ A.} \quad (5.16)$$

5.4.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны главных выводов. Данный орган измеряет напряжение $3U_0$ со стороны линейных выводов при помощи соединения трансформаторов по схеме «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.

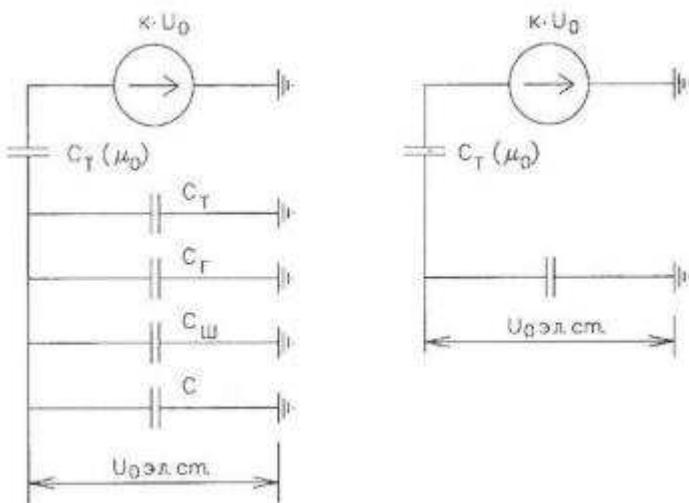


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 1,03 + 0,008 + 0,56 = \\ = 1,61 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.17)$$

где 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 – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

$$U_{0\text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.18)$$

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

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

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

Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{ном ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ.} \quad (5.19)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,61 \cdot 10^{-6} = 12,1 \text{ А.} \quad (5.20)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ (по формуле 5.18):

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,61} = 466 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 466}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}, \quad (5.21)$$

$$U_{CP} \geq 9,23,$$

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 31,25\%. \quad (5.22)$$

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

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

5.4.4 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.23)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.24)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

5.4.5 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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.25)$$

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:

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

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: $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$;

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 5347 = 374 \text{ A} (0,07 \cdot I_H). \quad (5.27)$$

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 $t_{\text{МАКС}} = 500 \text{ с}$.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18. \quad (5.28)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.29)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H = 802 \text{ A} (0,15 \cdot I_H). \quad (5.30)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{2\text{пуск}}^2} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711 \text{ с.} \quad (5.31)$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}. \quad (5.32)$$

$$A_{\text{ИО}} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.33)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{Н}}$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

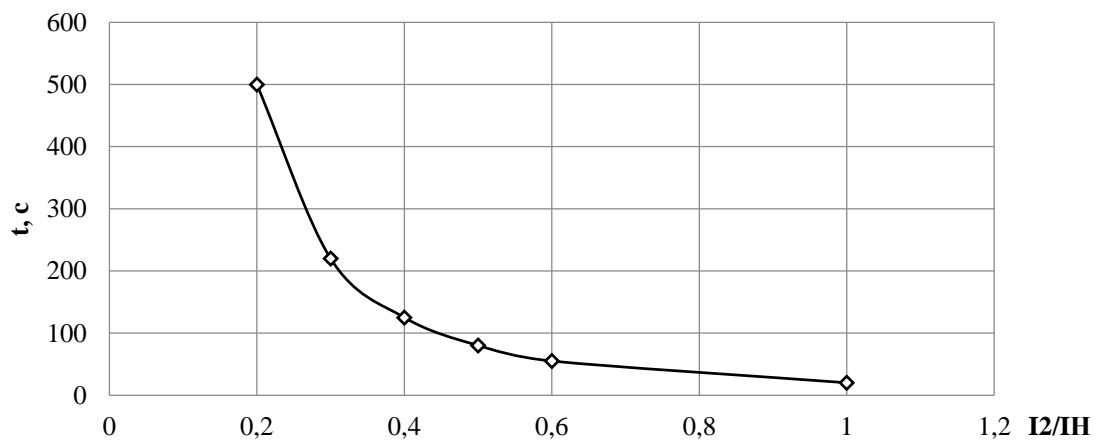


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: t мин. = 16 с, t макс. = 500 с.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

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

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2\text{C.3.}}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d*}'' + x_{\text{л*}} + x_{T*})} = \\ = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (217,1 + 0,024 + 0,041)} = 0,0018 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

$$x_{d*}'' = x_d'' \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,15 \left(\frac{525}{13,8} \right)^2 = 217,1 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

$$x_{\text{л*}} = x_{0\text{ уд}} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{ном}}^2} = 0,31 \cdot 170 \cdot \frac{127,8}{525^2} = 0,024 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

$$x_{T*} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{127,8}{400} = 0,041 \text{ Ом.} \quad (5.37)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2\text{C.3.}}^* = I_{2\text{C.3.}}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0018 \cdot 2 \cdot \frac{525}{13,8} = 0,14 \text{ о.е.} \quad (5.38)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$\begin{aligned} I_{2\text{C.3.}}^* &\leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d*}'' + x_{T*})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (217,1 + 0,041)} = \\ &= 0,0018 \text{ о.е..} \end{aligned} \quad (5.39)$$

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 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{H}} \cdot I_{\text{H}}}{K_{\text{B}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.40)$$

где $K_{\text{H}} = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{B}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{H}}. \quad (5.41)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристики обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристики обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

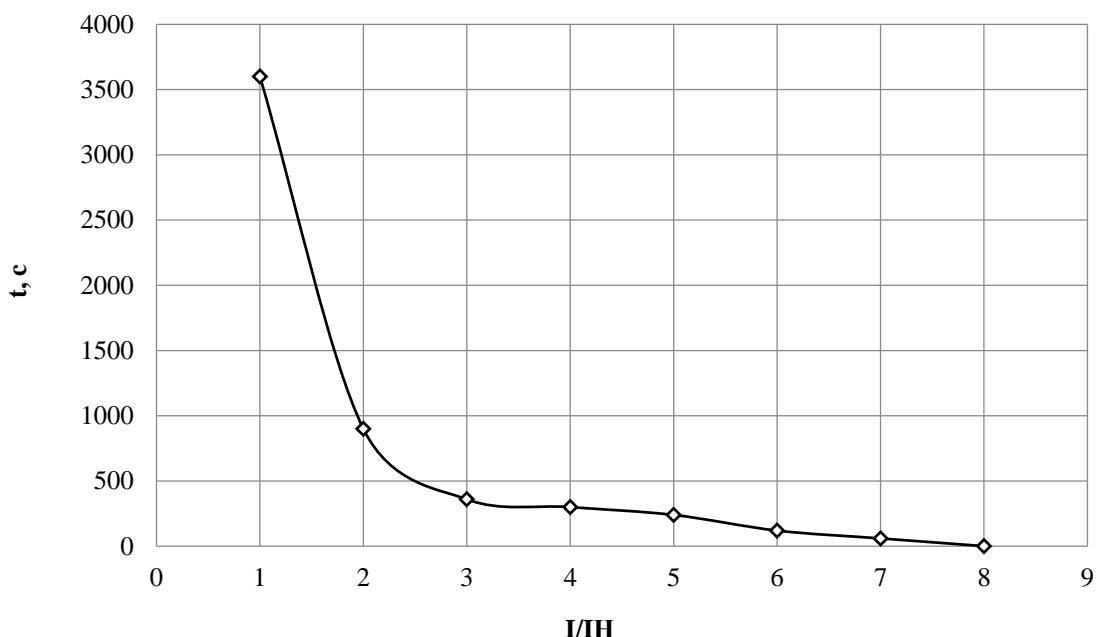


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{OTC}} = \frac{1,4 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.42)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot \frac{13800}{100}} = 66 \text{ В.} \quad (5.43)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 89,6 + \frac{0,8}{5} \cdot 53,01 = 80,2 \text{ Ом,} \quad (5.44)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ.

$$Z_T = \frac{0,13 \cdot 525^2}{400} = 89,6 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{ o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{127,8}{127,8} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{127,8}{525^2} \cdot 53,01 = 0,11.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,11 \cdot 1,49 = 0,16 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{127,8} = 1,49$ – базисное сопротивление.

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,16 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 1,39 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,39 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5347} = 1,49 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = 2,05, \quad (5.48)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,05} = 0,46 \text{ о. е..} \quad (5.49)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,05} = 0,44. \quad (5.50)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 70^\circ$. Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,46}{1,1} = 0,42 \text{ о. е..} \quad (5.51)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,42 \cdot \frac{13,8^2}{127,8} = 0,63 \text{ Ом.} \quad (5.52)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,63 \cdot 6000/5}{13800/100} = 5,5 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 5,5 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,21 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,83 \text{ Ом}$.

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 500 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.

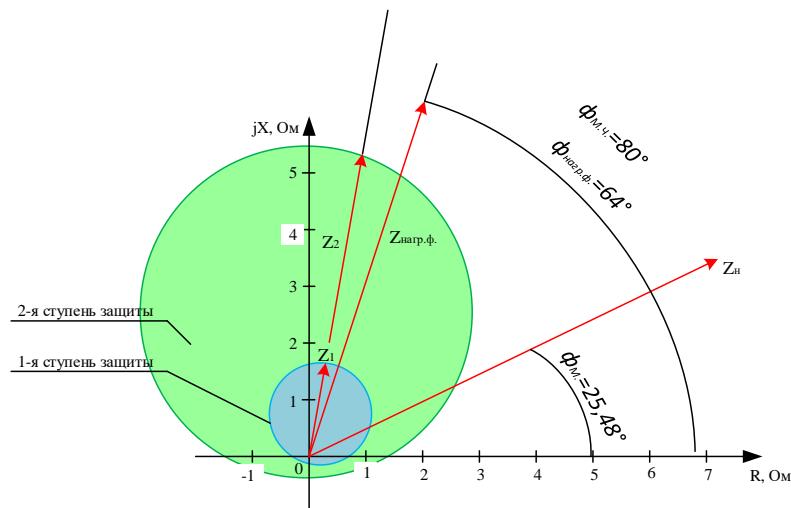


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита состоит из трех органов:

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

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.54)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.55)$$

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

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

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

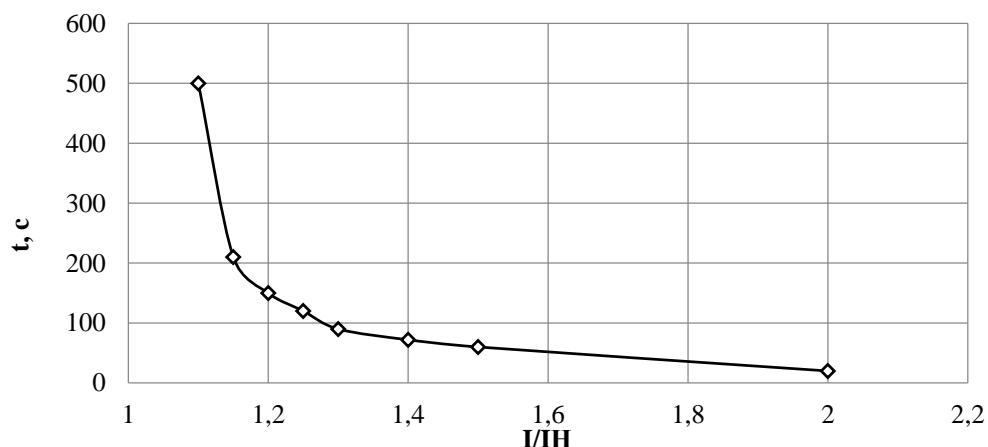


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.56)$$

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

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, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА» ЭКРА 300 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

6 Состав и компоновка сооружений

6.1 Исходные данные

Задачей данного раздела дипломного проекта является проектирование бетонной гравитационной водосбросной плотины на скальном основании. При проектировании в дипломном проекте плотины должны выполняться следующие требования:

- 1) Обеспечение устойчивости на сдвиг при сохранении прочности основания;
- 2) Получение наименьшего значения фильтрационного противодавления при обеспечении фильтрационной прочности основания;
- 3) Гашение избыточной энергии сбрасываемого водного потока;
- 4) Обеспечение прочности.

Для проектирования гидротехнических сооружений имеются следующие исходные данные:

- 1) План реки в створе плотины;
- 2) Геологический разрез по створу плотины (Приложение Г);
- 3) Физико-механические характеристики грунта основания;
- 4) Зависимость между уровнями и расходами воды в бытовых условиях;
- 5) Характерные бытовые расходы воды:
 - a) максимальный основной расход – 5007,00 м³/с;
 - b) максимальный поверочный расход – 5930,00 м³/с;
- 6) Отметки:
 - a) нормального подпорного уровня (НПУ) – 138,00 м;
 - b) форсированного уровня воды (ФПУ) – 140,00 м;
 - c) отметка дна – 96,40 м;
- 7) Назначение гидроузла: энергетический;
- 8) Расход через 1 ГА (Q_1 ГА): 359 м³/с;
- 9) Количество ГА – 9 шт.

6.2 Состав и компоновка сооружений гидроузла

В состав сооружения входят: водосбросная бетонная плотина гравитационного типа; станционная часть плотины; левобережная бетонная плотина; приплотинное здание ГЭС; грунтовая плотина.

6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ($H=41,6$ м) и типа грунтов оснований (скальное основание – известняк) [31], присвоен: III.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [31]. По установленной мощности ($N=920$ МВт), присвоен: II.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнических сооружений, 79058 человек (город Усолье-Сибирское), что более 20000), присвоен: I.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это I класс.

6.3.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla_{\Gamma\Pi} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + a + \Delta h_{set}, \quad (6.1)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны расчётной обеспеченностью 1%;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

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

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos\alpha, \quad (6.2)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра, при $V=25$ м/с $k_w = 2,55 \cdot 10^{-6}$;

V – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с; L – длина разгона волны, м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, $\alpha = 0$;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{138,00 - 96,40}{2} = 20,80 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле (6.2):

$$\Delta h_{set} = \frac{2,55 \cdot 10^{-6} \cdot 25^2 \cdot 4100}{9,81 \cdot (20,8 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,035 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 4500}{25^2} = 71, \quad (6.4)$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{25} = 8476, \quad (6.5)$$

где t – период развития волн на водохранилище, $t = 6$ ч.

Далее по графику [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$.

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} .

- Определяемые значения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,016,$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,08,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,45,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,0.$$

Из полученных значений выбираем минимальные.

Отсюда:

$$\bar{h} = \frac{0,016 \cdot V^2}{g} = \frac{0,016 \cdot 25^2}{9,81} = 1,02 \text{ м.} \quad (6.6)$$

$$\bar{T} = \frac{1,45 \cdot V}{g} = \frac{1,25 \cdot 25}{9,81} = 3,70 \text{ с.} \quad (6.7)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,70^2}{2 \cdot 3,14} = 21,33 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \overline{\lambda_d}. \quad (6.9)$$

$20,8 > 10,66$ т.е. условие глубоководности выполняется.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.10)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [32], $K_i = 2,0$.

По формуле (6.11):

$$h_{1\%} = 1,03 \cdot 2,0 = 2,04 \text{ м.}$$

Отметка гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla ГБП = 138,00 + 2,04 + 0,035 + 0,83 = 140,90 \text{ м.}$$

Таким образом, за отметку гребня плотины принимаем $\nabla ГБП = 140,40 \text{ м.}$

6.3.2 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

6.3.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Для определения ширины водосливного фронта необходимо определить расчётный максимальный расход. Для первого класса капитальности, таким расходом является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$\begin{aligned} Q_p &= Q_{max.osn.} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{cp}} = \\ &= 5007 - (8 - 2) \cdot 359 - \frac{15,78 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = \end{aligned} \quad (6.11)$$

$$= 1838 \text{ м}^3/\text{с},$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 0,1% обеспеченности;

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

$t_{\text{ср}}$ – время сработки (4 месяца);

$Q_{\text{ГЭС}}$ – допустимый расход через гидроагрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов ($n-1$) при числе агрегатов до 6 включительно [3], $Q_{\text{ГА}}$ – расход через 1 агрегат, $359 \text{ м}^3/\text{с}$.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{п.осн.}}}{q_B} = \frac{1838}{40,63} = 45,23 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где q_B – удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 32,5 = 40,63 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.13)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [\nu_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5,0 \cdot 6,5 = 32,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q=f(H)$, УНБ = 102,90 м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 102,90 - 96,40 = 6,5 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где $[\nu_h]$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,0 м/с.

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 10 \text{ м}$, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{45,23}{10} = 4,23 \approx 5. \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 10 \cdot 5 = 50 \text{ м}. \quad (6.17)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского $\delta_B = 0,16 \cdot b + (0,5 - 2) \text{ м} = 0,25 \cdot 10 + 1,5 = 4 \text{ м}$. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 50 + (5 - 1) \cdot 4 = 66 \text{ м.} \quad (6.18)$$

6.3.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1838}{0,49 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,59 \text{ м,} \quad (6.19)$$

где m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А, $m = 0,49$ (см. рис 6.1.);

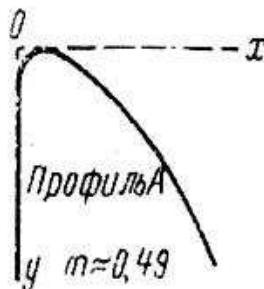


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова тип А

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

$$\begin{aligned} H_{02} &= \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \\ &= \left(\frac{1838}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,941 \cdot 1 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,87 \text{ м,} \end{aligned} \quad (6.20)$$

где ε –коэффициент бокового сжатия;

σ_n –коэффициент подтопления, $\sigma_n = 1$.

Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b} = 1 - \frac{0,2 \cdot 6,59 \cdot 0,45}{10} = 0,941, \quad (6.21)$$

где ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка [33], $\xi_0=0,45$.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 6,87 - \frac{1,1 \cdot 0,669^2}{2 \cdot 9,81} = 6,84 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине.

Скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$\begin{aligned} v_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n - 1)\delta_B)} = \\ &= \frac{1838}{(138 - 96,40)(50 + (5 - 1) \cdot 4)} = 0,669 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (6.23)$$

где δ_B – толщина быка, которая была принята ранее;

α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$.

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [36] $H_{ct} = 7,0$ м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{ct} = 138,0 - 7,0 = 131,0 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} - 1,6 \cdot H_{ct} = 131,0 + 1,6 \cdot 7 = 142,4 \text{ м}. \quad (6.25)$$

Сравнивая с отметкой 140,9 полученной в пункте 6.3.1, приминаем итоговую отметку гребня плотины 142,4 метров, так как она больше.

6.3.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$\begin{aligned} Q_{\text{р.пов}} &= Q_{\text{пов.max}} - Q_{\text{ГЭС}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \\ &= 5930 - (8 - 2) \cdot 359 - \frac{15,78 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = \\ &= 2761 \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned} \quad (6.26)$$

где $Q_{\max \text{повер}} -$ максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений.

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$\begin{aligned} H_{01 \text{пов.}} &= \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \\ &= \left(\frac{2761}{0,49 \cdot 65 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,65 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.27)$$

Полный напор на водосливе:

$$\begin{aligned} H_{02 \text{пов.}} &= \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m_{\text{пов}} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \\ &= \left(\frac{2761}{0,505 \cdot 1 \cdot 0,922 \cdot 1 \cdot 65 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,94 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.28)$$

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot 8,65 \cdot 0,45}{10} = 0,922.$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая. Скорость подхода потока к плотине:

$$\begin{aligned} V_{0 \text{ пов.}} &= \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot B} = \\ &= \frac{2761}{(140 - 96,4) \cdot (50 + (5 - 1) \cdot 4)} = 0,959 \text{ м/с,} \end{aligned} \quad (6.29)$$

где $\nabla \Phi \text{ПУ} -$ отметка форсированного подпорного уровня.

Предварительно отметку $\Phi \text{ПУ}$ принимаем равной 170 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$\begin{aligned} H_{\text{пов.}} &= H_{02 \text{ пов.}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов.}}^2}{2g} = \\ &= 8,94 - \frac{1,1 \cdot 0,959^2}{2 \cdot 9,81} = 8,89 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.30)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi_{ПУ} = \nabla\Gamma B + H_{пов} = 131 + 8,89 = 139,89 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Расчётная отметка $\nabla\Phi_{ПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно, отметки $\nabla\Phi_{ПУ}$ равной 140,0 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

6.3.2.4 Построение профиля водосливной грани

В таблицу 6.1 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ct} = 7,0$ м.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,882	15	9,8	3,948	29	19,6	17,234
2	0,7	0,252	16	10,5	4,627	30	20,3	18,27
3	1,4	0,049	17	11,2	5,348	31	21	19,768
4	2,1	0	18	11,9	6,111	32	21,7	21,091
5	2,8	0,042	19	12,6	6,909	33	22,4	22,449
6	3,5	0,189	20	13,3	7,756	34	23,1	23,835
7	4,2	0,42	21	14	8,645	35	23,8	25,263
8	4,9	0,7	22	14,7	9,583	36	24,5	26,726
9	5,6	1,022	23	15,4	10,556	37	25,2	28,217
10	6,3	1,386	24	16,1	11,571	38	25,9	29,743
11	7	1,792	25	16,8	13,258	39	26,6	31,297
12	7,7	2,247	26	17,5	13,72	40	27,3	32,886
13	8,4	2,758	27	18,2	14,854	41	28	34,45
14	9,1	3,325	28	18,9	16,023	42	28,7	36,02

Профиль оголовка плотины представлен на рисунке 6.2.

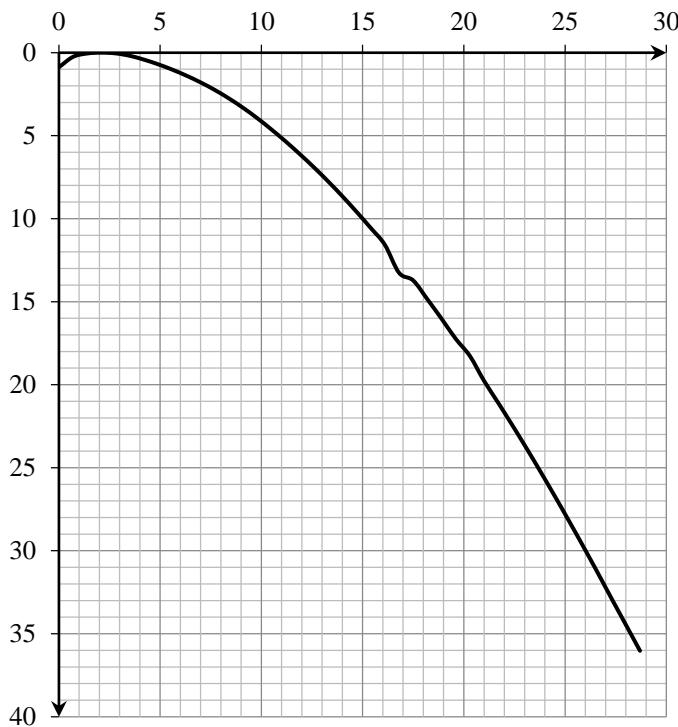


Рисунок 6.2– Профиль оголовка плотины

6.3.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

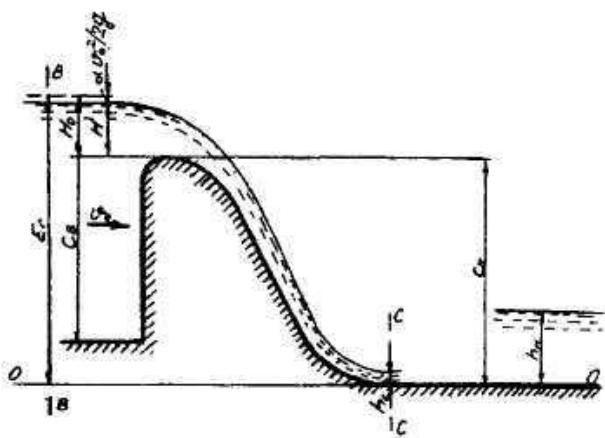


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяем критическую глубину:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{och,max}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1838^2}{9,81 \cdot (66)^2}} = 4,43 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 138 - 96,40 = 41,60 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{41,60}{4,43} = 9,39 \text{ м.} \quad (6.34)$$

По графику [33, рис. 9-55] определяем глубину h_c в сжатом сечении и глубину \bar{h}_c - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,25$ и $\bar{\xi}_c = 2,73$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,25 \cdot 4,43 = 1,11 \text{ м.} \quad (6.35)$$

$$\bar{h}_c = \bar{\xi}_c \cdot h_{\text{кр}} = 2,73 \cdot 4,43 = 12,09 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Глубина в НБ при $Q_p=5007 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{\text{НБ}} = 6,5 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c > h_{\text{НБ}}$).

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. Так как высота плотины выше 40 метров (высота плотины 49 метров), и она находится на скальном основании (известняк), то принимаем гашение энергии способом свободно отбрасываемой струей.

6.3.2.6 Гашение энергии свободно отброшенной струей

Высота от дна до носка:

$$a = h_{\text{НБ}} + (1 - 2) \text{ м} = 7,0 + 2,0 = 9,0 \text{ м,} \quad (6.37)$$

где $h_{\text{НБ}} = 7,0 \text{ м}$ – глубина в НБ при $Q = 0,01\%$.

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 96,4 + 9,0 = 105,4 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 138,0 - 105,4 = 32,6 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 32,6} = 22,76 \text{ м/с}, \quad (6.40)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{27,84}{22,76} = 1,22 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{22,76^2}{9,81 \cdot 1,22} = 43,17. \quad (6.42)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.43)$$

где K_a – Коэффициент аэракции, $K_a = 0,8$, при числе фруда $Fr > 35$;
 α – угол наклона носка, $\alpha = 35^\circ$.

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 138,0 - 96,4 = 41,6 \text{ м.} \quad (6.44)$$

$$L = 0,8 \cdot 32,6 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30^\circ) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{41,6}{32,6} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = \\ = 53,8 \text{ м.}$$

Проверим на выполнение условия $L > 0,5 \cdot z_0$.

$$53,8 > 0,5 \cdot 41,6,$$

$53,8 > 20,8$ – условие выполняется.

Глубина размыва – яма:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}. \quad (6.45)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{H}}. \quad (6.46)$$

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{43,17}) \cdot \sqrt{43,17} \cdot \sqrt[4]{\frac{6,5}{1}} \cdot 1,22 = 16,1.$$

$$h_{\text{раз}} = 16,1 - 6,5 = 9,6 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}. \quad (6.47)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{H}} \cdot cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{H}}^2 \cdot cos^2\alpha}}. \quad (6.48)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,22 \cdot cos 30^\circ + 9,0 - 6,5)}{22,76^2 \cdot cos^2 30^\circ}} = 0,49.$$

$$L_1 = 53,8 + \frac{16,09}{0,49} = 86,9 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва:

$$b_{\text{раз}} = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot H_{\text{p}} = 2,5 \cdot 4,43 + 3,7 \cdot 9,6 = \\ = 46,55 \text{ м.} \quad (6.49)$$

6.3.2.7 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для аварийных сбросов в зимний период. Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{\text{п.в.}} = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}}}{t_{\text{сраб}}} = \frac{1578000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 1015 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.50)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле (6.57):

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{бо}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{бо}}} . \quad (6.51)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие; напор над центром выходного отверстия;

$\omega_{\text{бо}}$ – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное четырем.

Тогда расход через одно водопропускное отверстие:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{п.в.}}}{4} = 253,75 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} . \quad (6.52)$$

Для того, чтобы определить $H_{\text{бо}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска.

Предварительно принимаем высоту отверстия $h=3,5$ м, отметку донного отверстия 96,4 м.

Тогда отметка над центром выходного отверстия:

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 96,4 + \frac{h}{2} = 98,15 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Напор над центром выходного отверстия.

$$H_{\text{бо}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 138,0 - 98,15 = 39,85 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{бо}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{бо}}}} = \frac{253,75}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 39,85}} = 11,34 \text{ м}^2 . \quad (6.55)$$

Так как высота отверстия 3,5 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{бо}}}{h} = \frac{11,34}{3,5} = 3,24 \text{ м}^2 . \quad (6.56)$$

Округлим до 3,5 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна:

$$\omega_{\text{бо}} = b \cdot h = 3,5 \cdot 3,5 = 12,25 \text{ м}^2 . \quad (6.57)$$

6.4 Конструирование бетонной плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (гранит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Заложение низовой грани принято равным $m=0,7$.

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 138,0 - 93,4 = 44,6 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Отметку подошвы плотины заглубляем в основание на 3 метра:

$$\nabla \text{под} = \nabla \text{дна} - 3,0 = 96,4 - 3,0 = 93,4 \text{ м,} \quad (6.59)$$

где $\nabla \text{дна} = 96,4 \text{ м.}$

Определим ширину подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 44,6 = 31,0 \text{ м.} \quad (6.60)$$

6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

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

Расстояние меж.секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании быть не более 30 м. Принимаем расстояние между швами равным 19 метров. Швы для водосливной плотины устраиваем по оси быка.

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

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_{\text{в}} = 10 + 4 = 14 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где b_c –ширина секции с учетом разрезного быка;

b –ширина пролета в свету;

$\delta_{\text{в}}$ –толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

6.4.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 2.1). Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов. Ширину паза рабочего и ремонтного затворов принимаем 1 м, ремонтный затвор располагаем на расстоянии 1,5 от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ в рабочем затворе.

6.4.4 Устои

Применим 1 раздельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС и 1 раздельный устой для отделения водосливной плотины от донных водосбросов.

6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматриваются вертикальные дрены, которые имеют выходы в продольные галереи.

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{\text{др}}$ необходимо принимать не менее минимально допустимого, которое равно 2 м, и при соблюдении следующего условия:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_{\text{max}} \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}} = \frac{41,6 \cdot 1,25}{25} = 2,08 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для второго класса принимается равным 1,25;

$J_{cr.m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины;
 H_{max} – напор над расчетным сечением.

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 138,0 - 93,4 = 41,6 \text{ м.} \quad (6.63)$$

Таким образом, a_{dp} принимается равным 3,1 м, что удовлетворяет условию $a_{dp} \geq 2,08$ м.

6.4.6 Галереи в теле плотины

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

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 3,0 м, высотой – 3,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,5 м, высотой – 4,0 м.

6.5 Элементы подземного контура плотины

В скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 6.4.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 31,0 = 3,1 \text{ м,} \quad (6.64)$$

где B – ширина подошвы плотины

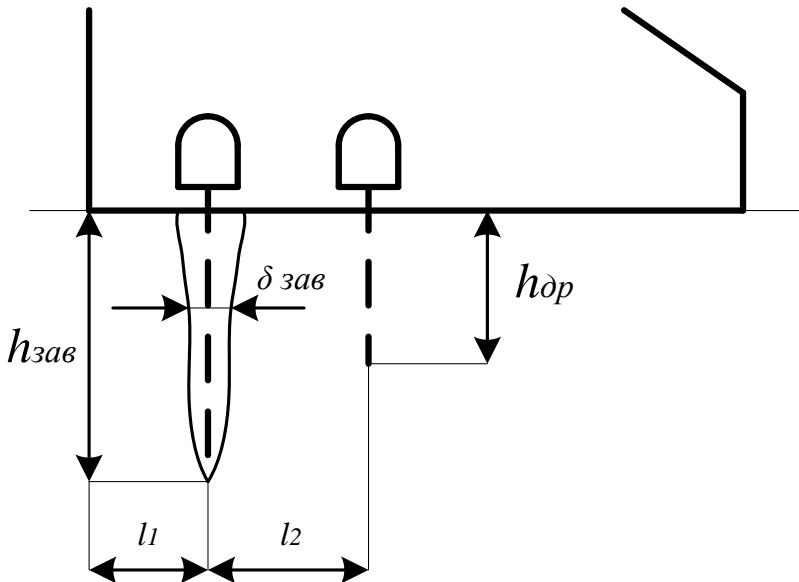


Рисунок 6.4 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 5,0$ м.

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 41,6 \approx 22 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{kp}} \cdot \gamma_n = \frac{24,3 \cdot 1,25}{15} = 1,9 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.,} \quad (6.66)$$

где $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБвхк}) \cdot 0,6 = 24,3$ м – потери напора на цементационной завесе;

$J_{kp} = 15$ критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,25$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 22 \approx 11 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

6.6 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.

6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 922,4 \text{ м}^2.$$

$$S_6 = 1112,5 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$\begin{aligned} G_{\text{пл}} &= \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \\ &= \frac{922,4 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 4} = 15512,13 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.68)$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 4,74 м.

Вес быка и точку его приложения определию аналогичным образом:

$$\begin{aligned} G_6 &= \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \\ &= \frac{1112,5 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{10 + 4} = 7483,63 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.69)$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 5,83 м.

Вес плоского затвора:

$$\begin{aligned} Q_3 &\approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = \\ &= 0,055 \cdot 95,0 \cdot \sqrt{95,0} \cdot 9,81 = 499,59 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.70)$$

где f – площадь затвора:

$$\begin{aligned} f &= (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = \\ &= (140,0 - 131,0 + 0,5) \cdot 10 = 95,0 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.71)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{499,59}{10 + 4} = 35,69 \frac{\text{kH}}{\text{m}}. \quad (6.72)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа НПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 44,6^2}{2} = 9756,83 \text{ кН/м}. \quad (6.73)$$

$$H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 138,0 - 93,4 = 44,6 \text{ м}. \quad (6.74)$$

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,1^2}{2} = 82,45 \text{ кН/м}. \quad (6.75)$$

$$H_H = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ПОД} = 97,5 - 93,4 = 4,1 \text{ м}. \quad (6.76)$$

6.6.3 Взвешивающее и фильтрационное давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [35], схема представлена на рисунке 6.5.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 250 - 135,7 = 114,3 \text{ м}. \quad (6.77)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой и дренажом:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40. \quad (6.78)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20. \quad (6.79)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 40,5 = 16,2 \text{ м.}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot 40,5 = 8,1 \text{ м.}$$

$$H_t = 4,1 \text{ м.}$$

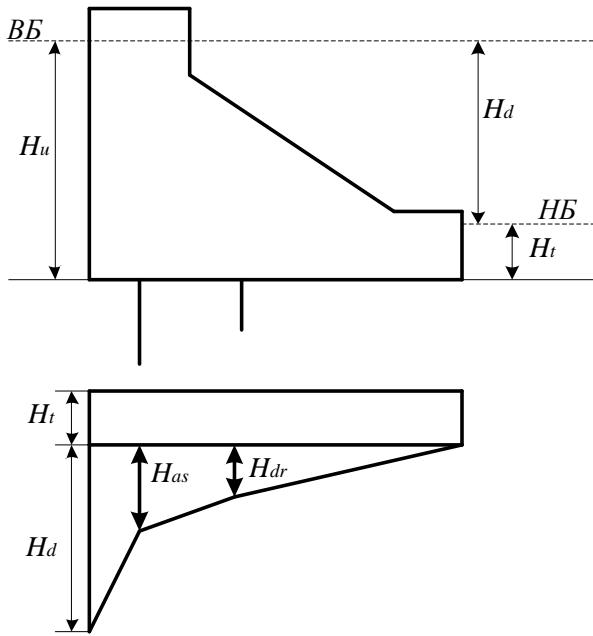


Рисунок 6.5 – Фильтрация на скальном основании

Сила фильтрационного давления:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 244,4 = 2397,56 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.80)$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюр определим, как:

$$\begin{aligned} p_{\text{взв}} &= \rho_w \cdot g \cdot (\nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под}) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,1 = 40,22 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (6.81)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{вз}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 127,1 = 1246,85 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.82)$$

6.6.4 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} p_n &= \gamma_n \cdot h_n \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\phi_n}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 3,6 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 17,64 \frac{\text{kH}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.83)$$

где $\gamma_h = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_h – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна;
 $\varphi_h = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

$$h_h = \nabla_{\text{зайл}} - \nabla_{\text{дна}} = 3,6 \text{ м.} \quad (6.84)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_h = \frac{h_h \cdot p_h}{2} = \frac{3,6 \cdot 17,64}{2} = 31,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.85)$$

6.6.5 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова.

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,04^2}{21,33} = 0,61 \text{ м.} \quad (6.86)$$

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,04 \cdot \left(\frac{21,33}{3,14} + \frac{0,61}{2} \right) = 70,99 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.87)$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя НПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{21,33}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,04 = 2,6 \text{ м.} \quad (6.88)$$

6.7 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации).

Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий.

Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности.

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы. Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «–», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составим таблицу 6.2, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [34].

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	9756,83	14,87	145051,54
Тн	1,00	←	82,45	-1,37	-112,69
Gб	0,95	↓	7109,45	-5,83	-41448,08
Gпл	0,95	↓	14736,53	-4,74	-69851,13
Wвзв	1,00	↑	1246,85	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	2397,56	7,69	18437,27
Qз	0,9	↓	32,12	-15,31	-491,71
W _{волн}	1,00	→	70,99	41,97	2979,26
E _н	1,20	→	38,10	4,20	160,03
F		↔		9783,47	
N		↓↑		18233,67	
M		Σ		54724,49	

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

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ = -\frac{18233,67}{31,0} + \frac{6 \cdot 54724,49}{31,0^2} = -246,51 \text{ кН/м}^2, \quad (6.89)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ = -9,81 \cdot 44,6 = -437,53 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.90)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 44,6 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.91)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -246,51 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.92)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 44,6 = -437,53 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.93)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{18233,67}{31,0} - \frac{6 \cdot 54724,49}{31,0^2} = -929,86 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.94)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -929,86 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 4,1 \cdot (1 - 0,78^2) = \\ &= -581,47 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.95)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью;

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 4,1 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(9,81 \cdot 4,1 - 929,86) \cdot 0,78 = 693,91 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.96)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -929,86 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 4,1 \cdot 0,78^2 = \\ &= -1471,11 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 4,1 = -40,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.98)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-246,51
	σ_x^u	-437,53
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-246,51
	σ_3^u	-437,53
Низовая	σ_y^t	-929,86
	σ_x^t	-581,47
	τ_{xy}^t	693,91
	σ_1^t	-40,22
	σ_3^t	-1471,11

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.99)$$

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

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

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

R_b – расчётное сопротивление бетона на сжатие, исходя из класса бетона $B=7,5$, принимаем $R_b = 7500 \text{ кН/м}^2$.

$$1,25 \cdot 1 \cdot 1471,11 < 0,9 \cdot 7500,$$

$$1838,89 \text{ кН/м}^2 < 6750 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}.$$

Условие общей прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-246,51 \text{ кН/м}^2 < 0 - \text{условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.100)$$

$$246,51 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 44,6 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2},$$

$$246,51 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \geq 111,5 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.8 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (6.101)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_B - W_{\text{взв}} - W_\phi + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (14736,5 + 7109,5 - 1246,9 - 2397,6 + 32,1) \cdot 0,6 + \\ &+ 70 \cdot 31,0 = 13110,20 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.102)$$

где $\tan \varphi = 0,6$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт – гранит);

$c = 70 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_p \cdot 1 = 31,0 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = \\ &= 9756,83 - 82,45 + 70,99 + 38,10 = 9783,47 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.103)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{13110,2 \cdot 0,95}{9783,47 \cdot 1,0} \geq 1,25.$$

$$1,27 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Ангарской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Ангарской ГЭС

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли: сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда: уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК. Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать:

- действующим строительным нормам и правилам (СНиП 2.02.02-85 ОСНОВАНИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ);
- нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- требованиям Речного регистра Российской Федерации;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России;
- Государственным стандартам безопасности труда;
- Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;
- Правилам устройства электроустановок.

Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

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

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; выдача разрешение на подготовку рабочего места на допуск; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Ангарской ГЭС будут 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.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

7.3 Пожарная безопасность

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ.

Помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС.

Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего), как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить:

- локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте;
- состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов);
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП. на шит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с

пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0.75 часа. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и составов.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Ангарской ГЭС, будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- повторные инструктажи, вопросов по пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Ангарской ГЭС' предусмотрена система автоматического пожаротушения (АППТ).

7.4 Охрана окружающей среды

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации

энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» №96-ФЗ от 4 мая 1999 г.

Проектируемая Ангарская ГЭС расположена на территории Иркутской области. Плотность населения в этом районе Российской Федерации низкая 1,1 чел. км². Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 680тыс. км² при этом затопится 5,5тыс. га сельхозземель, из них 2,5тыс. га пашни. Водохранилищем будет затоплено около 64 тыс. га земель, в основном лесных (площадь затопляемых сельхозугодий – 72га). На территории затоплению отсутствуют важные экономические производственные социально-культурные объекты.

Комплекс мероприятий санитарной подготовки территории:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отбросов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловители. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости-баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение

оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

Осуществление строительства Ангарской ГЭС потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесоочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: выявляемые и планируемые на стадии проектирования; плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства.

Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируются с тон или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации.

В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительно-монтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновения в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по

снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устраниены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скользьных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории, необходимо также предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

В таблице 7.1 представлен план мероприятий по охране окружающей среды.

Таблица 7.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта		Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	Федеральный закон от 4 Мая 1999 года Х»96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».	Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство

Окончание таблицы 7.1

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел П. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии	Федеральный закон от 24 июня 1998 г. N 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства
Раздел IV. Охрана животного мира		
Образование рыбного хозяйства	Федеральный закон от 24.04.1995 N 52-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире».	Эксплуатация

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектируемая ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, которые охватывают большой спектр разнообразных работ, начиная созданием котлована и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	306,64	919,92	919,92	919,92	919,92
Число часов использования установленной мощности	Часы	1000	1000	1000	1000	1000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	306640	919920	919920	919920	919920
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	1533	4599	4599	4599	4599
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	305106	915320	915320	915320	915320
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1192	1262	1332	1402	1471
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	365,452	1155,483	660,231	674,665	689,099
НДС к выручке	млн.руб	60,908	192,580	203,263	213,988	224,479

Вывод: при установившемся объеме реализации электроэнергии, выручка продолжает расти. Следовательно, данный проект с каждым годом все быстрее окупается и подтверждает свою необходимость.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. Текущие расходы посчитаны с учётом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозов на среднесрочный и долгосрочный этап жизни проекта компании ОАО «РусГидро», а также всем дочерним организациям и зависимыми организациями ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчётов в рамках формирования прогнозных документов.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, так как характеризуют величину затрат на единицу продукции.

В нашем случае текущие 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 определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, и т.д.) ГЭС определяем на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы гидроузла представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн. руб.
Расходы оплаты труда	255,20	78,254
Прочие расходы	274,00	84,019
Итого		162,273

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины стоимость, удельные значения расходов на ремонт 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 20 лет	0,09
свыше 20 лет	0,1

Учитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро». Результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	41,51
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1,45
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	0,421
Итого	-	43,38

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн. руб.	197,03	413,96	486,8	533,5	556,8
Расходы на страхование, млн. руб.	105,3	235,1	255,06	268,5	274,1
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	162,2	486,8	486,8	486,8	486,8
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	78,9	176,3	191,2	302,06	308,3
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	43,3	135,7	135,7	135,7	135,7
Налог на воду, млн. руб.	5564,1	35,7	38,1	38,1	38,1
Итого, млн. руб.	592,5	1483,8	1593,9	1764,8	1 00,08

Значительное повышение затрат по гидроузлу за первый год исследуемого периода можно объяснить увеличением расходов на эксплуатационные нужды, т.к. увеличивается количество оборудования.

В дальнейшие четыре года статья расходов увеличивается за счет страхования и ремонта производственных фондов, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал).

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы показывают отток денежных средств после строительства Ангарской ГЭС. Налогообложение является важным средством наполнения бюджета края и страны и осуществляется в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	123,960	1,425	1,595	1,679	1,765
НДС, млн.руб.					188,255
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	2,08	2,53	2,51	2,51	2,51
Налог на имущество, млн.руб.	126,418	504,346	559,720	575,548	588,543
Итого	252,462	1,932	2,158	2,257	2,257

Вывод: Налоги, отчисляемые государству, увеличиваются пропорционально возрастающим доходам проекта. Что оказывает серьезное налоговое давление.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляют разницу между ценой продукции и её себестоимость.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	1,210	1,239	1,268	1,295	1,324
Текущие расходы, млн.руб.	0,117	0,150	0,158	0,157	0,157
ЕБИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	0,915	0,915	0,938	0,928	0,942
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	0,167	0,184	0,187	0,186	0,188
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	0,732	0,732	0,750	0,742	0,754
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Как видно после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата (2025год) наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод мощностей лишь наращивает прибыль.

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.1.

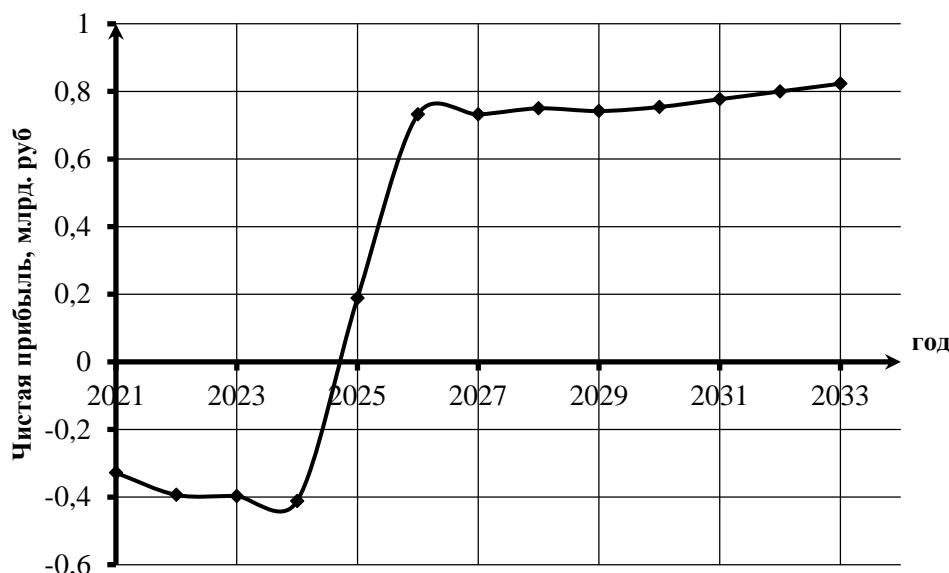


Рисунок 8.1 – Чистая прибыль, млн. руб.

Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность

растёт объём продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощностью согласно сценарным условиям РусГидро.

8.5 Анализ денежных потоков

На рисунке 8.2 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

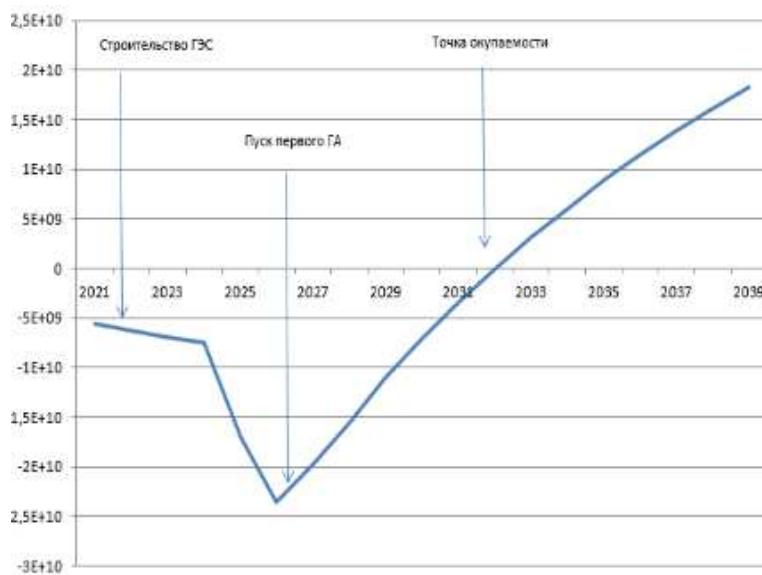


Рисунок 8.2 – График Cash-Flow

Первая часть графика в начальный период проекта находится в отрицательной стороне. Причина этому - высокие капиталовложения.

Из графика видно, что период окупаемости приблизительно 8 лет.

8.6 Оценка инвестиционного проекта

Главная цель инвестиционного проекта заключается в целесообразности реализации проекта с точки зрения заказчика. (Выдержка из Приложения к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

8.6.1 Метрология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход (NPV);
2. Индекс прибыльности (PI);
3. Срок окупаемости (PP)

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии

со следующими нормативными документами:

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

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

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

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования Ангарской ГЭС составляет 20 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2021 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

8.6.2 Коммерческая эффективность проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	107
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	36,987
Индекс прибыльности – PI, руб.	2,56
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	23,70
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт·ч	0,22
Удельные капиталовложения, руб./кВт	126096,30

Индекс прибыльности PI больше нуля, себестоимость электроэнергии приемлемая. Следовательно, проект можно рассматривать, как экономически удачный и целесообразный.

8.6.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2024	2025	2026	2027	2028
В Федеральный бюджет, млн. руб.	131,6	1463,4	1636,5	1719,8	3688,4
В региональный бюджет, млн. руб.	126,4	504,3	559,7	575,5	588,1
Итого, млн. руб.	258,02	1967,7	2196,2	2295,4	4276,6

Рост налоговых отчислений обоснован вводом новых мощностей и увеличением продажи электроэнергии и мощности.

9 Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА

9.1 Общие положения

К вторичным относят все устройства и соединяющие их цепи, предназначенные для измерений, защиты, автоматизации, сигнализации и управления в электроустановках. Правильное выполнение цепей вторичной коммутации — важнейшее условие надежности управления электрическими сетями и безотказности работы релейной защиты (РЗА) и противоаварийной автоматики.

В настоящее время электроэнергетика переживает процесс замены электромеханических устройств РЗА на многофункциональные цифровые, в которых сосредотачивают не только функции релейной защиты, но и функции управления, сигнализации и измерений, связи с АСУ электроснабжения. Для АСУ эти устройства являются оконечными, нижним уровнем, источником получения информации, поэтому их часто называют терминалами. С применением многофункциональных цифровых терминалов РЗА основная часть вторичной коммутации, которая ранее выполнялась на панелях релейной защиты или в релейных отсеках комплектных распределительных устройств (КРУ), "переехала" в терминал, она называется логическими схемами терминалов.

В России сложилась своя школа выполнения вторичной коммутации, которая вот уже сто лет обеспечивает надежное функционирование электрических станций, сетей и систем. Высочайший уровень типовых решений по вторичной коммутации был обусловлен централизацией разработок в ведущих фирмах, таких как Теплоэлектропроект (ТЭП), Энергосетьпроект (ЭСП), Тяжлромэлектропроект (ТПЭП), ОРГРЭС и др., имевших специализированные отделы по вторичной коммутации и первоклассных специалистов.

Именно в России впервые были разработаны такие выдающиеся технические решения, как автоматическое повторное включение (АПВ) разных видов (шин и линий, несинхронные, с проверкой или улавливанием синхронизма, быстродействующие, с пуском от несоответствия или от защит, трехфазные и однофазные, с ускорением действия защиты до или после АПВ, поочередное АПВ и др.), автоматическая частотная разгрузка (АЧР), частотное АПВ (ЧАПВ), защита минимального напряжения, обеспечивающая самозапуск ответственных электродвигателей после перерывов питания, автоматический ввод резерва (АВР), специальная автоматика для обеспечения устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистем, регулирования перетоков активной и реактивной мощности и многие другие. Разработать эти решения заставила специфика российских энергосистем — большая протяженность линий связи между электростанциями и энергосистемами, относительная неразвитость потребительских сетей, отключать которые можно только в крайних случаях,

сравнительно тяжелые климатические условия, отсутствие постоянного дежурного персонала на большинстве подстанций, напряженный режим работы в условиях все возрастающего электропотребления и т.д. Эти решения до сего времени остаются образцом для подражания и активно перенимаются западными фирмами и энергосистемами, поэтому нет никаких оснований подвергать их сомнению или пересмотру.

Однако применение цифровых терминалов в качестве устройств защиты и управления присоединениями электроустановок и нижнего уровня АСУ вызвало многочисленные вопросы по организации цепей вторичной коммутации распределительных устройств (РУ). Действительно, цифровой терминал позволяет осуществить защиту, автоматику, местное управление присоединением, собирает практически всю необходимую информацию по присоединению, запоминает ее и передает на верхний уровень управления – рабочую станцию (компьютер). Создается впечатление, что все классические принципы и правила построения вторичной коммутации, наработанные столетним опытом российской энергетики, устарели и теперь могут не применяться. Молодые специалисты, не успевшие в условиях разрушительной перестройки перенять классический опыт, часто склонны ориентироваться на решения (часто принципиально неверные), которые пришли с Запада вместе с цифровыми терминалами. Более того, в ряде случаев разработку всего проекта РУ, включая вторичную коммутацию, отдают зарубежным фирмам.

На самом же деле такой подход является глубочайшим заблуждением. Результатом являются полное отступление от российских традиций, крайне поверхностные, непродуманные и часто ошибочные решения, снижающие надежность управления электроустановками. Это показал опыт внедрения первых же подстанций, оснащенных цифровыми терминалами и вторичной коммутацией, разработчики которой "забыли" (или не знали) классику. Цепи защит и противоаварийной автоматики были выполнены с грубейшими ошибками. Наблюдались случаи самопроизвольного включения и отключения присоединений. Характерным недостатком оказалась чрезвычайная неинформативность, несмотря на применение цифровой техники, в результате которой поиск неисправностей в электроустановке занимает значительно больше времени, чем в старых РУ с электромеханическими РЗА. Полное несоответствие маркировки вторичных цепей российским стандартам еще больше затягивает время и усложняет поиск неисправностей. И наоборот, на тех подстанциях, где классические принципы построения вторичной коммутации были учтены в максимальной степени, не было никаких затруднений с обслуживанием. Между тем российский опыт часто является откровением для западных фирм, а переход на цифровые терминалы (в основном зарубежного производства) вовсе не означает, что сложившаяся в России школа вторичной коммутации устарела. Это означает лишь то, что часть функций управления, автоматики и сигнализации, которые раньше реализовывались с помощью промежуточных реле и других аппаратов, теперь могут быть реализованы в цифровых терминалах и контроллерах высшего

уровня АСУ. Разумеется, что те новые возможности, которые дают цифровые терминалы, также должны полностью использоваться. Таким образом, переход к цифровым РЗА вызывает необходимость творчески переработать накопленный опыт и, сохраняя преимущества российской школы, создать новые схемы вторичной коммутации с учетом возможностей цифровых терминалов. Задача достаточно сложная, учитывая современную ситуацию и отсутствие централизованного финансирования. Цель настоящей брошюры – оказать практическую помощь работникам проектных организаций и эксплуатационных служб при разработке и внедрении оптимальных схем вторичной коммутации распределительных устройств с цифровыми терминалами РЗА, а также при адаптации цифровых терминалов к российским условиям применения (их русификации). При ее написании учтен опыт работы по русификации терминалов различных зарубежных фирм и разработке вторичной коммутации с этими терминалами. Разумеется, что такие разработки можно выполнять только в тех случаях, когда разработчик полностью освоил логические схемы цифровых терминалов и российский опыт построения вторичной коммутации в распределительных устройствах. Ввиду небольшого объема брошюры автор отнюдь не претендует на полное изложение материала по всем вопросам вторичной коммутации (см. перечень литературы в конце работы). Основное внимание здесь уделено вторичной коммутации при применении цифровых терминалов в наиболее распространенных сетях напряжением 6 – 10 кВ, поскольку именно в сетях этого напряжения наиболее активно идет техническое перевооружение с переходом на цифровые защиты.

9.2 Типовые схемы вторичных цепей с цифровыми РЗА

Разработку типовых решений по вторичным схемам выполняют параллельно с разработкой типовой логики терминалов. Упрощенная схема вторичных цепей одной из ячеек КРУ с терминалом SEPAM приведена на рисунке 9.1. Терминал обозначен на рисунке как F1.

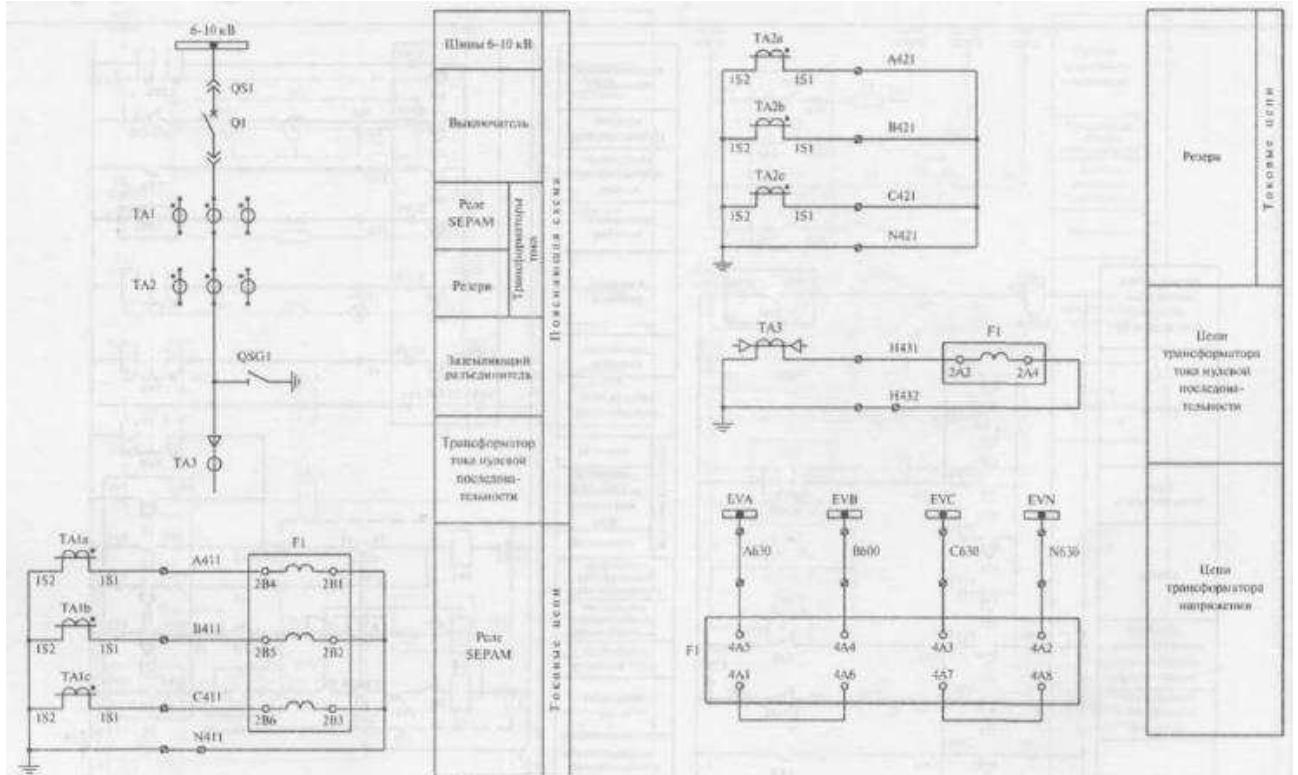


Рисунок 9.1 – Упрощенная схема вторичных цепей одной из ячеек КРУ с терминалом SEPAM

К цепям трансформатора тока (обмотка класса P) терминал подключен к трехфазной трехрелейной схеме (рисунок 9.1). Вторая обмотка трансформаторов тока может быть использована для дифференциальной защиты шин или для подключения счетчиков коммерческого учета электроэнергии. Технический учет электроэнергии и изменение текущих параметров присоединения (тока, напряжения, мощности и др.) осуществляется в самом терминале, для этого в терминал введены цепи напряжения. На его дисплее индицируются показания первичных величин, поэтому нет необходимости предусматривать установку измерительных приборов. Этим терминал SEPAM выгодно отличается от терминалов SPAC, которые не осуществляют технического учета электроэнергии, а на дисплее которых высвечивается лишь относительное значение тока, что вызывает необходимость устанавливать рядом с терминалом амперметр, а иногда и счетчик электроэнергии. Для ненаправленной защиты от однофазных замыканий на землю предусмотрены цепи от трансформатора тока нулевой последовательности. Для функции направленной защиты от однофазных замыканий на землю необходимо дополнительно иметь напряжение нулевой последовательности, оно вычисляется терминалом как векторная сумма трехфазных напряжений. При другом подключении цепей напряжения в терминал можно внести непосредственно напряжение нулевой последовательности от разомкнутого треугольника трансформатора напряжения.

С применением цифровых терминалов, имеющих малогабаритные выходные реле, и новых типов выключателей весьма остро встает вопрос о согласовании коммутационной способности выходных реле с током срабатывания электромагнитов отключения выключателей (рисунок 9.2).

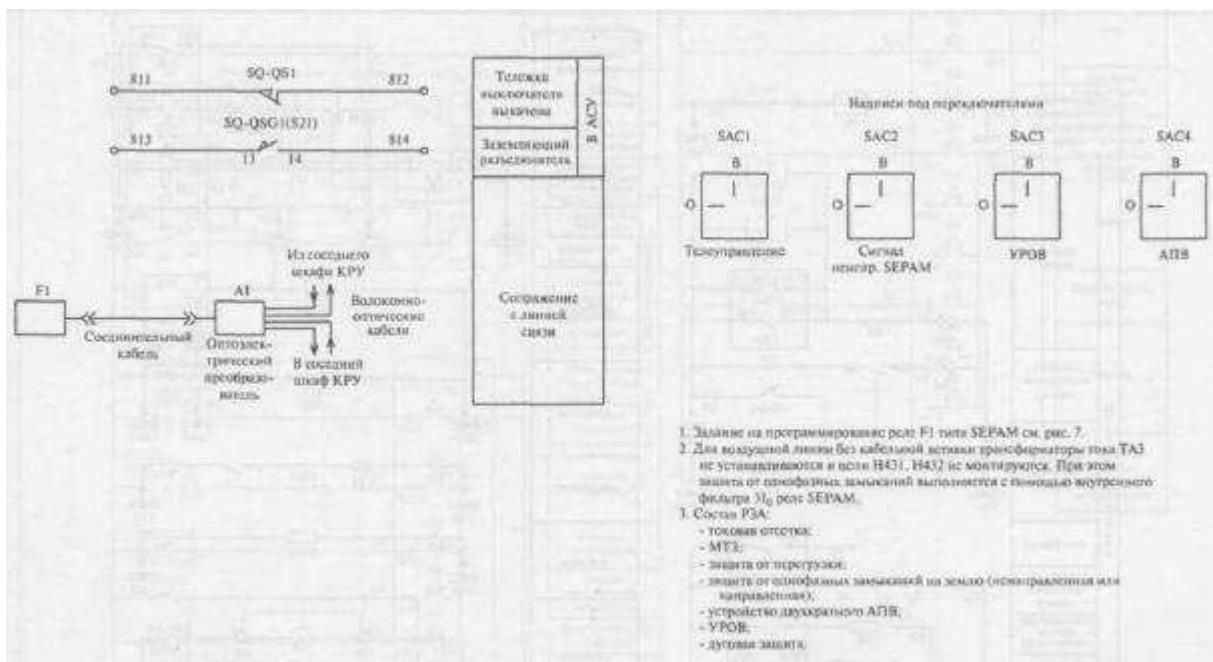


Рисунок 9.2 – Упрощенная схема вторичных цепей одной из ячеек КРУ с терминалом SEPAM

В классических схемах с электромеханическими релейными защитами применялись выходные реле типа РП-23, имеющие коммутационную способность 100 Вт при постоянном токе с индуктивной нагрузкой, т.е. 0,45 А при напряжении 220 В. Цепь отключения выключателя разрывалась его вспомогательными контактами (имеющими значительную коммутационную способность) в начале выхода выключателя на отключение, что гарантировало разрыв цепи отключения вспомогательными контактами привода, а не выходным реле защиты. Тем не менее в эксплуатации наблюдались случаи выгорания контактов выходных реле защиты при разрегулировке вспомогательных kontaktов привода. Для предотвращения этого в цепь отключения включали несколько последовательно соединенных kontaktов выходного реле, отрегулированных на одновременное размыкание цепи. Разрывная мощность при этом увеличивается пропорционально количеству последовательно включенных kontaktов.

Малогабаритные выходные реле терминалов занятые в целях управления выключателем, имеют примерно такую же или меньшую коммутационную способность (например, в терминале SEPAM- 0,25 А). В то же время вакуумные и элегазовые выключатели имеют настолько малых ход подвижных kontaktов, что обеспечить опережающий разрыв цепи отключения вспомогательными kontaktами привода весьма затруднительно. Следует также учитывать, что в традиционных схемах выходное реле защиты работало редко, только при

отключении повреждений, а в терминале оно будет работать всегда, даже при оперативных переключениях. Логическая схема терминала позволяет удерживать выходное реле до отключения привода, однако при ее отказах или неверной настройке выходное реле при операции отключения привода может сгореть, что вызовет необходимость замены всей платы выходных реле или даже всего терминала.

Поэтому очень важно использовать приводы с минимальным потреблением катушек отключения. Заводы-изготовители выключателей постоянно совершенствуют конструкцию их приводов и снижают потребление электромагнитов включения и отключения. Например, электромагниты включения и отключения пружинного привода элегазового выключателя типа LF производства «Шнейдер-Электрик» для присоединений напряжением 10(6) кВ потребляют всего 50 Вт или 0,23 А (при напряжении постоянного тока 220 В). Электромагниты включения и отключения пружинного привода MASTERPACT той же фирмы для присоединения напряжением 0,4 кВ потребляют 20 Вт или 0,1 А при напряжении постоянного тока 220 В. Электромагнитный привод вакуумного выключателя НПП «Контакт» (г. Саратов) выпускается с электромагнитом отключения на ток 0,45 А, хотя по заказу он может составлять 1,5; 2,5 А (для замены выключателей в действующих установках с последовательными указательными реле).

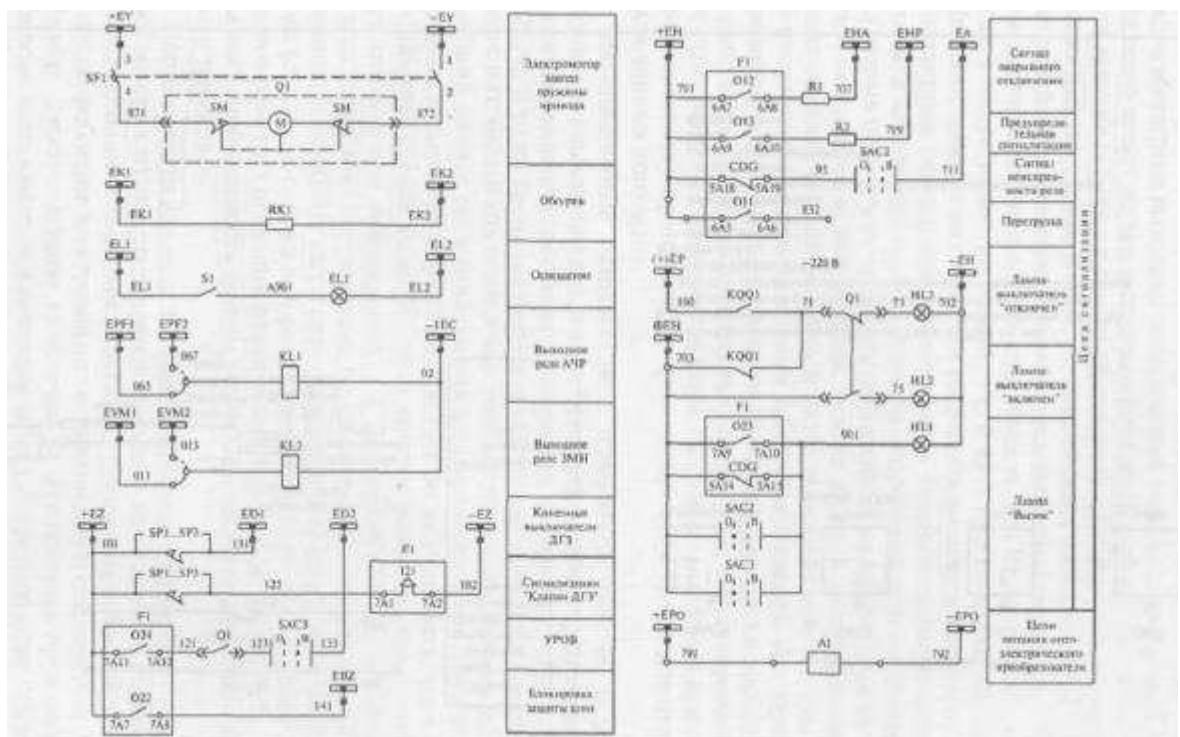
При снижении потребления электромагнитов включения и отключения повышается надежность функционирования выходных реле цифровых терминалов и позволяет уменьшить мощность источников оперативного тока. Поэтому при выборе тока срабатывания электромагнита отключения следует отдавать предпочтение наименьшим значениям. При применении терминалов в действующих установках и больших токах электромагнита отключения выключателя выходное реле терминала следует включать в цепь отключения привода через дополнительное промежуточное реле.

Привод выключатель серии LF сконструирован так, что имеется возможность контроля не только цепи включения и отключения, но и исправности катушки отключения перед включением выключателя. Поэтому сигнал неисправности цепей управления сформирован как несоответствие положения трех дискретных входов 11, 12 и 112.

Команды от ключа SA1 «включить» и «отключить» подаются непосредственно на входы терминала, которых их фиксирует и соответственно отрабатывает. Однако для повышения надежности отключения команда «отключить» подана также непосредственно в цепь электромагнита отключения. Поэтому при подаче команды «отключить» может сложиться ситуация, когда выключатель по цепи прямого отключения отключится раньше, чем эта команда пройдет через терминал, он воспримет эту ситуацию как аварийное отключение и подаст соответствующий сигнал через выходное реле 012. Для предотвращения этого в логическую схему образования сигнала аварийного отключения введена небольшая задержка с помощью таймера T13, которую можно регулировать при наладке в зависимости от привода

выключателя. Переключатель SAC1 установлен для возможности отключения телев управления, когда оперативный персонал, находящийся в помещении КРУ берет управление на себя, а также в случае вывода присоединения в ремонт.

Для передачи команд на отключения фидера от обще секционных устройств защиты минимального напряжения и АЧР использованы индивидуальные выходные реле этих устройств, установленные в релейном отсеке данного присоединения, обмотки которых подключены на соответствующие шинки (рисунок 9.3).



оперативных цепях при снижении сопротивления изоляции, а также создает максимальные удобства для регламентных проверок этих устройств в процессе эксплуатации.

Цепи сигнализации аварийного отключения, предупредительной сигнализации и сигнализации неисправности терминала выполнены по традиционной схеме. Через соответствующие шинки эти сигналы независимо от наличия АСУ попадают на блок центральной сигнализации, установленный в одной из ячеек (трансформатора напряжения или секционного разъединителя) или в отдельном шкафу.

Переключатели SAC2 и SAC3 предназначены для отключения сигнализации неисправности терминала и вывода из работы УРОВ при ремонте присоединения. При этом отключенное положение сигнализируется лампой HL1, напоминающей о необходимости вернуть переключатели в исходное положение после окончания ремонта. При работе присоединения эта лампа дает вызывной сигнал при любой неисправности или срабатывании любой защиты, что помогает персоналу быстро найти неисправное присоединение.

Для присоединений технологических механизмов ключ управления и сигнальные лампы находятся на технологическом пульте управления. В этом случае в схеме сигнализации положения выключателя целесообразно использовать не вспомогательные контакты выключателя, а замыкающие контакты реле РПО и РПВ, которые следует предусматривать в логике терминала (в терминале SPAC-801.01 это сделано заранее). Это обеспечит не только сигнализацию положения выключателя, но и контроль оперативного тока, поскольку при его исчезновении обе лампы не горят.

Оптоэлектрические преобразователи каналов связи терминалов с верхним уровнем АСУ, устанавливаемые в релейных отсеках КРУ (при петлевой схеме их подключения), получает питание от шинок ШС или специальных проложенных шинок, они не от шинок оперативного тока присоединения. При этом их питание не зависит от оперативного тока присоединения. В противном случае при выводе в ремонт одного из присоединений из снятия оперативного тока оптоэлектрический преобразователь, а с ним и вся оптическая петля перестает работать, и связь соседних присоединений с верхним уровнем АСУ также обрывается.

Для преобразования электрического канала связи RS-485 терминала в оптической применен оптоэлектрический преобразователь A1 типа PSM-EG-RS-485W2/FO-T/G (для оконечных в петле терминалов -PSM-EG_RS-485W2/FO-T/G) с автоматическим определением направления приема – передачи (рисунок 9.4).

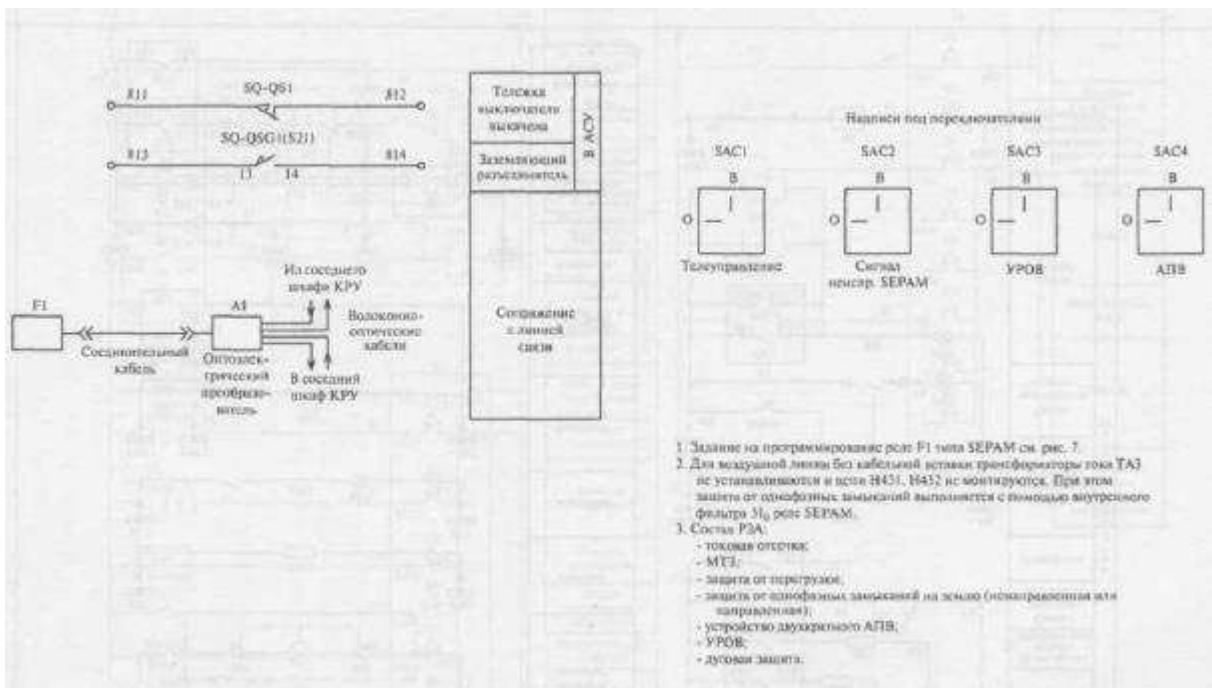


Рисунок 9.4 – Упрощенная схема вторичных цепей одной из ячеек КРУ с терминалом SEPAM

Это связано с тем, что в интерфейсе RS-485 терминала SEPAM отсутствует управляющий сигнал RST (в терминалах SPAC такой сигнал имеется). Количество терминалов секции, подключенных в одну линию (петлю) передачи информации, принимают на более 8 по условиям быстродействия АСУ. Вместо оптической связи в пределах такой группы терминалов можно применить электрический канал RS-485 выполненный на экранированной витой паре, с последующим преобразованием в оптический сигнал при выходе за пределы металлических конструкций секции.

9.3 Выбор напряжения питания вторичных цепей

Выбор вида и значения напряжения. Одним из важнейших требований к источникам оперативного тока для работы устройств защиты, автоматики, управления и сигнализации является их независимость от наличия напряжения в первичной сети. Наиболее просто это требование удовлетворяется при применении постоянного оперативного тока и стационарных аккумуляторных батарей. Применение переменного или выпрямленного тока требует установки специальных реле, вспомогательных устройств для получения оперативного тока в условиях КЗ и при перерывах питания подстанции, зарядных устройств, предварительно заряженных конденсаторов, специальных схем и расчетных методов проверки функционирования вторичных устройств при различных режимах их работы. В общем применение постоянного оперативного тока считается более надежным, чем переменного.

Другим важным требованием является возможность работы сети оперативного тока при замыканиях на землю. Такие замыкания не должны

приводить к потере оперативного тока присоединения. Для этого полюса источника оперативного тока должны быть изолированы от земли. Для сигнализации замыканий на землю они оборудуются устройством контроля изоляции. Несоответственную нагрузку, особенно если в ее цепях возможны частые замыкания на землю (например, цепи оперативной блокировки открытых распределительных устройств), отделяют от шин оперативного тока, подают на нее питание от отдельных блоков питания и снабжают отдельным устройством контроля изоляции.

Выбор значения напряжения оперативного тока для вторичных цепей определяется следующими факторами:

1) протяженностью вторичных цепей. Напряжения срабатывания отдельных элементов (катушек включения и отключения приводов выключателей, отдельных реле и других элементов вторичной коммутации) нормируются. Поэтому при разработке общей схемы для надежного срабатывания важно обеспечить наличие на этих элементах напряжения не ниже нормируемого (с учетом падения напряжения в соединительных проводах и кабелях) в условиях, когда общее напряжение источника оперативного тока составляет 80% номинального. Естественно, что чем больше напряжение источника оперативного тока, тем меньше ток, потребляемый реле и приводами, и тем легче выполнить эти условия;

2) возможностью осуществления защиты вторичных цепей. Чем выше напряжение, тем больше токи коротких замыканий в сети, тем меньше влияние на них сопротивлений соединительных проводов и кабелей и тем проще осуществить защиту сетей;

3) надежностью работы контактов. Совершенно чистые контакты могут быть только в вакууме. Сразу же после воздействия воздуха они начинают покрываться пленкой. При любом их применяемых для контактов материале в некоторых условиях работы на них может образоваться пленка с пробивным напряжением более 220 В и переходным сопротивлением более 1 кОм (21). Например, для плоских медных контактов воздействие относительно чистого воздуха увеличивает их сопротивление в течение первого часа в 5 раз, а через полгода – еще в 100 раз. В воздухе с обычно встречающимися вредно действующими примесями наиболее устойчиво работают контакты из золота и сплава золота с никелем. Контакты из металлов платиновой группы очень неустойчивы в присутствии паров органических веществ, выделяемых изоляционными материалами, однако работают лучше серебра в атмосфере сернистых газов. Серебро работает хорошо в присутствии паров органических веществ, но не неустойчиво в атмосфере сернистых газов. Отказы в контактировании из-за большой электрической прочности пленки тем интенсивнее, чем меньше коммутируемый ток.

Пленки разрушаются из-за электрического пробоя или из-за механического воздействия (небольшое (доли миллиметра) скольжение, притирание или перекатывание контактов). Надежность контактирования

существенно зависит и от нажатия на контактах. Естественно, что чем выше напряжение оперативного тока, тем надежнее контактирование.

В связи с изложенным в российской энергетике типовым для вторичных цепей считается напряжение 220 В постоянного или переменного тока. Предпочтение отдается постоянному току, переменный ток применяется при отсутствии на подстанции аккумуляторной батареи. Низкие напряжения (например, 24 В) применяют в безвыходных ситуациях и только для локальных установок при небольшой длине соединительных проводов и кабелей.

Некоторые особенности эксплуатации источников оперативного тока в связи с применением цифровых терминалов РЗА. *Поиск места замыкания на землю в оперативных цепях.* В настоящее время место замыкания на землю в оперативных цепях обычно находят методом кратковременного поочередного отключения оперативных цепей, наблюдая при этом за показаниями прибора контроля изоляции или переносного вольтметра, подключенного между корпусом оборудования и заземлившимся полюсом оперативного тока. Поочередное отключение, а затем восстановление питания оперативного тока вызывает перезапуск цифровых РЗА, в течение которого РЗА выведена из работы. Время перезапуска для разных терминалов разное. Для SEPAM оно составляет примерно 4 с, для SPAC 800 защитные функции восстанавливаются сразу, функции логики – через 2-3 с, для БМРЗ защитные функции через 0,2 с. Терминалы защиты шин, например, 110 кВ, могут перезапуститься до 40 с. Поэтому при применение цифровых РЗА отыскание земли в оперативных цепях описанным методом крайне нежелательно.

В настоящее время разработаны и серийно выпускаются предприятием Белэнергомналадка (г. Минск) устройства Сапфир ЗС (стационарное) и ЗП (переносное) для отыскания земли, основанные на принципе наложения переменного тока низкого напряжения на постоянный, источник которого подключается между заземленным полюсом и землей. На щите постоянного тока на всех отходящих линиях устанавливают кольцевые трансформаторы тока (аналог ТТНП) и измерительный прибор, с помощью которых находят линию с повреждением. Дальнейшее отыскание земли выполняют с помощью специальных клещей.

Самонастраивающиеся устройства для поиска земли в сетях постоянного тока без отключения присоединений производит также фирма Bender (Германия), а щиты постоянного тока, оснащенные этими устройствами, - предприятие Чебоксарская электротехника и автоматика (ЧЭТА).

Однако большого опыта применения таких устройств в электроустановках, оборудованных цифровыми РЗА, пока нет.

Об опасности появления переменной составляющей в постоянном токе. Обычно аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда от статических зарядно-подзарядных агрегатов типа ВАЗП или подобных. Напряжение постоянного тока на выходе статического подзаряда агрегата имеет некоторую переменную составляющую. Частота и амплитуда пульсаций зависят от схемы подзарядного агрегата. Поскольку батарея и под зарядный

агрегат включены на шины щита постоянного тока (от которых питаются цифровые терминалы) параллельно, то батарея существенно сглаживает эти до безопасных для цифровых терминалов значений. Однако если по каким-либо причинам автомат аккумуляторной батареи оказался отключенным, то переменная составляющая оперативного тока от под зарядного агрегата попадает в цифровой терминал и может вызвать его повреждение. Поэтому при установке цифровых терминалов следует проверить значение пульсации, даваемых под зарядными агрегатами, сравнить их с допустимыми для применяемой серии терминалов. При недопустимом уровне пульсаций может потребовать замена подзарядного агрегата на другой тип или установка на его выходе специальных фильтров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Ангарской ГЭС, с плотиной высотой 49 м на реке Ангара, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%} = 5007 \text{ м}^3/\text{с.}$, $Q_{0,01\%} = 5930 \text{ м}^3/\text{с.}$

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Ангарской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки. Установленная мощность составила 920 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 125,90 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет 13,50 млн. м³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 6,13 млн. кВт·ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 38,0 м;

расчётный – 25,0 м;

минимальный – 23,2 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет 1162 м³/с.

Выбрана гидротурбина ПЛ40а-В-850. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 8 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 8,5 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 78,9 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1500/200-76 с номинальной активной мощностью 115 МВт.

Далее выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (три воздушных линии, четыре блока) КРУЭ 500 кВ – полуторная цепочка (две системы шин с тремя выключателями на две цепи). По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 400000/500-УХЛ1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-4000/20.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-20-50/12500 УЗ производства российской машиностроительной компании ОАО ВО «Электроаппарат».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи – 70,0 м;
- станционная бетонная плотина – 229,0 м;
- правобережная бетонная плотина – 59,7 м;
- левобережная бетонная плотина – 43,5 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 93,4 м;
- число водосливных отверстий – 5;
- ширина водосливных отверстий – 10 м;
- отметка гребня – 142,4 м;
- ширина гребня – 20,0 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,27 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Ангарского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 8,92 лет;
- себестоимость – 0,22 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 126096,3 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Ангарской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
4. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 8 с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69; введ. 01.07.1979 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
10. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
11. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
12. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
13. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.

14. 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.

15. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.

16. Каталог «Сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // ООО «Электронмаш-Инжиниринг». – Режим доступа: <http://www.electronmash.ru/>.

17. 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.

18. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.

19. 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.

20. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 15 с.

21. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 6 с.

22. 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.

23. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО«Энергомеханический завод». – Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>.

24. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.

25. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.

26. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.

27. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения

6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозвавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.

28. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

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. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>.

31. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 –Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

32. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

33. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.

34. Больщаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Больщаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев: Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

35. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

36. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

37. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

38. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

39. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

40. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Ангара

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1925	1785	1735	2680	21065	6170	4260	2860	4315	3235	3105	5834	4555
1926	785	1600	1730	25105	5427	5447	3540	2020	1410	1335	1082	940
1927	2740	2185	2605	12897	8257	3360	3515	2105	3065	10310	13474	3465
1928	2420	2005	3050	26425	5800	3575	3800	5945	7820	13140	4407	6550
1929	1670	2225	2325	7810	9889	3062	2090	3095	2415	5435	5449	2630
1930	1095	1460	1290	16604	39312	13510	4410	2495	1900	1805	2030	1230
1931	2140	2875	2535	11360	20500	3280	3020	4765	4400	6100	3155	3510
1932	3065	3115	2450	24617	13600	7112	4180	2770	3875	7585	5830	3075
1933	1670	2400	2790	21820	21569	4895	2685	2570	2710	4775	4482	2460
1934	1170	1345	1345	25842	10097	3939	3090	1775	1870	2390	2249	1545
1935	3295	3015	3485	14502	7229	2615	1835	1675	3180	2690	3797	5980
1936	1645	2195	2730	17682	16204	4185	3335	4100	4640	3000	2357	1725
1937	1300	1785	1380	27524	11234	4825	8295	3800	4880	4775	4914	2750
1938	1095	1360	1170	11555	7047	2585	4650	1530	950	1770	2500	1320
1939	1575	1925	1830	9585	11305	2690	950	870	910	1340	1982	1880
1940	2040	1845	2645	11110	13519	5319	3195	3445	1285	2235	2215	3215
1941	1190	1605	1850	39305	19080	3557	1760	1935	2455	3690	1917	1420
1942	1460	1740	2780	19195	8010	2624	1140	870	1580	2605	4522	2200
1943	1155	1365	1285	21510	11770	2629	1635	1335	930	2160	2504	1365
1944	1835	1930	1715	12139	12287	4655	1585	1095	1165	2425	6749	5395
1945	1430	2065	1910	27829	8594	2330	1300	760	920	1670	1747	1400
1946	1310	1540	1920	11764	9704	2394	1540	1160	1195	2955	3532	2170
1947	970	1360	1585	10312	5975	2050	875	735	520	665	754	1770
1948	1070	1865	2200	12110	4369	1405	940	595	755	1300	1854	1385
1949	2905	2790	4675	9647	15097	4100	2185	1625	1085	1195	2885	2510
1950	1045	1320	1260	15527	2894	1865	1055	700	710	780	874	855
1951	1155	1635	2205	15290	15179	9574	5055	3575	1680	1245	1164	1815
1952	2260	2160	2995	21192	9999	5837	2170	1955	1660	2780	6485	3595
1953	1655	2010	2170	20660	11494	4805	3105	3705	3925	5975	8214	3875
1954	1300	1715	1445	16220	18652	2112	1810	1700	1280	2110	2284	2140
1955	2730	2915	3205	10484	12930	2679	7490	5575	5520	3180	5004	3615
1956	3770	2960	3975	17099	15407	3567	1705	1105	3315	6055	7764	3995
1957	5535	3885	6520	21572	10054	3074	2910	1985	2145	2285	5252	5140
1958	5970	3465	3110	17874	3949	3849	6425	1255	2065	3910	3807	6380
1959	2005	2060	1440	16574	6512	3264	2620	2185	4370	7485	5214	4445
1960	2205	2530	4700	16899	14425	5492	3325	2270	1660	1625	4374	1585
1961	1975	2395	2245	23247	10239	3365	4235	2625	2860	4215	4029	3150
1962	2975	1485	2830	6582	14130	8009	4970	5980	4965	5120	2730	2315
1963	2425	4180	9390	19117	10479	3765	3580	3090	2525	2595	2245	1980
1964	3100	6830	18180	17022	8202	3915	3930	3480	3000	3905	5744	3185
1965	4080	3805	3325	14432	5697	3600	3010	2980	7315	12260	11352	7285
1966	3230	3295	3730	18589	12904	8787	6550	4980	3295	3915	3905	3870
1967	1775	2330	2585	20129	9075	2410	1350	1020	895	1465	2059	2020
1968	1650	1985	2310	15504	10900	2870	2235	2405	4260	4985	3045	1830
1969	2235	2970	6490	23552	14084	6414	2980	1890	2015	2825	3180	2285
1970	1350	1655	1355	21582	13017	3645	1685	1305	1055	1270	2067	1805
1971	1745	2255	4130	4244	8542	1899	1930	1175	805	1040	2014	3565
1972	2115	2510	3155	11225	12515	4580	1675	1095	880	3485	5180	2590
1973	2425	2830	3200	11582	14619	3599	7530	6730	4380	5340	5880	2490
1974	1775	2230	2095	26704	6520	2362	1010	1140	715	1180	1350	1620

ПРИЛОЖЕНИЕБ

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	Расходы										Объёмы водохранилища			Уровни				Напор	Мощность
	Qбыт	Потери			Qпол.быт	Qнб	Qвхк	Qводохр	Qх.сбр	Qгэс	Vнач	dV	Vконечн	ВБ			НБ		
		Ф	исп	лёд										Zзнач	Zкон	Zср	Zнб		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
XI	618	1	0	0	617	1418	1 000	800	0	1417	28,07	2,1	25,99	138,0	136,7	137,4	100,1	36,9	465,3
XII	581	1	0	-2	582	1965	1 000	1382	0	1964	26,0	3,6	22,40	136,7	134,4	135,6	100,8	34,3	600,1
I	573	1	0	-5	577	2140	1 000	1562	0	2139	22,4	4,1	18,34	134,4	131,5	132,9	101,0	31,5	600,1
II	495	1	0	-3	497	1805	1 000	1306,5	0	1804	18,3	3,4	14,94	131,5	128,5	130,0	100,6	29,0	465,3
III	447	1	0	-2	448	1001	1 000	552	0	1000	14,9	1,4	13,50	128,5	127,0	127,8	99,3	28,1	250,1
IV	707	1	0	0	706	1101	1 100	394	0	1100	13,5	1,0	12,48	127,0	125,9	126,5	99,5	26,6	260,2
V	5293	1	0	12	5280	4781	1 200	-2000	1500	3280	12,5	-5,2	17,68	125,9	131,0	128,4	103,1	25,0	728,7
VI	7043	1	10	0	7032	9033	1 300	-1000	3000	3032	17,7	-2,6	20,28	131,0	132,9	132,0	101,8	29,8	803,7
VII	3718	1	10	0	3707	2408	1 400	-1300	0	2407	20,3	-3,4	23,66	132,9	135,2	134,1	101,3	32,4	694,2
VIII	2921	1	10	0	2910	2311	1 400	-600	0	2310	23,7	-1,6	25,2	135,2	136,2	135,7	101,2	34,1	701,6
IX	3646	1	10	0	3635	3266	1 400	-370	0	3265	25,2	-1,0	26,2	136,2	136,8	136,5	101,9	34,2	993,5
X	1881	1	10	0	1870	1141	1 000	-730	0	1140	26,2	-1,9	28,08	136,8	138,0	137,4	99,6	37,5	380,0

окончание Приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Месяц	Расходы									Объёмы водохранилища			Уровни				Nапор	Мощность	Выработка	
	Qбыт	Потери			Qпол.быт	Qнб	Qвхк	Qводохр	Qх.сбр	Qгэс	Vнач	dV	Vконечн	ВБ		НБ	Н гэс	N гэс, МВт	Э, млн.кВт*ч	
		Ф	исп	лёд										Знач	Zкон	Zср	Zнб			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
XI	920	1	0	0	919	1408	1 000	488	0	1407	28,1	1,3	26,8	138,0	137,2	137,6	100,1	37,2	465,4	335
XII	755	1	0	-2	756	1923	1 000	1165,3	0	1922	26,80	3,0	23,77	137,2	135,3	136,3	100,8	35,1	600,1	446
I	667	1	0	-5	671	2060	1 000	1388,5	0	2059	23,8	3,6	20,16	135,3	132,9	134,1	100,9	32,7	600,1	432
II	527	1	0	-3	529	1699	1 000	1169	0	1698	20,2	3,0	17,12	132,9	130,5	131,7	100,5	30,8	465,3	346
III	532	1	0	-2	533	1564	1 000	1030	0	1563	17,1	2,7	14,44	130,5	128,0	129,3	100,3	28,6	397,5	296
IV	1057	1	0	0	1056	1827	1 100	770	0	1826	14,4	2,0	12,44	128,0	125,9	126,9	100,7	25,9	420,6	293
V	6340	1	0	12	6327	5938	1 200	-1890	1500	4437	12,4	-4,9	17,36	125,9	130,7	128,3	104,0	23,9	942,3	701
VI	7420	1	10	0	7409	9410	1 300	-1000	3000	3409	17,4	-2,6	19,96	130,7	132,7	131,7	100,2	31,1	945,0	680
VII	5480	1	10	0	5469	4170	1 400	-1300		4169	20,0	-3,4	23,34	132,7	135,0	133,9	102,6	30,9	1145,2	852
VIII	3870	1	10	0	3859	3260	1 400	-600		3259	23,3	-1,6	24,90	135,0	136,0	135,5	101,9	33,2	962,0	693
IX	3700	1	10	0	3689	3120	1 400	-570		3119	24,9	-1,5	26,4	136,0	137,0	136,5	101,8	34,3	950,9	707
X	2185	1	10	0	2174	1495	1 000	-680		1494	26,4	-1,8	28,1	137,0	138,0	137,5	100,2	36,9	490,7	353

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

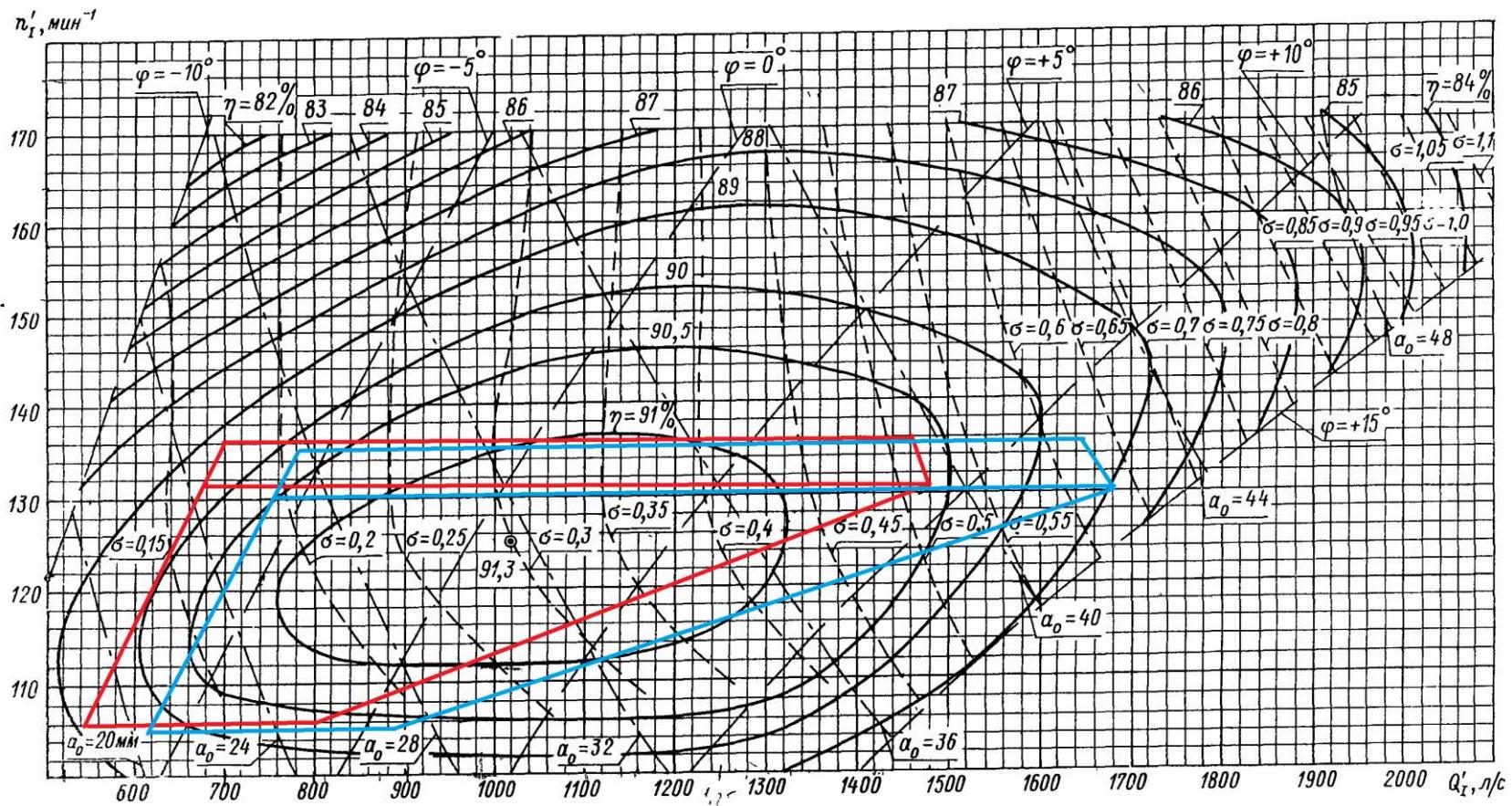


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ40а-В
($D=8,0 \text{ м}$ – синим цветом, $D=8,5 \text{ м}$ – красным цветом)

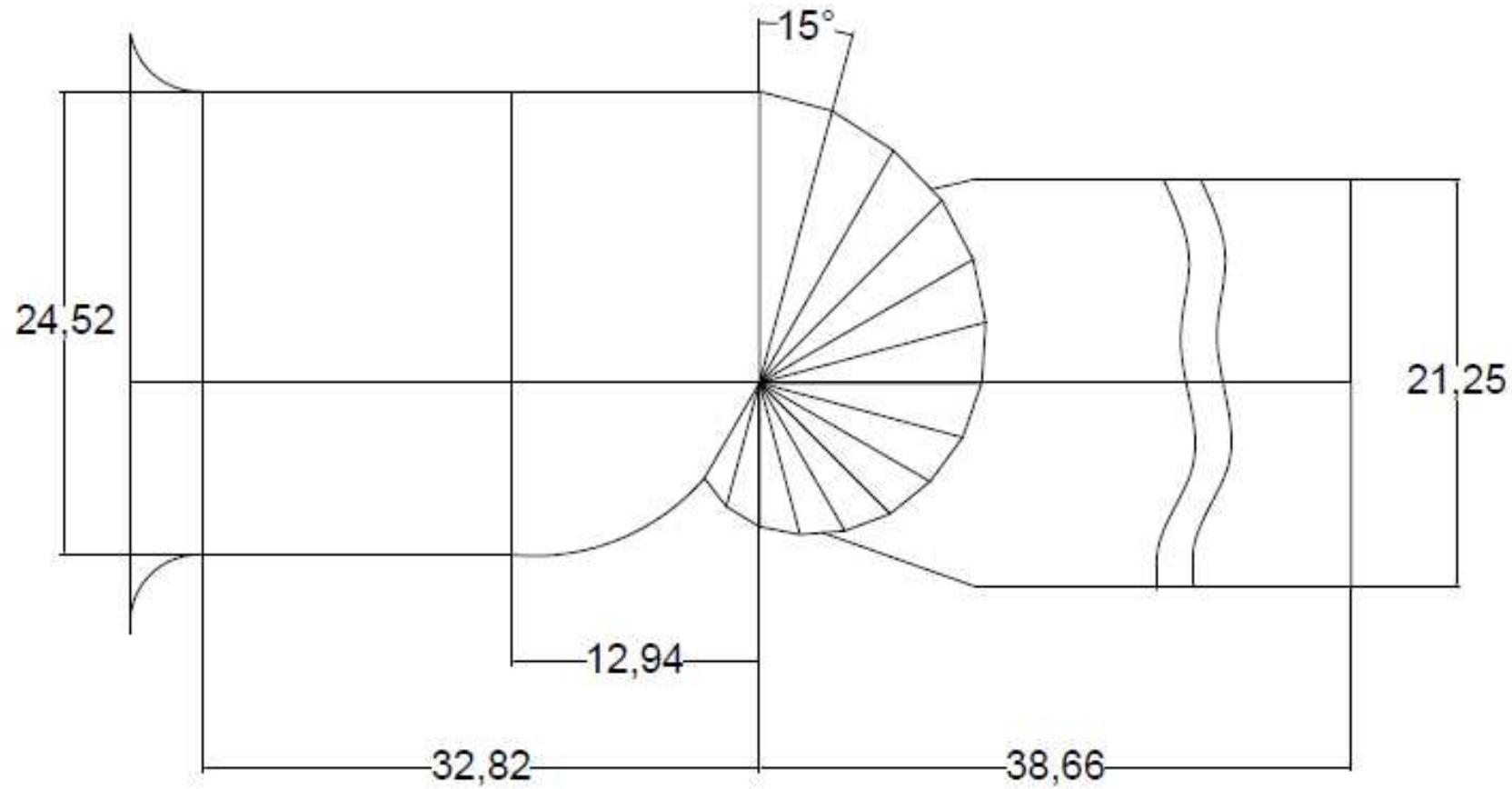


Рисунок В.2 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Геологический разрез по створу плотины реки Ангара

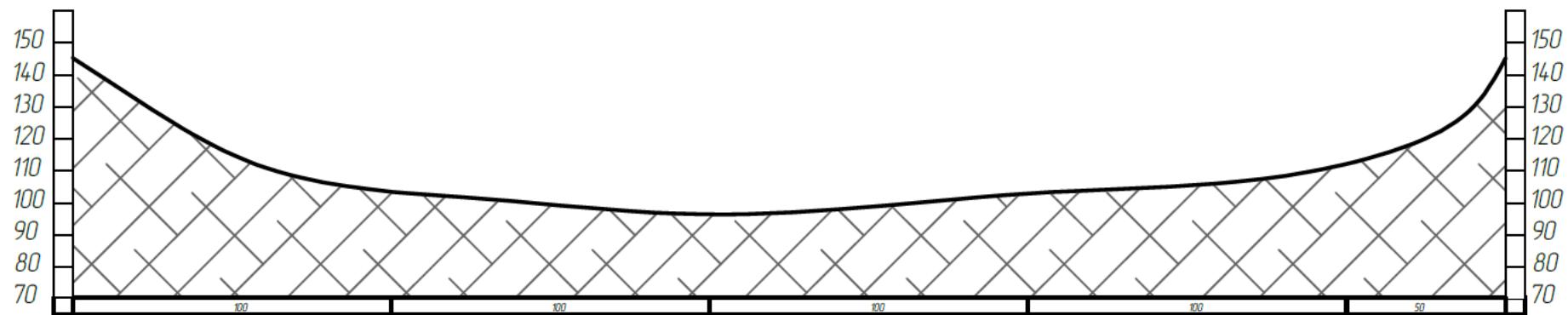


Рисунок Г.1 – Геологический разрез по створу плотины реки Ангара

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Календарный план Ангарского гидроузла

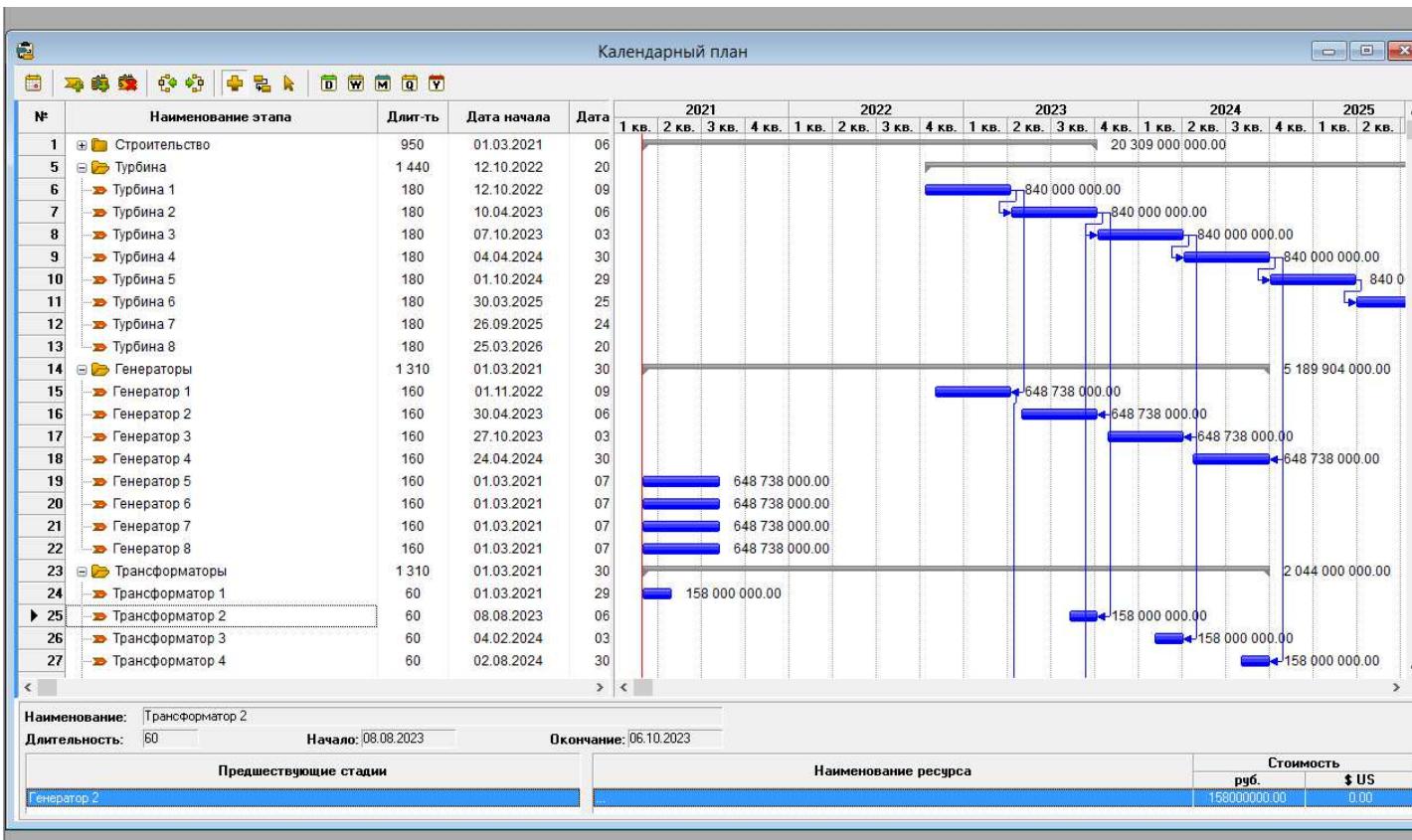


Рисунок Д.1 – Календарный план Ангарского гидроузла

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица Е.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф.защита поперечная	$I\Delta>$	Ток срабатывания, I_{CP}	$0,2 \cdot I_H$	0,89 A
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP,0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,23 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,68 A
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	- 5 B
		t_3	U_{0G}	- 15 B
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
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	$I_{2\text{СИГН}}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,31 A
		ПО	$I_{2\text{ПУСК}}$	$0,17 \cdot I_H$ 0,76 A
		ОТС I	$I_{2\text{С.з.}}$	$0,2 \cdot I_H$ 0,89 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \cdot I_H$ 4,77 A
		ПО	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \cdot I_H$ 4,90 A
		ОТС	$I_{1\text{ОТС}}$	$1,429 \cdot I_{HOM}$ 6,84 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,16 1,39 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,42 5,5 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P\text{ СИГН.}}$	$1,07 \cdot I_{HOM,P}$ 1,33 A
		ПО	$I_{P\text{ ПУСК.}}$	$1,1 \cdot I_{HOM,P}$ 1,37 A
		Отсечка	$I_{P\text{ ПУСК.}}$	$2,14 \cdot I_{HOM,P}$ 2,66 A

окончание приложения Е

Таблица Е.2 – Матрица отключений защит

Действие/Защиты			Отключение В/Г		Гашение полей		Останов турбины и сброс АРЗ		Пуск ПЖТ ГГ		Отключение В-500 и В-ТСН		Разгрузка по мощности		Предупредительный сигнал		
Наименование	Обозначение																
Диф.защита поперечная	$I\Delta G$		+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЗЗГ	U_0	t_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	
		t_3	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	U_0	t	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1		+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2 ступень t_2		+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		OTC I	t_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		OTC	t_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДЗ	$Z <$	1 ступень		t_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		t_2		+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2 ступень		t_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		t_2		+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Отсечка		+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно–Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«17 » июн 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНГАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА. ВТОРИЧНАЯ КОММУТАЦИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ, ОСНАЩЕННЫХ ЦИФРОВЫМИ РЗА

Руководитель


подпись, дата

Зав. кафедры ГГЭЭС
канд. техн. наук
должность, ученая степень

А.А. Ачитаев
ициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Н.С. Новокрещенов
ициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ангарской ГЭС на реке Ангара. Вторичная коммутация в распределительных устройствах. Оснащенных цифровыми РЗА».

Консультанты по
разделам:

Водно–энергетические расчёты

10.06.21 А. Рупцов
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

10.06.21 А.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

17.06.21 А.Ф. Филин
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

16.06.21 Д.В. Широков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

10.06.21 Е.В. Рыбников
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

10.06.21 Д.А. Ерёмин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

10.06.21 Н.В. Любимова
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

10.06.21 В.В. Магомедов
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

18.06.21 А.И. Чабанова
подпись, дата инициалы, фамилия