

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

институт

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код-наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЯСИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПЯСИНА.
УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ГАЗОВОГО И
ПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ, ПОЖАРНОЙ АВТОМАТИКИ И
СИГНАЛИЗАЦИИ НА ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЭС И РУ**

Руководитель

подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС,
Саяно-Шушенского филиала
должность, ученая степень

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.С. Скок
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Пясинской ГЭС на реке Пясина. Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ».

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 ПЯСИНСКОЙ ГЭС	6
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат.....	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
2 Водно-энергетические расчёты	13
2.1 Исходные данные	13
2.2 Выбор маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока	13
2.3 Определение типа регулирования	16
2.4 Построение годовых графиков нагрузок энергосистемы	17
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	18
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году .	21
2.7 Определение установленной мощности, проектируемой ГЭС.....	22
2.8 Баланс мощности.....	22
2.9 Водно-энергетические расчеты работы ГЭС в средневодном году	22
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	24
3.1 Построение режимного поля	24
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	25
3.3 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины	27
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	28
3.5. Расчет вала на прочность	29
3.6. Выбор маслonaпорной установки и электрогидравлического регулятора	29
4 Электрическая часть.....	30
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд	30
4.2. Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	31
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	31
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов.....	31
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	31
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий	32
4.4 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	33
4.5 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	35
4.6 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	36

4.7	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	37
4.8	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	38
4.9	Выбор параметров КРУЭ	39
4.9.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	39
4.9.2.	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	39
5	Релейная защита и автоматика	41
5.1	Перечень защит основного оборудования	41
5.2	Расчёт номинальных токов	41
5.3	Описание защит и расчет их уставов	42
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (I_{DG}).....	43
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0)).....	45
5.3.3	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	48
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	48
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1)	51
5.3.6	Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$).....	53
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	56
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатов	58
5.5	Таблица уставок и матрица отключений защит	58
6	Компоновка и сооружения гидроузла	61
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения	61
6.2	Определение отметки гребня грунтовой плотины	61
6.3	Определение ширины водосливного фронта.....	63
6.4	Определение отметки гребня водослива.....	65
6.5	Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода.....	66
6.6	Расчет донного водосброса.....	68
6.7	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	69
6.8	Расчет водобойной стенки	71
6.9	Конструирование бетонной плотины	72
6.9.1	Определение ширины подошвы	72
6.9.2	Разрезка бетонных плотин швами	74
6.9.3	Быки и устои.....	75
6.9.4	Галереи.....	75
6.9.5	Элементы подземного контура плотины	75
6.10	Определение основных нагрузок на плотину	77
6.10.1	Вес сооружения и затворов.....	77
6.10.2	Сила гидростатического давления воды	78
6.10.3	Волновое давление	78
6.10.4	Фильтрационное и взвешивающее давление	79
6.12	Критерии прочности плотины	81
6.13	Расчёт устойчивости плотины	82
7	Охрана труда. Пожарная безопасность.	96
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	96

7.2	Пожарная безопасность	96
7.3	Охрана труда	98
8	Охрана окружающей среды	96
8.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС	97
8.2	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	98
9	Технико-экономические показатели	100
9.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ГЭС	100
9.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	100
9.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	100
9.1.3	Налоговые расходы в первые годы эксплуатации	103
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	104
9.3	Оценка инвестиционного проекта	105
9.3.1	Методология и исходные данные	105
9.3.2	Коммерческая эффективность	106
9.3.3	Бюджетная эффективность	107
9.4	Анализ чувствительности	107
10	Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ	100
10.1	Назначение автоматического пожаротушения	100
10.2	Классификация систем пожаротушения	101
10.3	Газовые автоматические установки	102
10.4	Порошковые автоматические установки	103
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	106
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	108
	ПРИЛОЖЕНИЕ А_Водно-энергетические расчеты	112
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б_Нагрузки на плотину	116

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ПЯСИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Пяси́на;
2. Местонахождение ГЭС Красноярский край;
3. Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 414 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью: 0,5% 2782 м³/с;
0,1% 3079 м³/с;
0,01% 3476 м³/с;
 - в) минимальный 290 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 40 м;
ФПУ 42 м;
УМО 34,41 м
 - в) объемы:
полный 11,4 км³;
полезный 6,19 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 32 м;
 - б) расчетный 22,1 м;
 - в) минимальный 20,3 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 248 МВт;
гарантированная 190 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 824 млн. кВт·ч;
8. Грунтовая плотина (общая длина):
 - а) левобережная насыпная 527 м;
9. Бетонная плотина (общая длина):
 - а) правобережная глухая 289 м;
 - б) стационарная 85 м;
10. Водосбросные сооружения
 - 10.1 Поверхностный водослив
 - а) число и размер пролетов 2×14;
 - б) общая длина 34 м;
 - 10.2 Донный водосброс
 - а) число 3;
 - б) размеры сечения 2×3 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания русловое;
 - б) число агрегатов 3;
 - б) грунты в основании гранит;

- в) тип спиральной камеры бетонная трапецеидальная;
г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

12. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ40а-В-750;
б) тип генератора СВ 1160/180-72;
в) мощность генератора 83 МВт;
г) частота вращения 83,3 об/мин;
д) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения 66532 руб./кВт;
б) себестоимость энергии 2,2 руб/кВт·ч;
в) срок окупаемости 10,4 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика – одна из ведущих составляющих электроэнергетики России. Преимуществом ГЭС перед другими электростанциями является способность быстро увеличивать объем выработки электроэнергии для покрытия пиковых нагрузок в энергосистеме. Вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. Лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия станет гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционная отрасль народного хозяйства.

Целью 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.

1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Створ проектируемой ГЭС находится в зоне субарктического климата в северной части Красноярского края. Средняя температура января -28°C , среднегодовая температура 10°C .

1.1.2 Гидрологические данные

Пяси́на— река в Красноярском крае России, впадает в Карское море. Длина реки 818 км, площадь бассейна — 182 тыс. км². Берёт начало из озера Пясино. Носит характер равнинной реки.

Доля снегового питания — 60 %, на дождевое и подземное питание приходится по 20 %. Половодье с июня по октябрь. Ледостав с начала октября по май. Средняя температура воды в июле $+9^{\circ}\text{C}$, в сентябре $+4^{\circ}\text{C}$.

Ряд гидрологических наблюдений период с 1940-1989 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 414 \cdot 31536000 = 13 \text{ км}^3, \quad (1)$$

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

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунках 1.1, 1.2 и 1.3.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов водохранилища от уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов от уровней нижнего бьефа			
		Зимние расходы		Летние расходы	
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
6,00	0	6	0	6	0
26,36	2	8	139,2	8	174
33,02	4	10	430	10	537,5
35,50	6	12	816	12	1020
37,35	8	14	1248	14	1560
38,80	10	16	1800	16	2250
40,58	12	18	2640	18	3300
42,03	14	н/д	н/д	н/д	н/д

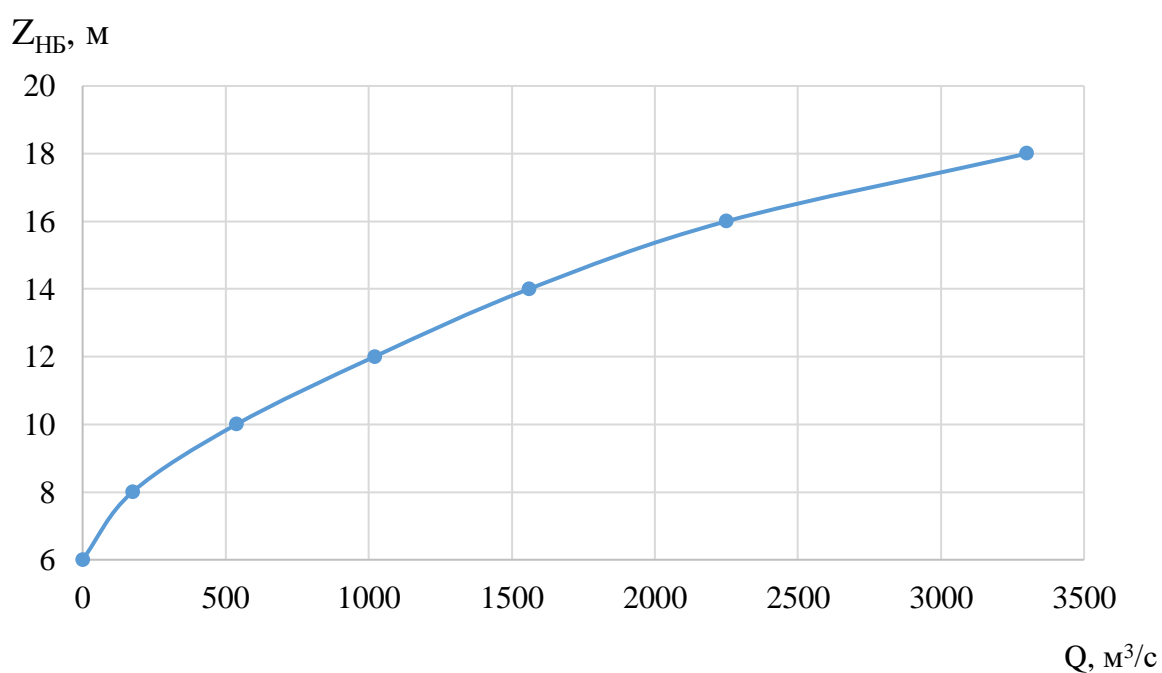


Рисунок 1.1 – Кривая связи $Z_{НБ}=f(Q)$ для летних расходов

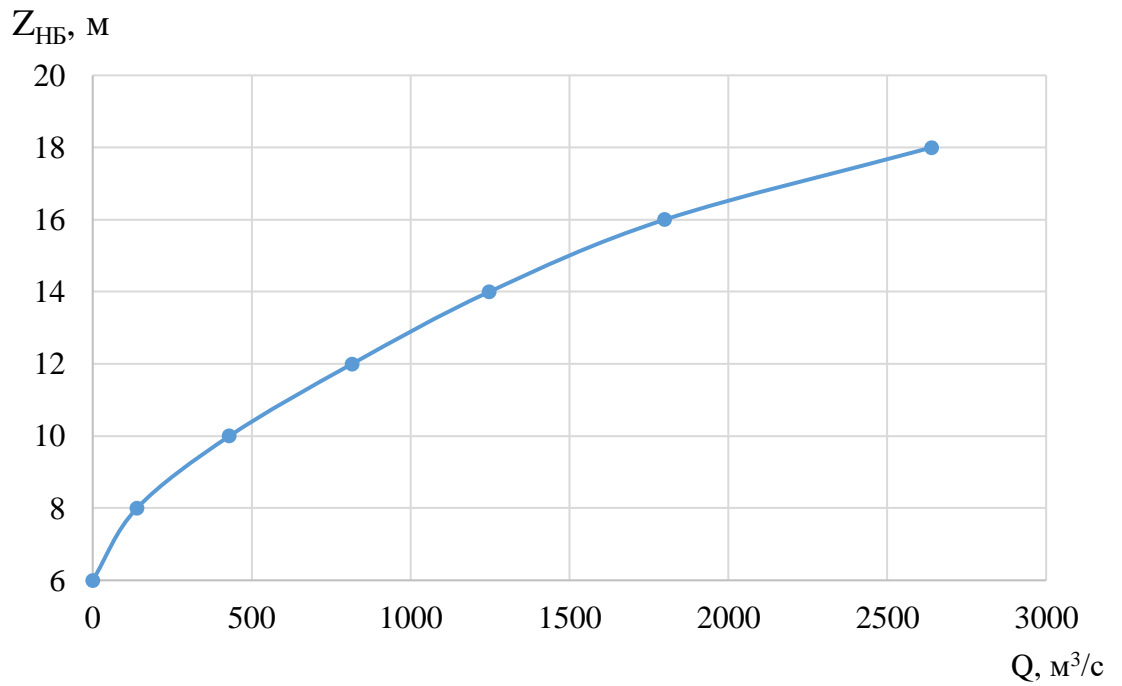


Рисунок 1.2 – Кривая связи $Z_{НБ}=f(Q)$ для зимних расходов

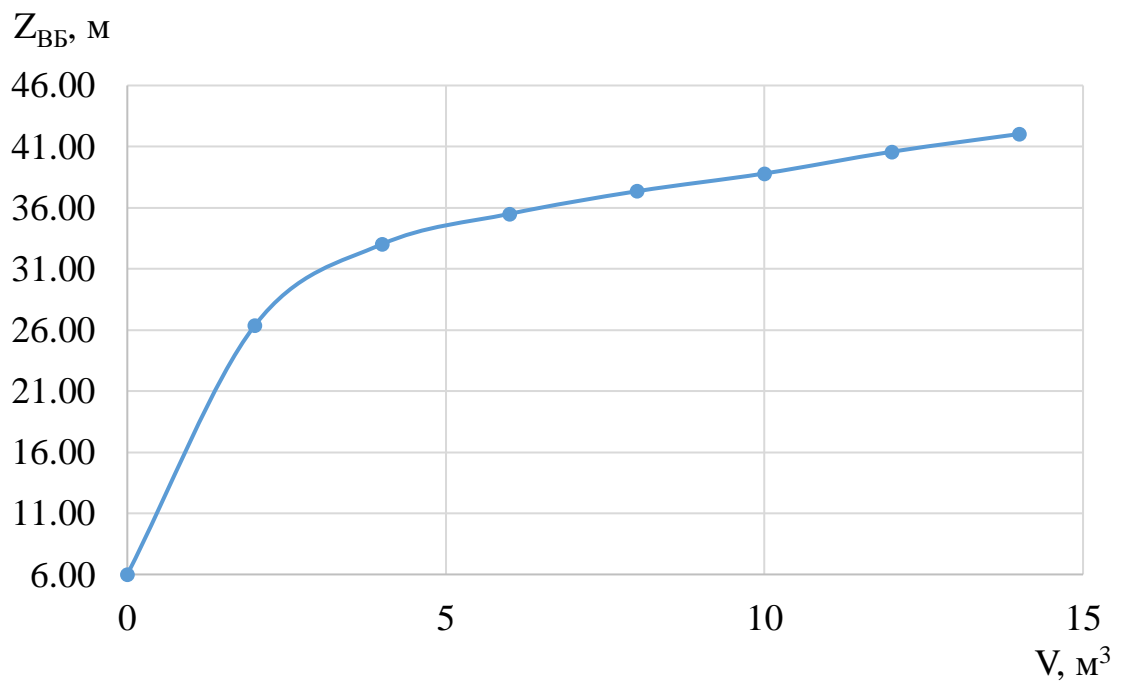


Рисунок 1.3 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

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

1.1.4 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Пясинской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 7 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1940 по 1989. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического периода установлено, что на участке Пясинской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 7 баллов.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Исходные данные

Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.1, рисунок 1.1, 1.2, 1.3);

1) данные по энергосистеме:

Красноярское РДУ

$P_{\max} = 8431$ МВт

Аварийный резерв - 8 %

Нагрузочный резерв - 2%

Коэффициент мощности: $k_N = 8,8$;

2) потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 0,35$ м

3) НПУ Пясинской ГЭС: 40 м

4) ряд гидрологических наблюдений за рекой Мана за период 1940-1989 гг. (приложение А, таблица А.1);

5) требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	145	145	145	145	290	290	290	290	290	145	145	145
Фильтрация	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Испарение	1	1	1	1	1	3	6	5	3	1	1	1
Льдообразование	7	7	0	-10	-10	0	0	0	0	0	7	7
Шлюзование	0	0	0	0	3	29	55	52	30	0	0	0

2.2 Выбор маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Пясины в створе Пясинской ГЭС за период 1940-1989гг. представлен в приложение А, таблица А.1.

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 6-9 месяцы, а все остальные месяцы года - маловодными. Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где m – порядковый номер года;

n – количество лет в гидрологическом ряду.

Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

m	P, %	Средневодный		Половодье		Межень	
		Год	Qср.год., м3/с	Год	Qпол, м3/с	Год	Qмеж, м3/с
1	2	1988	602	1988	1567	1951	120
2	4	1986	571	1986	1493	1988	119
3	6	1941	531	1941	1433	1986	110
4	8	1948	516	1948	1369	1952	108
5	10	1985	515	1985	1368	1967	107
6	12	1949	512	1949	1344	1989	106
7	14	1943	491	1943	1313	1949	96
8	16	1980	490	1980	1313	1963	95
9	18	1978	484	1978	1296	1968	94
10	20	1951	475	1950	1219	1953	93
11	22	1950	466	1987	1218	1974	92
12	24	1987	464	1951	1187	1945	91
13	25	1947	451	1947	1174	1947	90
14	27	1984	450	1984	1173	1948	90
15	29	1945	444	1945	1152	1950	89
16	31	1982	443	1982	1149	1985	89
17	33	1963	442	1963	1136	1957	88
18	35	1969	431	1969	1121	1959	88
19	37	1970	431	1970	1121	1984	88
20	39	1955	430	1955	1120	1946	87
21	41	1975	429	1975	1114	1969	87
22	43	1967	428	1958	1079	1970	87
23	45	1968	414	1967	1069	1983	87
24	47	1958	413	1954	1066	1987	87
25	49	1953	412	1962	1060	1962	86
26	51	1954	411	1961	1059	1966	86
27	53	1962	411	1972	1058	1975	86
28	55	1952	408	1968	1052	1955	85
29	57	1961	408	1953	1051	1954	84
30	59	1972	408	1979	1017	1940	83
31	61	1989	407	1942	1015	1965	83
32	63	1959	395	1989	1010	1972	83
33	65	1942	393	1952	1009	1982	83
34	67	1979	393	1959	1008	1942	82
35	69	1957	392	1966	1004	1944	82

Окончание таблицы 2.2

36	71	1966	392	1957	1000	1961	82
37	73	1960	376	1960	981	1977	81
38	75	1944	363	1944	926	1958	80
39	76	1976	352	1976	920	1979	80
40	78	1946	349	1946	872	1941	79
41	80	1983	347	1983	868	1971	79
42	82	1940	343	1940	864	1980	79
43	84	1974	341	1964	858	1978	78
44	86	1964	334	1974	839	1973	77
45	88	1977	333	1977	838	1960	74
46	90	1981	326	1981	831	1981	73
47	92	1971	317	1971	795	1964	71
48	94	1965	303	1965	742	1976	68
49	96	1956	245	1956	604	1956	66
50	98	1973	236	1973	556	1943	21

Выбор расчетного средневодного года (P=50%)

Найдем коэффициенты приведения по половодью и межени для сравниваемого 1953 и 1954 г по формулам 3-6.

1953 год

$$K_{п50\%} = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п 1953}} = \frac{1059,5}{1051} = 1 \quad (3)$$

$$K_{м50\%} = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1953}} = \frac{86}{93} = 0,9 \quad (4)$$

1954 год

$$K_{п50\%} = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п 1954}} = \frac{86}{84} = 1 \quad (5)$$

$$K_{м50\%} = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1954}} = \frac{1059,5}{1066} = 0,99 \quad (6)$$

Принимаем 1954 год так как он имеет коэффициент приведения ближе к единице.

Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Так как по половодью и межени для обеспеченности (P=90%) приходится один и тот же год, следовательно, расчёт не требуется.

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1981г.

Данные по расходам маловодного и средневодного года представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы маловодного и средневодного года

Год	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	Сред.
Мал. 1981	62	589	1100	1044	592	297	81	36	30	28	27	25	326
Сред.1954	62	801	1828	1044	592	316	141	42	31	28	27	25	411

Гидрографы маловодного и средневодного представлены на рисунке года представлены на рисунке 2.1.

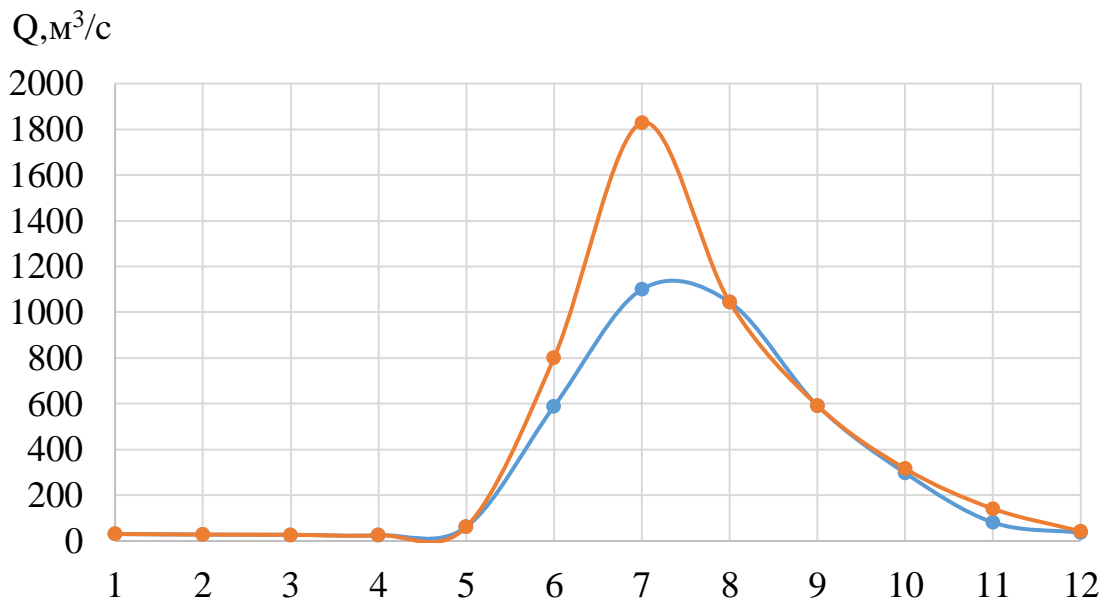


Рисунок 2.1 – Расчетный гидрограф маловодного и средневодного года

2.3 Определение типа регулирования

Для определения типа регулирования определяется коэффициент зарегулированности стока β . Среднеголетний сток находится по формуле:

$$\bar{W} = \bar{Q} \cdot t = \frac{414 \cdot 31536000}{10^9} = 13 \text{ км}^3, \quad (7)$$

где \bar{Q} – среднеголетний расход;
 t – число секунд в году.

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{6,19}{13} = 0,47, \quad (8)$$

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

Следовательно, на проектируемой станции будет годичный тип регулирования.

2.4 Построение годовых графиков нагрузок энергосистемы

Строятся для максимальных и средних значений на основе суточных графиков нагрузки ОДУ Сибири. Годовой график максимальной нагрузки представляет собой косинусоидальную функцию:

$$P(t) = a + b \cdot \cos(30^0t - 15^0t), \quad (9)$$

где t – номера месяцев;
 a и b – коэффициенты, вычисляемые по формулам (12) и (13):

$$a = \frac{P^{"З} + P^{"Л}}{2} \quad (10)$$

$$b = \frac{P^{"З} - P^{"Л}}{2} \quad (11)$$

где $P^{"З}$ – максимальное потребление в зимние сутки;
 $P^{"Л}$ – максимальное потребление в летние сутки.

Данные для построения годовых графиков нагрузок представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Таблица для построения годовых графиков нагрузки

Месяц	Рmax		Рсред		a(max) зима	b(max) лето	a(сред) зима	b(сред) лето	α	Р max	Р сред
	зима	лето	зима	лето							
1	8431	6265	7934	5923	7326	1061	6929	1005	0,3	8431	7900
2									0,8	8076	7640
3									1,3	7601	7190
4									1,8	7052	6669
5									2,4	6577	6219
6									2,9	6302	5958
7									3,4	6301	5957
8									3,9	6574	6216
9									4,4	7049	6666
10									5	7598	7187
11									5,5	8074	7638
12									6	8350	7899

График среднемесячных годовых нагрузок и максимальных годовых нагрузок представлен на рисунке 2.2.

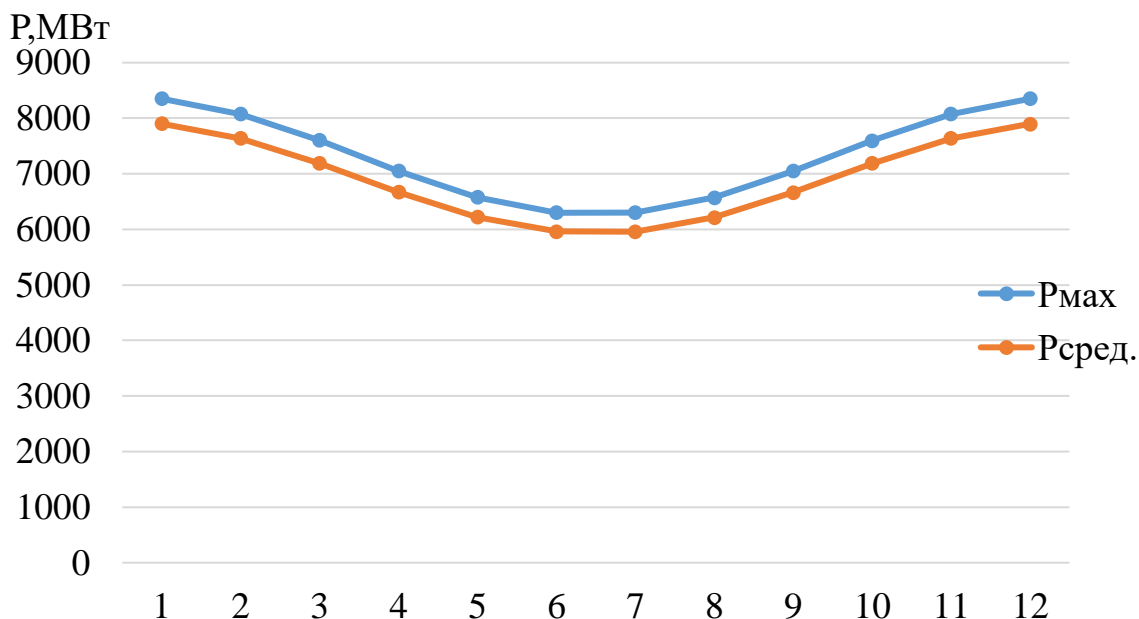


Рисунок 2.2 – Совмещенный график максимальных и средних нагрузок энергосистемы

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1981) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (12)$$

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

$Q^{\text{пр}90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (13)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,35$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле 16.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (14)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Данные по потерям расхода в створе представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Потери расхода в створе

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.год.
90%	30	28	27	25	62	589	1100	1044	592	297	81	36	326
Q(%) исп.	1	1	1	1	1	3	6	5	3	1	1	1	
Q(%) льд-е	7	7	0	-10	-10	0	0	0	0	0	7	7	
Q(%) фил.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Q(%) шл.	0	0	0	0	3	29	55	52	30	0	0	0	
Σ потерь	11	11	4	-6	-2	36	64	61	36	5	11	11	

Данные по требованиям водохозяйственного пользования представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Требования водохозяйственного пользования

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.год.
90%	30	28	27	25	62	589	1100	1044	592	297	81	36	326
Q _{ВХК}	145	145	145	145	290	290	290	290	290	145	145	145	205

Данные для выбора первого варианта гарантированной мощности представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Выбор первого варианта гарантированной мощности

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.г.
Q бытовое	30	28	27	25	62	589	1100	1044	592	297	81	36	326
Сум. потери	11	11	4	-6	-2	36	64	61	36	5	11	11	
Q полез	19	17	23	31	64	553	1036	983	556	292	70	25	
Z вб	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
Z нб	6	6	6	6	7	10	19	17	10	9	7	6	
N	33	33	33	33	33	29	20	22	29	31	32	33	
N быт	6	5	7	9	19	142	184	192	143	79	20	7	

Данные для сравнения режимов работы ГЭС представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Сравнение режимов работы ГЭС

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.год.
90%	30	28	27	25	62	589	1100	1044	592	297	81	36	326
N быт	9	8	8	7	18	151	195	203	152	81	23	10	
N ВХК	42	42	42	42	84	75	51	56	74	39	41	42	
Дельта	-34	-34	-35	-35	-66	77	144	147	78	41	-18	-32	233

11 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Далее назначается режим, при котором в период половодья и сниженных нагрузок энергосистемы станция работает с соблюдением требований ВХК, а всю избыточную воду будем использовать в месяцы наибольших нагрузок в энергосистеме. При этом необходимо соблюсти критерий вытеснения тепловых мощностей по ровной линии. На балансе энергии графически отображается выбранный режим работы ГЭС.

Алгоритм построения баланса энергии:

1) На графике средних мощностей энергосистемы изображаем покрытие его средними мощностями существующих ГЭС (с пика графика);

2) От нижней огибающей нагрузки существующих ГЭС вписываем два альтернативных режима проектируемой ГЭС: по бытовому стоку и по ВХК. Режимы накладываются друг на друга. Зимние и осенние месяцы оказываются дефицитными по воде, а месяцы наибольшей приточности – профицитными.

Определяется такое положение линии гарантированной мощности, которая пересекает график, чтобы суммарный избыток мощности был использован полностью.

Данные для построения баланса энергии представлены в таблице 2.14

Таблица 2.14 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Нсуц. гэс, МВт	Нбыт, МВт	Нвхк, МВт
1	7900	2466	9	42
2	7640	2260	8	42
3	7190	2055	8	42
4	6669	1849	7	42
5	6219	1747	18	84
6	5958	1644	151	75
7	5957	1644	195	51
8	6216	1747	203	56
9	6666	1849	152	74
10	7187	2055	81	39
11	7638	2260	23	41
12	7899	2466	10	42

В результате построения в первом приближении определяются значения гарантированных мощностей.

С помощью баланса энергии решается важный вопрос о начале сработки водохранилища. Начинается сработка в первый месяц после окончания половодья, когда бытового притока не хватает на выдачу расхода по ВХК, либо на выдачу гарантированной мощности. В данном проекте 11 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

Графическое изображение баланса энергии представлено на плакате «Использование водной энергии».

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- 1) определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- 2) отметки ∇ УМО;
- 3) полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен ∇ НПУ = 40 м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это декабрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

Для правильного расчета мы должны соблюдать условия:

- 1) $Q_{\text{НБ}} \geq Q_{\text{ВХК}}$,
- 2) $Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}$.

Расчет производится итерационным методом. В последней контрольной колонке сначала указываем первый вариант гарантированной мощности, проектируемой ГЭС. Подбираются расходы из водохранилища, обеспечивающие либо выполнение требований ВХК, либо выдачу гарантированной мощности. В каждом следующем месяце расчета в качестве исходных отметок ВБ и объемов водохранилища используются конечные отметки и объемы предыдущего месяца. В последний месяц цикла сработки – наполнения водохранилище должно быть наполнено до отметки НПУ.

Из первой итерации видно, что прийти к отметке НПУ не удастся, поскольку при расчете гарантированной мощности в первом приближении мы не учитывали изменение уровня верхнего бьефа, а принимали его равным НПУ. Корректируем положение линии гарантированной мощности на балансе энергии (понижаем). В результате расчета полного цикла сработки-наполнения при $N_{\text{гар}}=190$ МВт удастся вернуться в НПУ.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку ∇ УМО = 34,41 м.

Также из условий маловодного года определили гарантированную мощность проектируемой Пясинской ГЭС: $N_{\text{гар}}=190$ МВт.

Таблица сработки-наполнения водохранилища в маловодный год приведена в приложении А, таблица А.1

2.7 Определение установленной мощности, проектируемой ГЭС

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующей электростанций: Красноярской ГЭС, Богучанской ГЭС и проектируемой Пясинской ГЭС. Выработку существующих ГЭС нашли на сайте системного оператора. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 2% , аварийный резерв составляет 7 % от P^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС. Аварийный будет размещен как на ГЭС, так и на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.ГЭС} = N_{раб.ГЭС} + N_{резГЭС} = 233 + 15 = 248 \text{ МВт} \quad (15)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна: $N_{уст.ГЭС} = 248 \text{ МВт}$.

2.8 Баланс мощности

Баланс мощности приведен в таблице 2.15 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.15 – Баланс мощности энергосистемы

Месяц	Система			Сущ. ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	Р сист.макс.	N н.р.	N а.р.	Nраб.	N н.р.	N рем.	Nраб.маx	N н.р.	N рем.	Nраб.маx	N а.р	N рем.
I	8396	168	672	5434	148		248	20		2734	672	
II	8132	163	651	5380	108		200	55		2592	651	
III	7675	153	614	5135	103		68	51		2472	614	
IV	7147	143	572	4820	96		68	47		2259	572	
V	6689	134	535	4472	89		152	44		2091	535	114
VI	6424	128	514	4314	86		162	42		1984	514	114
VII	6423	128	514	4314	86		164	42		1984	514	114
VIII	6687	134	535	4472	89		166	44		2089	535	114
IX	7144	143	571	4820	96		138	46		2198	571	
X	7672	153	614	5135	103		120	51	41	2459	614	
XI	8130	163	650	5380	108		200	55		2590	650	
XII	8395	168	672	5434	109		248	59		2733	672	

2.9 Водно-энергетические расчеты работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условиях проводятся для оценки среднегодовой выработки энергии ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньших полученных при работе ГЭС в расчетных маловодных условиях. С учетом этого условия сработку

водохранилища следует начинать как можно позже, чем в маловодном году, что приведет к увеличению напора ГЭС и выработки гидроэнергии в зимнее время. Наполнение водохранилища следует закончить как можно раньше для увеличения напоров ГЭС и, как следствие, выработки электроэнергии. Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчетам в маловодном году.

Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

При этом ход уровня воды в водохранилище будет соответствовать ходу уровня в расчетных маловодных условиях, а мощность ГЭС в среднем по водности году будет больше, чем в маловодном за счет большего притока воды в водохранилище. По обоим вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку.

Таблица сработки-наполнения водохранилища в средневодный год приведена в приложении А, таблица А.2.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

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

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности найдено по формуле (16).

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (16)$$

где $k_N = 8,8$ – коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС определяется по формуле (17).

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (17)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{вхк}=145 \text{ м}^3/\text{с}$.

Расчет режимного поля сведен в таблицу 3.1, графически оно представлено на рисунке 3.1

Таблица 3.1 - Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} , м	H _{нпу} , м	H _{умо} , м	H _{звб1} , м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0	326,10	33,7	28,1	30,2	32,0	880,7	22,1	1275,2
200	327,73	31,1	25,5	27,6	30,9	912,0	21,9	1269,4
400	329,16	29,8	24,2	26,4	29,8	945,7	21,7	1263,6
600	330,41	28,8	23,2	25,3	28,7	981,9	21,5	1257,8
800	331,51	27,7	22,1	24,3	27,6	1021,1	21,3	1251,9
1000	332,48	26,7	21,1	23,3	26,5	1063,5	21,1	1246,0
1200	333,33	25,8	20,2	22,4	25,4	1109,5	20,9	1240,1
1400	334,07	25,1	19,5	21,7	24,3	1159,7	20,7	1234,1
1600	334,73	24,5	18,9	21,0	23,2	1214,7	20,5	1228,2
1800	335,31	23,6	18,1	20,2	22,1	1275,2	20,3	1222,2

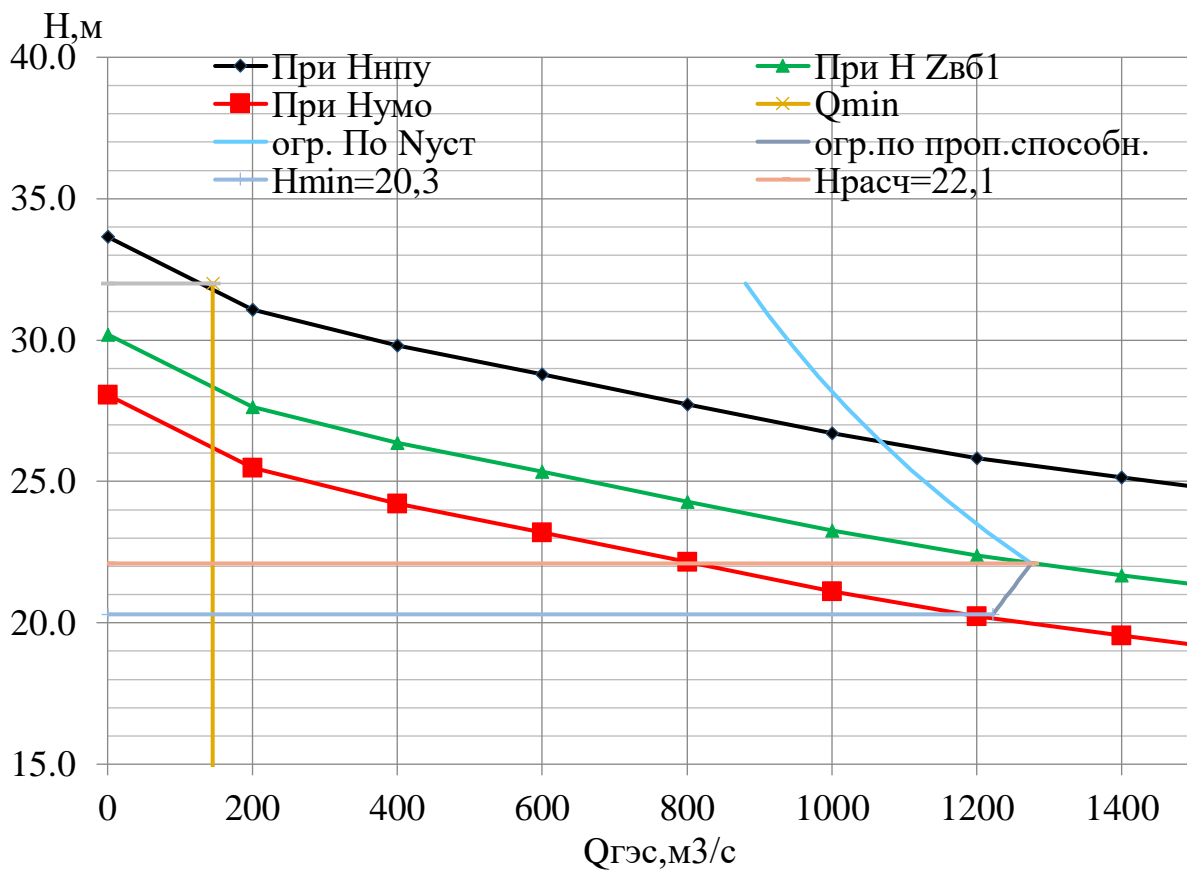


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 32$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан.пуск.} = 145$ м³/с;
- расчётный напор $H_{расч} = 22,1$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{min} = 20,3$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра $D1$ рабочего колеса и синхронной частоты вращения $n_{синх}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС будет работать с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

Произведен подбор вариантов турбин, основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Были выбраны следующие гидротурбины

ПЛ40а-В ПЛ40б-В. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. - Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{пред}$, М	40	40
H_{min}/H_{max}	1,58	1,58
n'_{Iopt} , об/М	125	123
Q'_{Iopt} , л/с	1020	1150
$\eta_{M opt}$	0,88	0,89
$D'_{I m}$, М	0,46	0,46
$Q_{I max}$, л/с	1700	1620
$H_{мод}$, М	4	4
$t_{мод}$, °С	10	20

Расчет параметров гидротурбин для различных значений D_1 гидотурбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В представлен в таблицах 3.3-3.4.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В

D_1 ,М	5,6	5,3	7,1	7,5	8
η_T	0,923	0,922	0,925	0,925	0,926
N_a^* ,МВт	48,12	43,08	77,54	86,57	98,56
Z_a^* ,шт	5,15	5,76	3,20	2,86	2,52
Z_a ,шт	6	6	4	3	3
N_a , МВт	41,33	41,33	62,00	82,67	82,67
n_c^* ,об/мин	107,44	113,49	84,84	80,34	75,34
n_c ,об/мин	115,4	115,4	85,7	83,3	78,9
n_{max} ,об/мин	140,1	132,6	131,7	135,2	136,6
n_p ,об/мин	134,3	127,1	126,3	129,6	130,9
n_{min} ,об/мин	111,6	105,6	104,9	107,7	108,8
$(Q'_I \cdot \eta_M)_{H_p}$	1,35	1,50	1,26	1,50	1,32
$(Q'_I \cdot \eta_M)_{H_{max}}$	0,77	0,86	0,72	0,86	0,76
$Q'_{I, H_{max}}$	1,00	1,12	0,62	0,56	0,49
$Q'_{I, H_{min}}$	0,89	0,89	0,50	0,44	0,39

Таблица 3.4 – Параметры гидротурбины ПЛ40б-В

D_1 ,М	6,3	6,7	7,1	7,5	8
η_T	0,930	0,930	0,931	0,931	0,932
N_a^* ,МВт	58,49	66,19	74,37	83,03	94,52
Z_a^* ,шт	4,24	3,75	3,33	2,99	2,62
Z_a ,шт	6	4	4	3	3
N_a , МВт	41,33	62,00	62,00	82,67	82,67
n_c^* ,об/мин	95,18	89,52	84,50	80,02	75,04
n_c ,об/мин	100	90,9	85,7	83,3	78,9
n_{max} ,об/мин	137,0	132,4	132,3	135,8	137,1

Окончание таблицы 3.4

$n_p, \text{об/мин}$	131,3	126,9	126,8	130,1	131,4
$n_{\min}, \text{об/мин}$	109,1	105,5	105,4	108,1	109,2
$(Q'_I \cdot \eta_M)_{H_p}$	1,05	1,40	1,24	1,49	1,31
$(Q'_I \cdot \eta_M)_{H_{\max}}$	0,60	0,80	0,71	0,85	0,75
$Q'_{I, H_{\max}}$	0,79	0,70	0,63	0,56	0,49
$Q'_{I, H_{\min}}$	0,63	0,56	0,50	0,45	0,39

Выбор подходящего типа гидротурбин произведен исходя из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД. Из всех рассмотренных диаметров гидротурбин, гидротурбины с диаметрами 7,5 и 8 м, имеют одинаковое и минимальное число агрегатов. Так как гидротурбина с диаметром 7,5 м имеет меньший D_1 и массу, в дальнейшем будет рассмотрена турбина ПЛ40а-В, диаметром 7,5 м.

3.3 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

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

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (18)$$

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

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

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

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{x.пл}, \quad (19)$$

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

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

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

$k_\sigma = 1,1 - 1,2$ – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натуральной (принимается $k_\sigma = 1,1$);

$\Delta Z_{\text{х.пл.}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин.

При H_{max} :

$$H_S = 10,33 - \frac{8,9}{900} - 1,1(0,215 \cdot 32) = 2,75 \text{ м.}$$

При H_p :

$$H_S = 10,33 - \frac{9,6}{900} - 1,1(0,63 \cdot 22,1) = -5 \text{ м.}$$

При H_{min} :

$$H_S = 10,33 - \frac{9,5}{900} - 1,1(0,63 \cdot 20,3) = -3,75 \text{ м.}$$

Рассчитанные высоты отсасывания удовлетворяют допустимым пределам. Далее рассчитали отметки установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания:

При расходе $Q_{\text{max}} = 446,9 \text{ м}^3/\text{с}$ уровень нижнего бьефа составит 9,5 м.

При расходе $Q_{\text{min}} = 302,3 \text{ м}^3/\text{с}$ уровень нижнего бьефа составит 8,9 м.

При расходе $Q_p = 420,7 \text{ м}^3/\text{с}$ уровень нижнего бьефа составит 9,6 м.

$$Z_{\text{РК1}} = 9,5 - 5 = 4,5 \text{ м;}$$

$$Z_{\text{РК2}} = 8,9 - 5 = 3,9 \text{ м;}$$

$$Z_{\text{РК3}} = 9,6 - 5 = 4,6 \text{ м.}$$

Из полученных значений была выбрана отметка установки рабочего колеса $Z_{\text{РК3}} = 4,6 \text{ м}$.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для выбора гидрогенератора необходимо знать следующие данные: частота вращения, мощность агрегата и число пар полюсов.

Число пар полюсов:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{83,3} = 36 \quad (20)$$

где f – частота сети, в ОЭС России частота сети равна 50 Гц;

n – частота вращения агрегата.

По каталогу выбрали гидрогенератор СВ-1160/180-72.

3.5. Расчет вала на прочность

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

$$D_B^* \geq \left(5,1 * \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}; \quad (21)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа;

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 82667}{83,3} = 9,66 \text{ МПа}; \quad (22)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{9,66}{30} \right)^{0,33} = 1,17 \text{ м} = 1170 \text{ мм}. \quad (23)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм). Принимается $D_B = 1200$ мм.

3.6. Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

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

По номограмме определяется тип маслонапорной установки для напора 32 м и $D_1 - 7,5$ м: МНУ 12,5/1-40-12,5-2,

где: 12,5 - объем гидроаккумулятора;

1 - количество гидроаккумуляторов;

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кг/см²;

12,5 – вместительность сливного бака в м³;

2 - количество насосов.

Турбина поворотной-лопастной, поэтому был выбран ЭГРК-150-4.

где:

ЭГР - электрогидравлический регулятор;

К – комбинатор;

150 - диаметр главного золотника;

4- гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В энергосистеме Красноярского края присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Таймыр» 220 кВ с расстоянием 100 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 4.1.

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

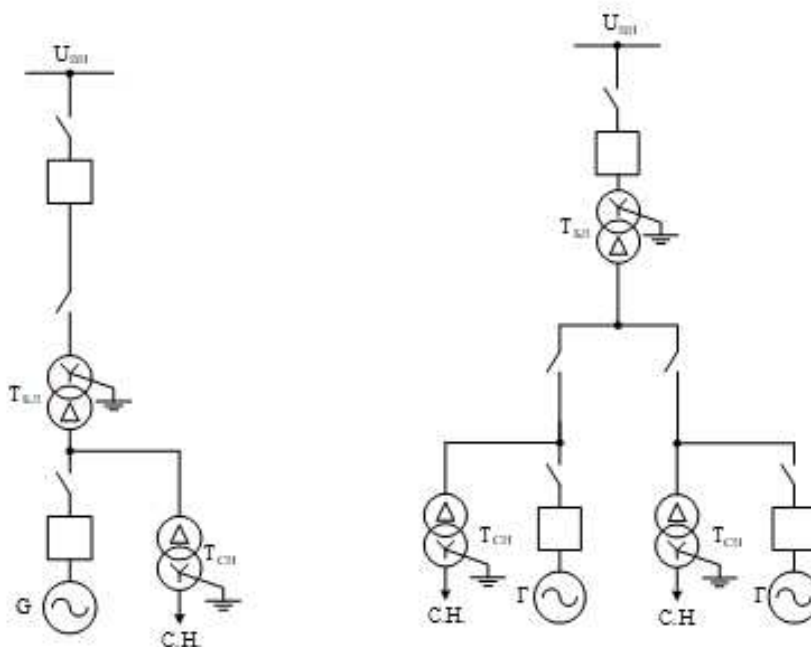


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО, мощность энергоблока, присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 83 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

4.2. Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ 1160/180-72 производства ПАО Научно-производственное объединение «ЭЛСИБ». Паспортные данные генератора СВ 1160/180-72 представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ 1160/180-72

Номинальная мощность, МВ·А		U _{ГНОМ} ,кВ	cos φ _Г ,о.е.	η	Индуктивные сопротивления		
МВт	S _{ГНОМ}				P _{ГНОМ}	x _d "	x _d '
		13,8	0,8	83,3	0,26	0,35	0,89

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ГНОМ}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{83 - 83 \cdot 0,01}{0,8} = 102,71 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (24)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

S _{НОМ} , МВА	U _Н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
	U _{ВН}	U _{НН}				
125	242	13,8	11	380	135	0,5

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от $S_{Г\text{ ном}}$:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{Г\text{ ном}}}{\cos\varphi_{Г}}. \quad (25)$$

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{248}{0,8} = 3100 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По каталогу ООО «Энсонс» выбираются трансформаторы ТС-3150/10/0,4. Каталожные данные приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТС-3150/10/0,4

$S_{\text{ном}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$	
3,15	13,8	6	6

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{сн} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{с.н.}}{\cos\varphi} = \frac{248 - 2,48}{0,8} = 306,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (26)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_{с} = 0,8;$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше $K = 1$, при напряжении 220 кВ – $K = 1,2$, при напряжении 110 кВ – $K = 1,4$.

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{с.н.}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{с})} + 1 = \frac{248 - 2,48}{(1,2 \cdot 135 / 0,8)} + 1 = 2,21, \quad (27)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_L = 3$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_L \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\frac{248}{0,8} - \frac{2,48}{0,8}}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{306,9}{1143,1} = 0,26 \text{ кА.} \quad (28)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 0,26 = 0,273 \text{ кА,} \quad (29)$$

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

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

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=220\text{кВ}$ выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 0,604 \text{ кА}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_L - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{306,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,4 \text{ кА.} \quad (30)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $0,604\text{кА} > 0,4\text{кА}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Суммарное сечение (F) проводов фаз проектируемой ВЛ

$$F = \frac{273}{1,1} = 240 \text{ мм}^2,$$

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,1180	0,435	$2,604 \cdot 10^{-6}$

4.4 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,26 \cdot \frac{13,8^2}{103,5} = 0,48 \text{ Ом}, \quad (31)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,6 \text{ кВ}. \quad (32)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 53,6 \text{ Ом}. \quad (33)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 352,66 \text{ Ом}, \quad (34)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 100 = 43,5 \text{ Ом}. \quad (35)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\phi 1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ} \quad . \quad (36)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (37)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,48}{0,045 \cdot 314} = 0,033 \text{ Ом}, \quad (38)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{T_{a,\text{С}} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}, \quad (39)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,1180 \cdot 100 = 11,8 \text{ Ом}, \quad (40)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,38 \cdot 242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом.} \quad (41)$$

4.5 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.2 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin» необходимые для расчета.

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_н	Q_н	P_г
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	Г1	14					
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Г2	14					
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Г3	14					
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Блок1	14					
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Блок2	14					
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Блок3	14					
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	КРУЭ	230					
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Система	230					

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	О	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N...	Название	R	X	G	B	Kт/l	Kт/r
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Блок1 - КРУЭ	1,42	53,60				0,057
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Блок2 - КРУЭ	1,42	53,60				0,057
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Блок3 - КРУЭ	1,42	53,60				0,057
4	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Г1 - Блок1						
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Г2 - Блок2						
6	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Г3 - Блок3						
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			КРУЭ - Система	11,80	43,50				
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			КРУЭ - Система	11,80	43,50				
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			КРУЭ - Система	11,80	43,50				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N arp	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,033	0,480	0,033	0,48	0,033	0,48	15,600
2			2	Г2	2	0,033	0,480	0,033	0,48	0,033	0,48	15,600
3			3	Г3	3	0,033	0,480	0,033	0,48	0,033	0,48	15,600
4			4	Система	8	32,090	352,660	32,090	352,66	32,090	352,66	230,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.5, 4.6, 4.7 и сведены в таблицу 4.5

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1			18,8381	-86,08

Рисунок 4.5 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	7			4,3811	-88,46			4,3811	-88,46			4,3811	-88,46

Рисунок 4.6 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	7			9,1213	-88,30

Рисунок 4.7 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.5 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	7	13,14	20,44
3ф	7	9,12	14,19
3ф	1	18,83	29,30

4.6 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} \quad (42)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 4,34 = 4,557 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = \frac{103,5}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,247 \text{ кА}, \quad (43)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{306,9}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,27 \text{ кА}, \quad (44)$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{306,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,4 \text{ кА}. \quad (45)$$

4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.с.}$$

$$I_{НОМ} \geq I_{раб,мах} \cdot$$

$$B_{к,норм} \geq B_{к,расч.}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–15 и

разъединитель РВПЗ–20/12500 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15	Разъединитель РВПЗ–20/12500 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 4557 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 18,83 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.СКВ}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 410 \text{ кА}$
$i_y = 29,30 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 160 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 18,83^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 31,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.7

Таблица 4.7 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	M201	RS232	0,5	4
В цепи ротора:				
Синхронизатор	SYNCHROТАСТ 5	RS232 MODBUS	0,5	25
				$\Sigma = 16 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.8 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–20–I. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ–20–I представлена в таблице 4.8

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–20–I

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{Г}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{Г.раб}} = 4557 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 18000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-15. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-06-15 представлены в таблице 4.9

Таблица 4.9– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 15 / 450 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

4.9 Выбор параметров КРУЭ

4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем ячейку КРУЭ ZF28-252. КРУЭ типа ZF28-252 является одним из новейших поколений коммутационного оборудования, разработанного Sieyuan Electric. Компания «ПитерЭнергоМаш» получила от Sieyuan Electric авторизацию официального партнера по сборке КРУЭ 110 кВ и 220 кВ на территории Российской Федерации. В таблице 4.10-4.11 представлены данные по выключателю и сопутствующему оборудованию.

Таблица 4.10 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчетные данные.	ZF28-252
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 270 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 13,14 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\gamma} = 20,44 \text{ кА}$	$I_{\Gamma} = 40 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 13,14^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 6,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\Gamma}^2 \cdot t_{\Gamma} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

4.9.2. Выбор трансформаторов тока и напряжения

Ячейка КРУЭ укомплектована трансформатором тока и трансформаторами напряжения:

Класс точности измерения тока: 0,2 с

Класс точности защиты тока: 5Р либо 5ТРЕ

Класс точности измерения напряжения: 0,2

Класс точности защиты напряжения: 3Р

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе ГГ СВ 1160/180-72 – 103,5 МВА:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-125000/220:

- 12) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- 13) Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- 14) Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- 15) Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- 16) Резервная максимальная токовая защита;
- 17) Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- 18) Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- 19) Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

- 20) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- 21) Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- 22) Защита от перегрузки
- 23) Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:

1) дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

2) 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

3) токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

4) 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

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

5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо выполнить расчет номинальных токов на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{103500}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4330 \text{ А} \quad (46)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{4330 \cdot 1}{18000/5} = 1,2 \text{ А} \quad (47)$$

Для схемы возбуждения с ВГ:

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1300}{1,2255} \cdot 355 = 378 \text{ кВА} \quad (48)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 378 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{S_{\text{НОМ,ВГ1}}}{U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{378}{355} = 1060 \text{ А} \quad (49)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1060}{1000/5} = 5,3 \text{ А} \quad (50)$$

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 4330 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 18000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4330 = 216,5 \text{ А} \quad (51)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (52)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4330 = 649,5 \text{ А}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (53)$$

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

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

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

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

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по формуле (53):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,28} \cdot 4330 = 1748 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (54)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{1748 \cdot 2}{17480},$$

$$K_{\text{T}} > 0,2,$$

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

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

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

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (55)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (56)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

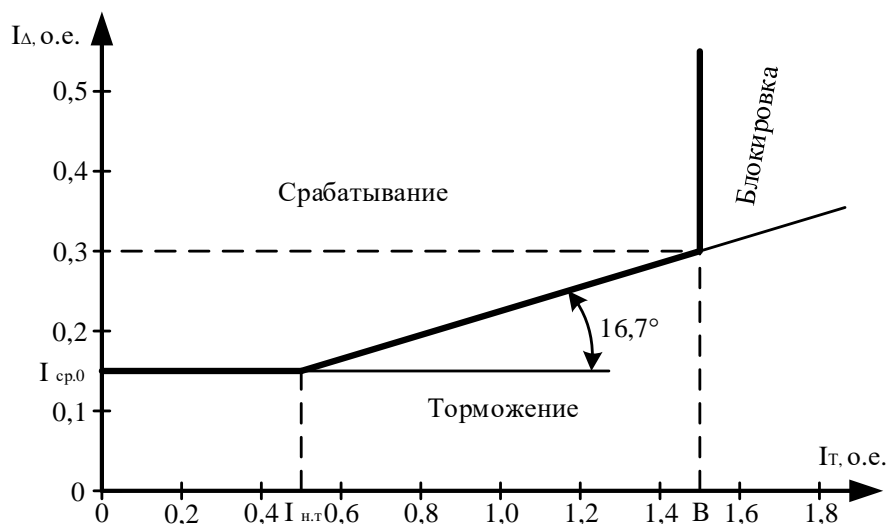


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.3.2 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 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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

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

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

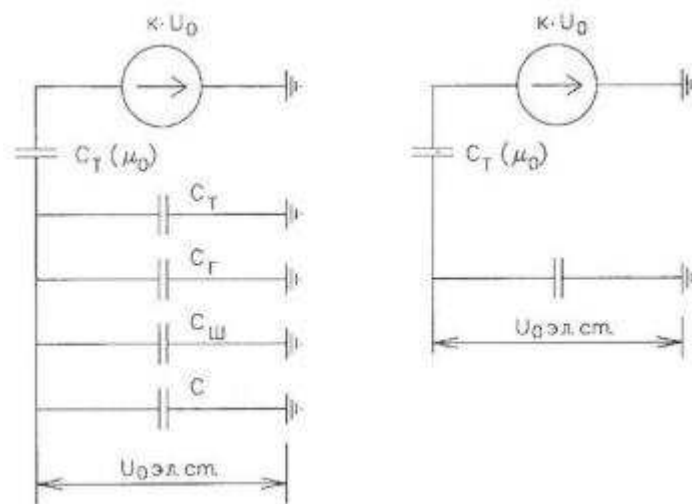


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

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

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

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

C – емкость генераторного выключателя

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

Емкости генератора и генераторного выключателя:

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,2653 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{Т}(\mu_0)}{C_{Т}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (57)$$

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

$C_{Т}(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_{Т}(\mu_0)$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,32 \text{ кВ}, \quad (58)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,265 \cdot 10^{-6} = 9,5 \text{ А.} \quad (59)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot U_0 \cdot \frac{0,011}{0,011 + 1,265} = 191 \text{ В.} \quad (60)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (61)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 191}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 1,26,$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – 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 и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (62)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30,3 % 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.

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (63)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (64)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (65)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (66)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (67)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (68)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 4330 = 649,5 \text{ А}. \quad (69)$$

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

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

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

$$t_{CP} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (70)$$

$$A_{ИО} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}.$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

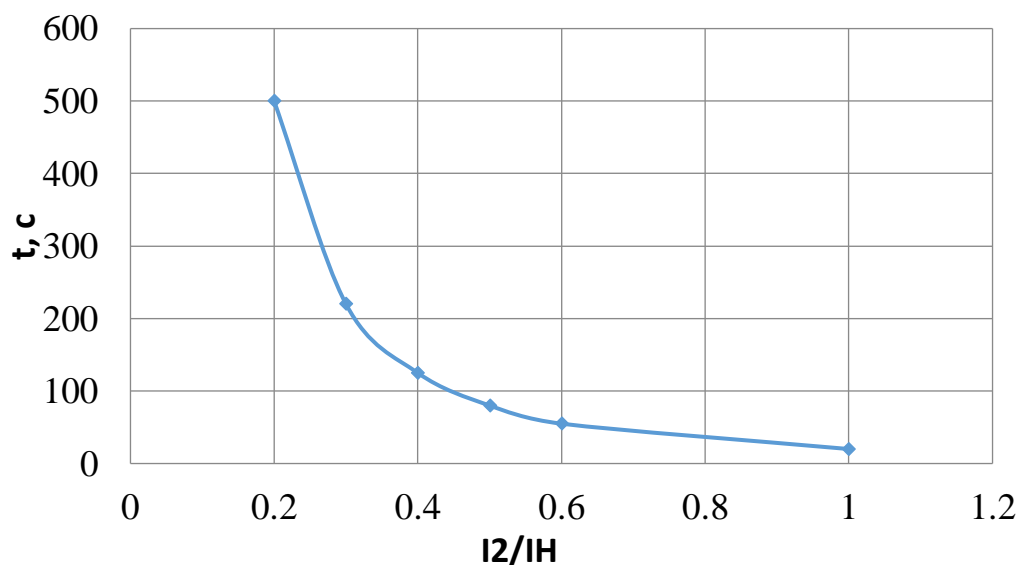


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{охл}$) и регулируется в диапазоне

от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100\text{с}$).

4) Орган токовой отсечки (I_{20TC}) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d'ВН}'' + X_{\Gamma} + X_{\text{Л}})}, \quad (71)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (72,22 + 0,09 + 0,085)} = 0,0053 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I_{2C.3.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0053 \cdot 2 \cdot \frac{230}{13,8} = 0,18 \quad (72)$$

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

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

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_N}{0,98} = 1,07 \cdot I_N = 1,07 \cdot 4330 = 4633 \text{ A}, \quad (73)$$

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

$K_B = 0,98$ – 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:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_N}{0,98} = 1,1 \cdot I_N = 1,1 \cdot 4330 = 4763 \text{ A}. \quad (74)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_N}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

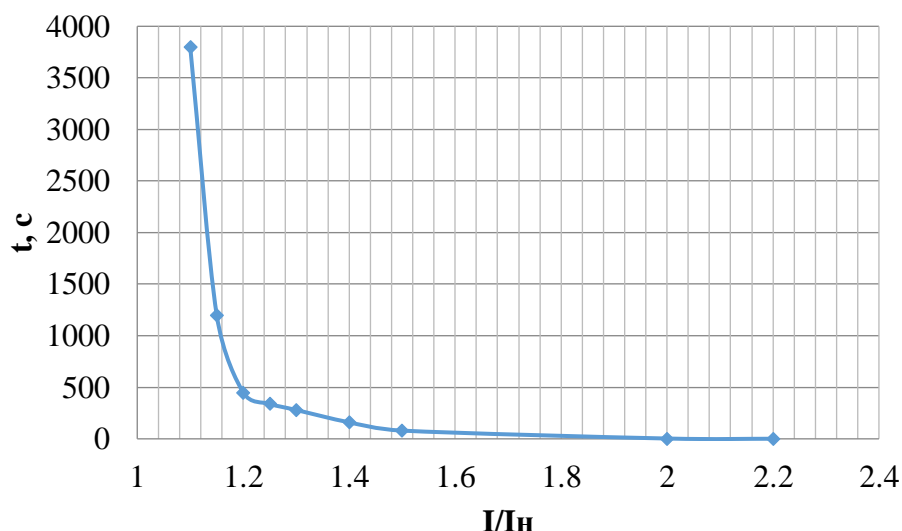


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ} = 1,53 \cdot 4330 = 6625 \text{ А}, \quad (75)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В}. \quad (76)$$

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

5.3.6 Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$)

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Пясинская ГЭС – Таймырская:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 46,6 + \frac{0,8}{2} \cdot 43,5 = 54,68 \text{ Ом}, \quad (77)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{125} = 46,6 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{103,5}{125} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{103,5}{230^2} \cdot 43,5 = 0,09,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 1,84 = 0,19 \text{ Ом}, \quad (78)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{103,5} = 1,84.$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,17 \cdot \frac{\frac{18000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 4,43 \text{ Ом}. \quad (79)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 4,43 \text{ Ом}$.

1) 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, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

- 2) Принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$
 3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.
 Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4330} = 1,84 \text{ Ом},$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 4330 - 0,95}{2100}}{0,89} = 3,57, \quad (80)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,29 \text{ о. е.}, \quad (81)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337, \quad (82)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,3^{\circ}$.
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,29}{1,1} = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (83)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,26 \cdot \frac{13,8^2}{103,5} = 0,48 \text{ Ом}. \quad (84)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,48 \cdot 18000 / 5}{13800 / 100} = 12,52 \text{ Ом}, \quad (85)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 12,520 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,029 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,072 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

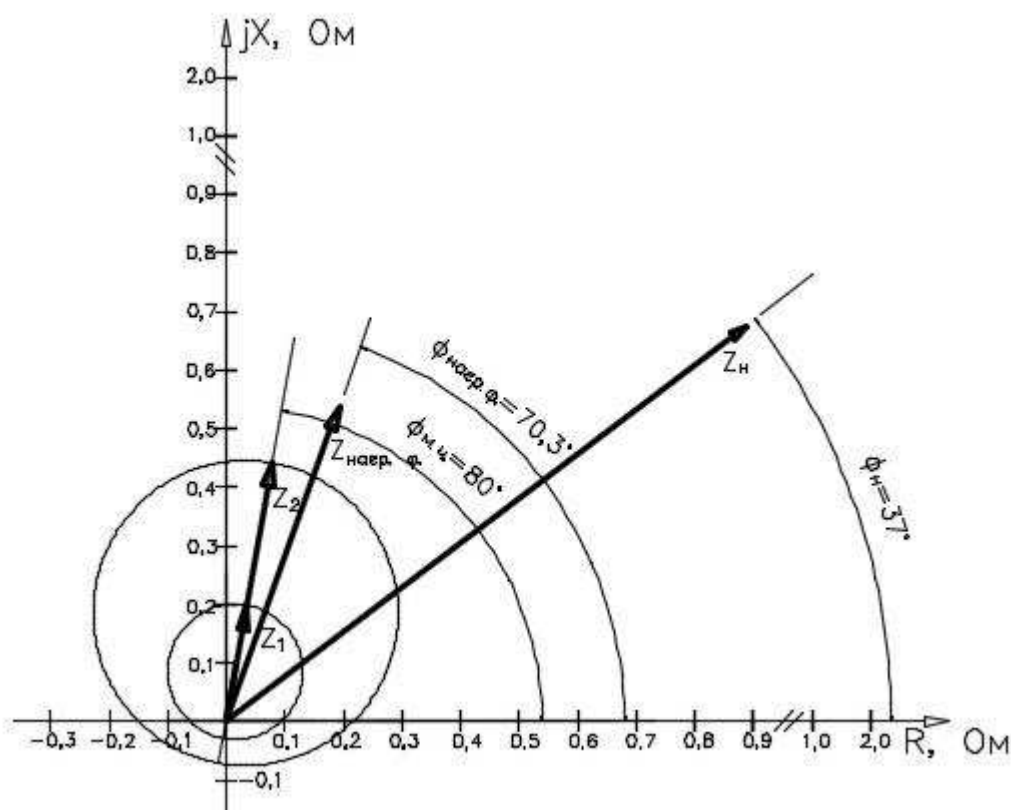


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} = 5,67 \text{ А.} \quad (86)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 5,83 \text{ А.} \quad (87)$$

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

Данные по ротору представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Меньше или равно 100МВт	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

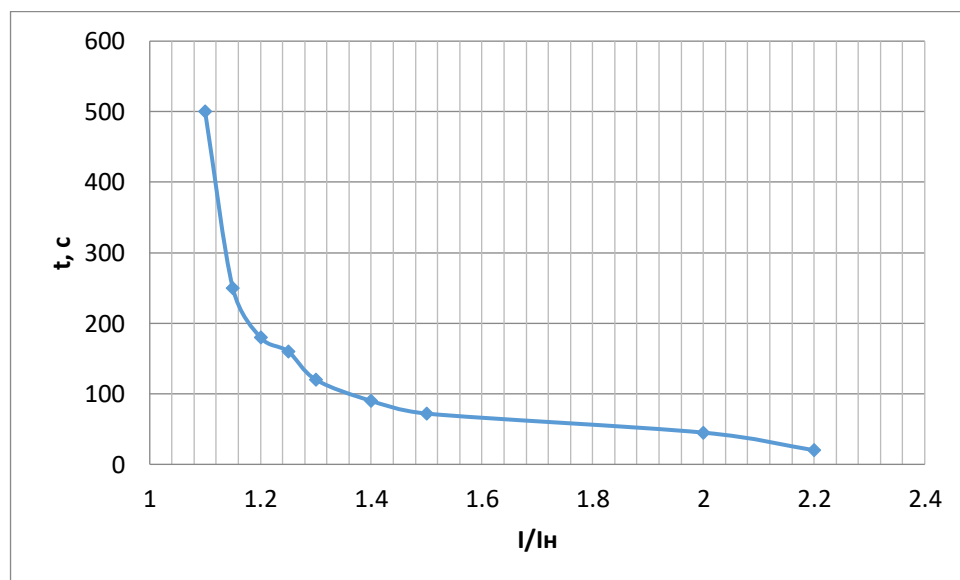


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,156 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 11,43 \text{ А.} \quad (88)$$

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

5.4 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 ШЭ1113 производства ООО НПП «ЭКРА».

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

5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{\text{СР.0}}$	$0,15 \cdot I_{\text{Н}}$	0,65 А	
		Коэффициент торможения, K_{T}	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{\text{НТ}}$	$0,5 \cdot I_{\text{Н}}$	2,15 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\text{Н}}$	6,45А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_{T}	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{\text{СР2}}$	$1,4 \cdot U_{\text{Н}}$	140 В

Окончание таблицы 5.4

ЗПН	$U >$	1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,3 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,65 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,18 \cdot I_H$	0,78 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,6 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,73 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	6,6 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,09	4,33 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,26	12,52 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,67 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,83 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	11,43 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

Действие Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ 220 кВ	Предупредительный сигнал
Диф. Защита продольная		$I \Delta G$	+	+	+	+		
ЗЗГ	U_0	t_1						+
		t_2	+	+	+			
	U_0	t	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+				

Окончание таблицы 5.5

ЗПН	$U >$	2 ступень t_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО							+	
		ИО	+	+						
		ОТС I	t_1						+	
			t_2					+		
t_3	+		+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО							+	
		ИО	+	+						
		ОТС	t_1						+	
			t_2					+		
t_3	+		+							
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1					+		
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1						+	
			t_2					+		
			t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО							+	
		ИО	+	+						
		Отсечка	+	+						

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения

По высоте – II, по установленной мощности – II. По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС – IV класс, это обусловлено тем, что ниже по течению реки Пясины не находится ни одного населенного пункта. По наибольшему классу ответственности, данное гидротехническое сооружение относится ко II классу.

6.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla_{\text{ГТП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (89)$$

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{\text{run1\%}} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,01 + 0,00132 + 0,6 = 1,61 \text{ м}, \quad (90)$$

где $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, для II класса сооружения $a = 0,6$ м.

Высота ветрового нагона волны определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_W \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,00132 \text{ м} \quad (91)$$

где $V = 7,5$ м/с – расчетная скорость ветра;

k_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра,

$$k_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 0,00000098 \quad (92)$$

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{40 - 6}{2} = 17 \text{ м}, \quad (93)$$

Находим безразмерные величины – параметры волнового воздействия

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 4000}{7,5^2} = 697,6$$

$$\frac{gt}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{7,5} = 28252,8$$

По графику СНиПа из приложения 1 рисунок 1 находим $\frac{g\bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V}$:

$$\text{Для } \frac{gL}{V^2} = 697,6 \quad \left\{ \begin{array}{l} \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,04 \\ \frac{g\bar{T}}{V} = 2,6 \end{array} \right. ,$$

$$\text{для } \frac{gt}{V} = 28252,8 \quad \left\{ \begin{array}{l} \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,11 \\ \frac{g\bar{T}}{V} = 4,800 \end{array} \right.$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны.
Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{2,6 \cdot V}{g} = \frac{2,6 \cdot 7,5}{9,81} = 1,98 \text{ с} \quad (94)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,04 \cdot V^2}{g} = \frac{0,04 \cdot 7,5^2}{9,81} = 0,23 \text{ м} \quad (95)$$

Проверяем на глубоководность:
Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,98^2}{2 \cdot 3,14} = 6,12 \text{ м} \quad (96)$$

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d ,$$

$$17 \text{ м} > 0,5 \cdot 6,12 = 3,6 \text{ м}$$

Условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 2,13 \cdot 0,23 = 0,49 \text{ м}, \quad (97)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику приложения 1 (рисунок 2) в зависимости от значения $\frac{gL}{V^2}$ (для глубоководной зоны), $K_i = 2,13$;

\bar{h} – средняя длина волны.

Определяем высоту наката волны 1% обеспеченности:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} \quad (98)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса

$k_r = 1$, $k_p = 0,9$ для откоса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;

k_{sp} – коэффициент, определяемый по СП 38.13330.2012 при $m = \text{ctg } \varphi = 2$ и $V_w = 7,5 \text{ м/с}$, $k_{sp} = 1,1$;

k_{run} – коэффициент, определяемый по СП 38.13330.2012 в зависимости от пологости волны $k_{run} = 1,9$;

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,1 \cdot 0,49 = 1,01 \text{ м};$$

$$h_s = 1,01 + 0,00132 + 0,6 = 1,61 \text{ м}.$$

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины составляет:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 40 + 1,61 = 41,61 \text{ м} \quad (99)$$

6.3 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчет 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.

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты.

Расчетный максимальный расход для второго класса капитальности является расход 1% обеспеченности, для поверочного – 0,1% обеспеченности.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины производится исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями и через все гидроагрегаты.

Расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{осн.рас}} = Q_{\text{осн.мах}} - (n_{\text{агр}} - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (100)$$

Где $n_{\text{агр}}$ – число агрегатов;
 $Q_{\text{ГА}}$ – расход через один агрегат;
 $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;
 $t_{\text{ср}}$ – время сработки, $t_{\text{ср}} = 7$ месяцев.

$$Q_{\text{осн.рас}} = 2648 - (3 - 1) \cdot 389 - \frac{6,19 \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 1528,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{1\%}) = 40 - 16,6 = 23,4 \text{ м}, \quad (101)$$

где $\text{УНБ}(Q_{1\%})$ – уровень нижнего бьефа при $Q_{1\%}$

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{82,6 \cdot 1000}{9,81 \cdot 23,4 \cdot 0,925} = 389 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (102)$$

где $N_{\text{ГА}}$ – мощность одного гидроагрегата;
 $H_{\text{осн}}$ – основной напор, определяемый выше;
 η – КПД гидроагрегата.

Ширина водосливного фронта

$$B = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{q} = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{(1,15 \div 1,25)q_p} \quad (103)$$

$$B = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{1,20 \cdot V_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}}} = \frac{1528,2}{1,20 \cdot 5 \cdot 10,6} = 24,03 \text{ м}, \quad (104)$$

где q – удельный расход на водосливе;
 q_p – удельный расход на рисберме;
 $V_{\text{доп}}$ – допустимая скорость на ресберме, для гранита $V_{\text{доп}} = 5$ м/с;
 $h_{\text{нб}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$
 при $Q_{\text{осн.мах}}$.

$$h_{\text{нб}} = Z_{\text{НБ}} - Z_{\text{дно}} = 16,6 - 6 = 10,6 \text{ м} \quad (105)$$

Ширина водосливного фронта B – целое число, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = b \cdot n, \quad (106)$$

где n – число пролетов;

b – стандартная ширина пролета.

Предварительные расчеты показали, что высота затвора в 2,5 раза больше, чем ширина затвора. Поэтому принимается ширина водосливного фронта намного больше, чем расчетное значение.

Принимается 2 пролета по 12 метров.

$$B = b \cdot n = 14 \cdot 2 = 28 \text{ м} \quad (107)$$

Условия для принятия ширины быка:

- 1) Минимальная толщина быка 2 м;
- 2) По Березинскому так как $b = 14$ м;

$$\delta_{\text{б}} = (0,12 \div 0,16)b = (1,68 \div 2,24)\text{м} \quad (108)$$

- 3) Рекомендован разрезной бык, поэтому добавляем запас на разрез и принимаем $\delta_{\text{б}} = 3$ м.

6.4 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный без вакуумный водослив практического профиля. По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} .

$$H_0 = \left(\frac{Q_{\text{осн.рас}}}{\sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (109)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода.

$$H_{01} = \left(\frac{1528,2}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,58 \text{ м},$$

где $\sigma_{\text{п}}$ и $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициенты подтопления и сжатия, принимаются равные 1.

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

$$H_{02} = \left(\frac{1528,2}{0,93 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,00 \text{ м},$$

где $\sigma_{\text{сж}}$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 0,93 \quad (110)$$

где b и n – ширина и число пролетов или отверстий, указаны выше;

$\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка.

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 9,01 - \frac{1,1 \cdot 1,45^2}{2 \cdot 9,81} = 8,89 \text{ м} \quad (111)$$

где V_0 – скорость подхода потока к водосливу

$$V_0 = \frac{Q_{р.осн}}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_b)} = 1,45 \text{ м/с} \quad (112)$$

где n – число пролетов или отверстий, указаны выше;

$\delta_b = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

B – ширина водосливного фронта;

$Q_{осн.рас} = 1528,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – определили выше.

Приводим это значение к стандартному: $H_{ст} = 9 \text{ м}$.

Отметка гребня водослива:

$$ГВ = НПУ - H_{ст} = 40 - 9 = 31 \text{ м} \quad (113)$$

Отметка гребня быка:

$$ГБ = ГВ + (1,5 \div 2,0)H_{ст} = 31 + 1,6 \cdot 9 = 45,4 \text{ м} \quad (114)$$

Сравниваем $ГБ = 45,4 \text{ м}$ и $ГП(\text{по волне}) = 41,61 \text{ м}$ и выбираем наибольшее значение. Тогда общая отметка плотины: $ГП = 45,4 \text{ м}$.

6.5 Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{p.пов} = Q_{макс.пов} - Q_{ГЭС} - Q_{ав} = Q_{0,1\%} - n_{агр} \cdot Q_{ГА} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}}, \quad (115)$$

где $Q_{ГА} = 389 \frac{м^3}{с}$ – расход через один агрегат;

$n_{агр} = 3$ – количество агрегатов;

$V_{пол} = 6,19 \text{ м}^3$ – полезный объем;

$t_{ср} = 7$ месяца – время сработки;

$Q_{макс.пов} = Q_{0,1\%} = 3080 \frac{м^3}{с}$.

$$Q_{p.пов} = 3080 - 3 \cdot 389 - \frac{6,19 \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 1570,89 \frac{м^3}{с}$$

Напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления:

$$H_{0пов} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{\sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (116)$$

$$H_{01пов} = \left(\frac{1570,89}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,74 \text{ м,}$$

где $\sigma_{п}$ и $\sigma_{сж}$ – коэффициенты, принимаем равные 1;

$m = 0,49$ – коэффициент расхода;

B – ширина водосливного фронта.

С учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02пов} = \left(\frac{1570,89}{0,93 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,19 \text{ м,}$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент сжатия

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n_{отв} - 1)\xi_0}{n_{отв}} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 0,93 \quad (117)$$

где b и n – ширина и число пролетов, указаны выше;

$\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка на плане.

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1)\delta_B)} \quad (118)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{1570,89}{(42 - 6) \cdot (28 + (2 - 1) \cdot 3)} = 1,45 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

где $\nabla\text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимается равной 41 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{ пов}}^2}{2g} = 9,19 - \frac{1,1 \cdot 1,45^2}{2 \cdot 9,81} = 9,07 \text{ м} \quad (119)$$

Для пропуска катастрофического паводка должно выполняться условие:

$$Z_{\text{ФПУ}} \geq Z_{\text{ГВ}} + H_{\text{пов}} \quad (120)$$

$$41 \geq 31,00 + 9,07 = 40,07 \text{ м}$$

Исходная отметка ФПУ удовлетворяет этому условию.

6.6 Расчет донного водосброса

Рядом с основным поверхностным водосбросом, устраивается аварийный донный водосброс для пропуски воды $Q_{\text{р}}$:

$$Q_{\text{р}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{6,19 \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 341,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (121)$$

где $V_{\text{пол}} = 6,19 \text{ м}^3$ – полезный объем;

$t_{\text{ср}} = 7$ месяцев – время сработки.

Определяется местоположение глубинного водосброса с учетом того, что туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии до других полостей. Принимается минимальное расстояние – 3 м. Назначаем предварительную высоту отверстий $h_{\text{отв}} = 3 \text{ м}$.

Площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu\sqrt{2gH}} = \frac{341,2}{0,8\sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 29,5}} = 17,51 \text{ м}^2, \quad (122)$$

где $Q_p = 341,2$ – определено выше;

$\mu = 0,8$ – коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью;

H – напор над центром выходного сечения.

$$H = \text{НПУ} - \left(\text{дно} + h_{\text{уст}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} \right) = 40 - \left(6 + 3 + \frac{3}{2} \right) = 29,5 \text{ м} \quad (123)$$

$h_{\text{уст}}$ – высота уступа

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{17,51}{3} = 5,83 \text{ м} \quad (124)$$

Разбиваем ширину водосливного фронта на стандартные отверстия:

$$B = n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} = 3 \cdot 2 = 6 \text{ м} \quad (125)$$

Под донный водоспуск запроектирован отдельная секция на водосливной плотине.

6.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяется тип гидравлического прыжка за водосливами. Вычисляется критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot B_{\text{полное}}^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1869,4^2}{9,81 \cdot 51^2}} = 5,32 \text{ м}, \quad (126)$$

$$Q_p = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} + Q_{\text{р.осн}} = \frac{6,19 \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} + 1528,2 = 1869,4 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (127)$$

где $V_{\text{пол}} = 6,19 \text{ м}^3$ – полезный объем вод-ща;

$t_{\text{ср}} = 7$ месяца – время сработки вод-ща;

$Q_{\text{р.осн}} = 1528,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – определили выше;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

$B_{\text{полное}}$ – полная ширина потока на водобое,

$$V_{\text{полное}} = b_{\text{секции}} \cdot n \quad (128)$$

$$V_{\text{полное}} = 17 \cdot 3 = 51 \text{ м}$$

где n – количество пролетов;

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{дно} - 0)}} \quad (129)$$

$$h'_{c(1)} = \frac{36,65}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (40 - 6 - 0)}} = 1,577 \text{ м,}$$

где q – удельный расход в сжатом сечении;

$$q = \frac{Q_p}{V_{\text{полное}}} = \frac{1869,4}{51} = 36,65 \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad (130)$$

$\varphi = 0,85 \div 1,00$ – коэффициент скорости.

Уточняется величину $h'_{c(1)}$:

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{дно} - h'_{c(1)})}} \quad (131)$$

$$h'_{c(2)} = \frac{36,65}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (40 - 6 - 1,577)}} = 1,615 \text{ м}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c(2)}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c(2)}} \right)^3} - 1 \right) \quad (132)$$

$$h''_c = \frac{1,615}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{5,32}{1,615} \right)^3} - 1 \right) = 12,88 \text{ м}$$

Сравнивается h_c'' и $h_{нб} = НБ - \text{дно} = 16,6 - 6 = 10,6$ м. $h_c'' > h_{нб}$. Следовательно, прыжок отогнанный. Далее производится расчет водобойной стенки.

6.8 Расчет водобойной стенки

Высота стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ст} = 1,1 \cdot 12,88 - 7,86 = 6,3 \text{ м}, \quad (133)$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса;
 $h_c'' = 12,88$ м – определили выше.

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot \sigma^2 h_c''^2} \quad (134)$$

$$H_{ст} = \left(\frac{36,65}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 36,65^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 12,88^2} = 7,86 \text{ м},$$

где q – удельный расход в сжатом сечении;
 $m=0,35$ – коэффициент расхода;
 $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;
 $h_c'' = 12,88$ – вторая сопряженная глубина.

Выполняется проверка сопряжения бьефов за стенкой при:

$$T_0 = H_{ст} + h_{ст} = 7,86 + 6,3 = 14,16 \text{ м} \quad (135)$$

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - 0)}} \quad (136)$$

$$h'_{c(1)} = \frac{36,65}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (14,16 - 0)}} = 2,44 \text{ м}$$

Уточняется величину $h'_{c(1)}$:

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} \quad (137)$$

$$h'_{c(2)} = \frac{36,65}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (14,16 - 2,44)}} = 2,69 \text{ м}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c(2)}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c(2)}} \right)^3} - 1 \right) \quad (138)$$

$$h''_c = \frac{2,69}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{5,32}{2,69} \right)^3} - 1 \right) = 9,33 \text{ м,}$$

где $h_{кр} = 5,32 \text{ м}$, определили выше

Так как $h_{НБ} = 10,6 \text{ м}$, а вторая сопряжённая глубина $h''_c = 9,33 \text{ м}$, следовательно, прыжок затоплен, и гашение энергии происходит при одной водобойной стенке.

6.9 Конструирование бетонной плотины

6.9.1 Определение ширины подошвы

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 (рисунок 6.1).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

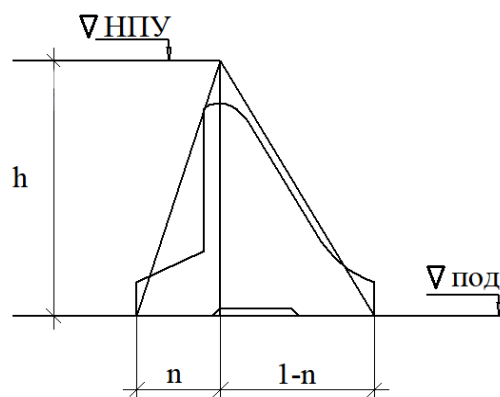


Рисунок 6.1– Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями, схема треугольного профиля плотины изображена на рисунке 6.1.

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_B}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (139)$$

где α_1 – коэффициент снижения фильтрационного давления путем установки противофильтрационного устройства, принимаемый 0,5;

h – высота воды, действующей на плотину по формуле:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 40 - 3 = 37 \text{ м} \quad (140)$$

Определяется отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_B = 6 - 3 = 3 \text{ м}, \quad (141)$$

где δ_B – толщина плиты водобоя

$$\delta_B = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h_c} = 0,15 \cdot 22,7 \cdot \sqrt{1,615} = 4,32 \text{ м} \quad (142)$$

Толщина плиты водобоя принимается $\delta_B = 3 \text{ м}$. Применяется анкерование.

где V_c – скорость струи в сжатом сечении;

$$V_c = \frac{Q_c}{B_{\text{вод}} \cdot h_c'} = \frac{1869,4}{51 \cdot 1,615} = 22,7 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (143)$$

h_c – толщина струи в сжатом сечении,

$$h_c = h_c' = 1,615 \text{ м}$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяется выражение ширины подошвы плотины B_n^{II} :

$$B_n^{II} = \gamma_n \cdot \frac{h}{f \cdot \left(\frac{\gamma_6}{\gamma_B} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (144)$$

где $f \approx \operatorname{tg}\varphi_{\text{гр}} = 0,75$ – коэффициент сопротивления плотины сдвигу по основанию;

γ_n – коэффициент надежности, принимаемый в зависимости от класса сооружения, равен 1,20 для II класса сооружения. Задаваясь значениями n , определяются значения B_n^I и B_n^{II} .

Точка пересечения кривых определяет искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Все расчеты приведены в таблицу 6.1, а график представлен на рисунке 6.1. Точка пересечения в координатах: $n = 0,225$, $B = 27,9$ м. Принимается ширина подошвы по основанию $B_{\text{под}} = 27,9$ м.

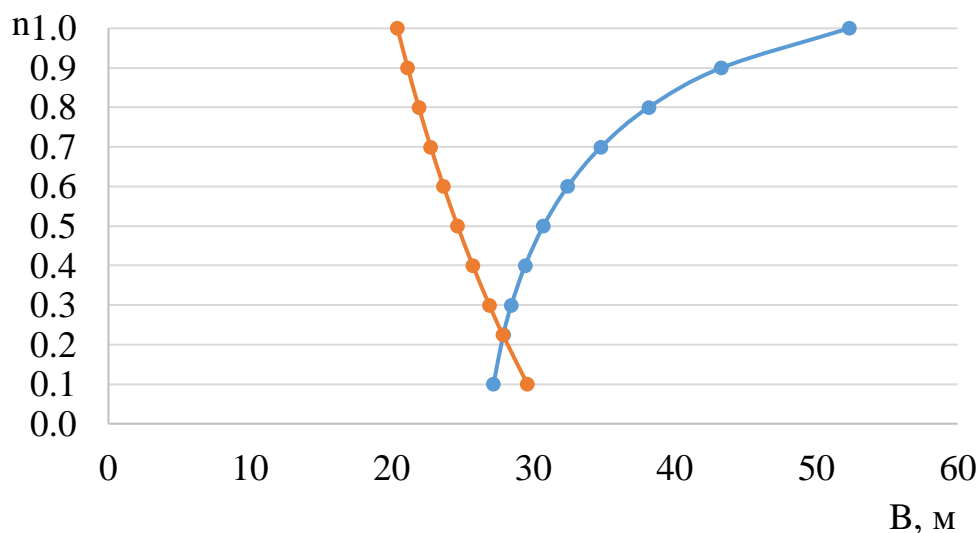


Рисунок 6.1 – График для определения ширины подошвы плотины

Таблица 6.1 – расчет для определения ширины подошвы плотины

n	0,10	0,225	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00
B_n^I	27,2	27,9	28,5	29,4	30,7	32,5	34,8	38,2	43,3	52,3
B_n^{II}	29,6	27,9	26,9	25,7	24,7	23,7	22,8	21,9	21,1	20,4

6.9.2 Разрезка бетонных плотин швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании принимается:

$$S = \delta_6 + b = 3 + 14 = 17 \text{ м}, \quad (145)$$

где δ_6 – толщина быка;
 b – ширина пролета.

Разрез делается по быку.

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

6.9.3 Быки и устои

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

Толщина быка была определена в пункте 1.3.1. Принимаем быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина паза рабочего затвора принимается 0,8 м, длина паза рабочего затвора принимается равной 1,0 м. Толщина быка между пазами 1,5 м.

Бык конструируют без сопровождения водослива с целью уменьшения веса быка, так как предварительные расчеты показали, что вес быка со стороны нижнего бьефа слишком высок.

Устраиваются два отдельных устоя, один из которых отделяет водосливную плотину от глухой бетонной плотины, а другой – отделяет водосливную от стационарной части плотины.

6.9.4 Галереи

В теле плотины устраивается 1 смотровая галерея.

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

Размеры галерей: смотровая – 1,5x2 м; цементационная и дренажная – 3,0x4 м.

6.9.5 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, проектируемой на скале, устраивается цементационная завеса и вертикальный дренаж.

Глубина скважины цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 32,6 = 16,3 \text{ м}, \quad (146)$$

где H_{max} – максимальный напор на плотину при НПУ и минимальном УНБ.

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 16,3 = 8,15 \text{ м} \quad (147)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 20 см с шагом 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{кр}} = \frac{19,56 \cdot 1,20}{15} = 1,56 \text{ м} \quad (148)$$

где ΔH – напор на завесу

$J_{кр}$ – критический градиент напора в завесе

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 32,6 - 13,04 = 19,56 \text{ м} , \quad (149)$$

где H_d – полный фильтрационный напор,

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 40 - 7,4 = 32,6 \text{ м} \quad (150)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные, потеря напора на цем. завесе:

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 32,6 = 13,04 \text{ м} \quad (151)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_{под} = (0,05 \div 0,1)27,9 = (1,395 \div 2,79) \quad (152)$$

Принимаем $l_1 = 2,5 \text{ м}$.

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа:

$$l_2 = 6 \text{ м}.$$

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемых через плотину, устраивается водобойная плита и рисберма.

Длина водобойной плиты:

$$l_{вод} = (0,75 \div 1)l_{г.п.} = (42,86 \div 57,14) \quad (153)$$

где $l_{г.п.}$ – длина гидравлического прыжка,

$$l_{г.п.} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5(1,9 \cdot 12,88 - 1,615) = 57,14 \text{ м} \quad (154)$$

Принимается длина водобойной плиты: $l_{\text{вод}} = 50$ м.

Длина рисбермы:

$$l_{\text{рис}} = 0,5l_{\text{вод}} = 0,5 \cdot 50 = 25 \text{ м} \quad (155)$$

Толщина рисбермы:

$$\delta_{\text{рис}} = \frac{1}{2} \cdot \delta_{\text{вод}} = \frac{1}{2} \cdot 3 = 1,5 \text{ м} \quad (156)$$

Принимается толщина рисбермы 1,5 м. В конце рисбермы устанавливается зуб.

6.10 Определение основных нагрузок на плотину

6.10.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad: $S_{\text{пл}} = 435,35 \text{ м}^2$, $S_{\text{б}} = 805,89 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{435,35 \cdot 14 \cdot 24}{14 + 3} = 8604,56 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (157)$$

где b – ширина пролета;

$\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес бетона;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{805,89 \cdot 3 \cdot 24}{14 + 3} = 3413,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (158)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 147^{1,5} \cdot 9,81 = 961,63 \text{ кН} \quad (159)$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (41 - 31 + 0,5) \cdot 14 = 147 \text{ м}^2 \quad (160)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{961,63}{14 + 3} = 56,6 \text{ кН/м} \quad (161)$$

6.10.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаются по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$W_{\text{ВБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 37^2}{2} = 6845 \text{ кН}, \quad (162)$$

где $H_{\text{В}}$ – высота плотины:

$$H_{\text{В}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 40 - 3 = 37 \text{ м} \quad (163)$$

С нижнего бьефа:

$$W_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 4,4^2}{2} = 96,8 \text{ кН}, \quad (164)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле (1.101)

$$H_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 7,4 - 3 = 4,4 \text{ м} \quad (165)$$

Гидростатическое давление пригруза со стороны нижнего бьефа:

$$W_{\text{пр}} = \gamma_{\text{В}} \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 4,83 = 48,3 \text{ кН} \quad (166)$$

6.10.3 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{В}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (167)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,49 \cdot \left(\frac{6,12}{\pi} + \frac{0,12}{2} \right) = 4,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,49 \text{ м}$;

$\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 6,12$ м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,49^2}{6,12} = 0,12 \text{ м} \quad (168)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,12}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,49 = 0,79 \text{ м} \quad (169)$$

6.10.4 Фильтрационное и взвешивающее давление

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 4,4 \cdot 27,9 \cdot 10 = 1227,6 \text{ кН}, \quad (170)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле (1.101);

$B_{\text{под}}$ – ширина подошвы.

Сила фильтрационного давления:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 32,6 \text{ м} \quad (180)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 13,04 \text{ м} \quad (181)$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 4,89 \text{ м} \quad (182)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 178,97 \cdot 10 = 1789,7 \text{ кН}, \quad (183)$$

6.11 Расчет прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.2, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{ББ}$	1	→	6845,0	6845,0	12,33	84398,85
$W_{НБ}$	1	←	96,8	96,8	1,47	-142,3
$G_{пл}$	0,95	↓	8604,5	8174,3	5,69	-46511,7
$G_б$	0,95	↓	3413,2	3242,6	6,95	-22535,8
$W_{вз}$	1	↑	1227,6	1227,6	0,00	0,0
$W_{ф}$	1	↑	1789,7	1789,7	6,63	11865,7
E_H	1,2	→	22,1	26,5	4,00	106,1
$W_{волн}$	1	→	4,9	4,9	36,21	178,2
$q_з$	0,9	↓	56,6	50,9	9,70	-493,8
$W_{пр}$	1	↓	48,3	48,3	12,02	580,6

$$\sum N = G_{пл} + G_б + q_з - W_{вз} - W_{ф} + W_{пр} = 8498,8 \quad (184)$$

$$\sum M = 27445,8 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{8498,8}{27,9} + \frac{6 \cdot 27445,8}{27,9^2} = -92,89 \text{ кПа} \quad (185)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину

$B_{под}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (186)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа

$m_u^2 = tg^2 \alpha$ – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -92,89 \cdot 0^2 - 10 \cdot 37 \cdot (1 - 0^2) = -370 \text{ кН/м}^2$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (187)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (188)$$

$$\sigma_1^u = -92,89 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 37 \cdot 0^2 = -92,89$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 37 = -370 \quad (189)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{8498,8}{27,9} - \frac{6 \cdot 27445,8}{27,9^2} = -517,24 \text{ кПа} \quad (190)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (191)$$

$$\sigma_x^t = -517,24 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot (40 - 3) \cdot (1 - 0,67^2) = -256,44 \text{ кПа}$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа

$m_t = \operatorname{tg} \alpha = \operatorname{tg} 34^\circ = 0,67$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -317,07 \quad (192)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (193)$$

$$\sigma_3^t = -517,24 \cdot (1 + 0,67^2) + 10 \cdot (7,4 - 3) \cdot 0,67^2 = -729,68 \text{ кПа}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,4 = -44 \text{ кПа} \quad (194)$$

Таблица 6.3 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-92,89	-370,00	0	-92,89	-370
Низовая грань	-517,24	-256,44	317,07	-44	-729,68

6.12 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (195)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 729,66}{0,9}$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800$ кН/м².

$$2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 973 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

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

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-92,9 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u$$

$$92,89 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 37 = 92,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.13 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (196)$$

$$R = \sum N \cdot tg\varphi + c \cdot \omega \quad (197)$$

$$R = 8498,8 \cdot 0,75 + 110 \cdot 27,9 = 9438,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

где $tg\varphi = 0,75$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 110 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = 27,9 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВБ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n \quad (198)$$

$$F = 6845 - 96,8 + 4,9 + 26,5 = 6779 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{9438,5 \cdot 0,95}{6779 \cdot 1} \geq 1,20$$

$$1,32 \geq 1,20$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности (1,32).

7 Охрана труда. Пожарная безопасность.

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Пясинской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Пясинской 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 Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.2 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) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- 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 щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Силовые 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 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.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Пясинской 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;
- Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам 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 предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

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

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

7.3 Охрана труда

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, территория и акватория, где они

размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, 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, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

На Пясинской 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 Пясинской гидроэлектростанции 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;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Пясинской 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.

8 Охрана окружающей среды

Природоохранные мероприятия при эксплуатации Пясинского ГУ направлены на сохранение водных объектов, водосборных площадей, земель, почв, лесов и иной растительности, биологического разнообразия, обеспечение устойчивого функционирования естественных экологических систем, сохранение природных ландшафтов, особо охраняемых природных территорий и памятников природы и иные необходимые меры по недопущению возможных негативных изменений окружающей природной среды. При проектировании водохранилища предусматриваются мероприятия по предупреждению и устранению возможного загрязнения окружающей среды, влияния на здоровье населения, восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов.

Обязательным условием современного промышленного проектирования является внедрение передовых ресурсосберегающих, безотходных и малоотходных технологических решений, позволяющих максимально сократить или избежать поступлений вредных химических или биологических компонентов выбросов в атмосферу, почву и водоемы, предотвратить или снизить воздействие физических факторов до гигиенических нормативов и ниже. Мероприятия по охране водных ресурсов от загрязнения включают санитарную подготовку территории водохранилища к затоплению и полную очистку зоны затопления от древесно-кустарниковой растительности. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы Санитарными правилами СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
 - вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
 - санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
 - мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий.

Для сохранения природного ландшафта предполагается рекультивация карьеров и земель, отводимых под промышленные площадки и автодороги, отвалы и резервы грунта. При рекультивации проводится срезка и выравнивание откосов выработок, планировка, укладка почвенно-растительного слоя и посадка саженцев деревьев.

При образовании мелководий и возможном заболачивании территорий вблизи населенных пунктов, вызывающих ухудшение санитарных условий

проживания населения, будут предусмотрены мероприятия по их предотвращению.

Исходя из характера природных условий и технических параметров гидроузла в нижнем бьефе ГЭС возможно проведение комплекса защитных мероприятий, обеспечивающих минимизацию возможного воздействия, связанного с резким колебанием уровня воды из-за изменения режимов работы ГЭС. В составе мероприятий могут предусматриваться берегозащитные мероприятия, вынос зданий и сооружений за пределы возможной берегопереработки, переселение населения, комплекс компенсационных природоохранных мероприятий и т.д.

В результате затопления сельхозугодий, хозяйства полностью теряют получаемую с них продукцию. В целях восстановления потерь сельскохозяйственного производства совхозов, затрагиваемых гидростроительством, проектом намечается освоение равновеликой площади посевных земель и проведение на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия.

Звери и птицы, а также пресмыкающиеся и земноводные, которые исчезнут в связи с затоплением свойственных для их обитания угодий и биотопов, сохранятся в достаточном количестве на прилегающей территории, которая не подвергнется изменению.

С целью дальнейшего сохранения растительности и животного мира, побережье Пясинского водохранилища включается в пятикилометровую охранную зеленую зону.

В связи с неблагоприятными условиями для естественного воспроизводства в водохранилище ценных промысловых рыб, основное пополнение их намечается за счет мероприятий по искусственному рыборазведению.

При эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она соответствует первоначальным природным свойствам, и она может использоваться для водоснабжения населенных пунктов.

Создание Пясинского водохранилища не приведет к коренной перестройке климатических условий района строительства.

8.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той 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 строительномонтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновению 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 устранены 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-скальных 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.

8.2 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Эксплуатация Пясинской ГЭС, как объекта гидроэнергетики не приведёт к существенным выбросам в атмосферу. Однако различные строительные работы на этапе сооружения плотины могут привести к выбросам загрязняющих

веществ в атмосферу. В частности, источниками выбросов будут автомобили и другое оборудование, используемое при строительных работах. Для решения этой задачи выполняем мониторинг по оценке качества атмосферного воздуха.

9 Технико-экономические показатели

9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ГЭС

9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике.

Объёмы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность, МВт	248	248	248	248	248
Число часов использования установленной мощности	3323	3323	3323	3323	3323
Выработка электроэнергии, МВт·ч	824000	824000	824000	824000	824000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	2	2	2	2
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	16480	16480	16480	16480	16480
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	807520	807520	807520	807520	807520
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1077	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	869,70	896,35	922,30	948,83	973,87
НДС к выручке, млн. руб.	144,95	149,39	153,83	1158,13	162,31

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и ростом тарифов на электроэнергию.

9.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) [1] с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- 1) амортизационные отчисления;

- 2) расходы по страхованию имущества;
- 3) эксплуатационные расходы;
- 4) расходы на ремонт производственных фондов;
- 5) расходы на услуги регулирующих организаций;
- 6) налог на воду.

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производственного процесса, создания продукции.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) – 0,08%

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	63,269
Прочие расходы	274	67,930
Итого		96,8436

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	33,563
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	2,350

Окончание таблицы 9.4

ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,681
Итого		27

Текущие затраты по гидроузлу с 2022 г. по 2025 г. приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб.	147,458	150,500	150,500	150,500
Расходы на страхование, млн. руб.	71,000	72,000	72,000	72,000
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	131,319	131,199	131,199	131,199
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	4,437	4,500	4,500	6,750
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	36,595	36,595	36,595	36,595
Налог на воду, млн. руб.	10,285	10,285	10,285	10,285
Итого, млн. руб.	400,975	405,079	405,079	407,329

Из таблицы 9.5 можно увидеть, что текущие затраты по гидроузлу увеличиваются за счет ежегодного увеличения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Структура текущих затрат по гидроузлу представлены на рисунке 9.1.

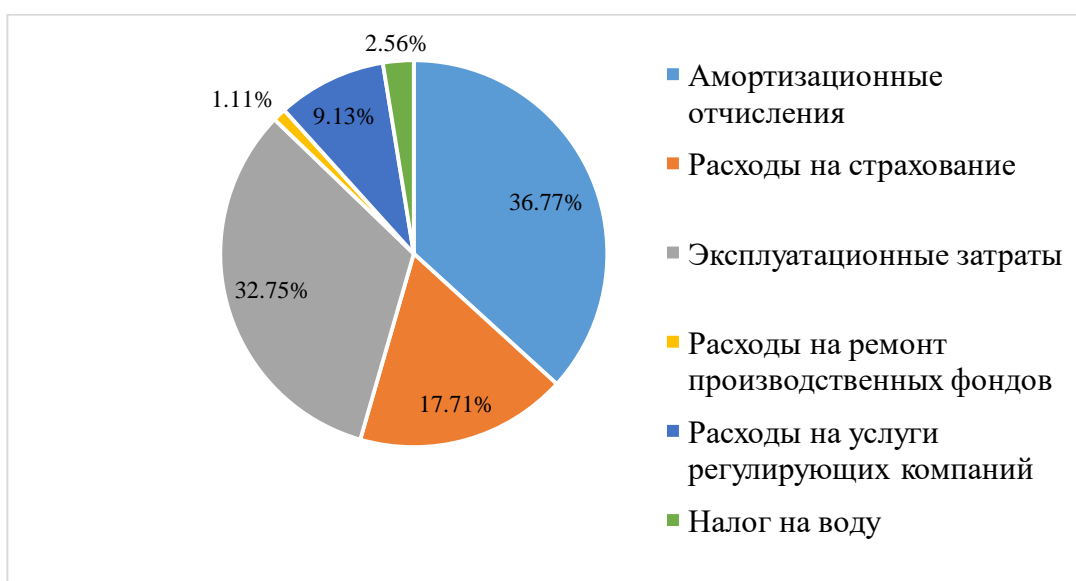


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

9.1.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Налоговые расходы после, окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный и федеральный бюджеты в соответствии с налоговым кодексом РФ и включают в себя:

- 1) налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- 2) налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- 3) налог на воду – 4,8 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;
- 4) налог на добавленную стоимость (НДС) – 20% от добавленной стоимости;
- 5) взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труд.

Предполагаемые налоговые расходы за 2031-2035 гг. приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Год	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн. руб.	361,260	372,776	383,953	395,413	406,906
НДС, млн. руб.	106,020	485,356	495,596	506,119	516,675
Взносы в соц. фонды, млн. руб.	17,829	17,829	17,829	17,829	17,829
Налог на имущество, млн. руб.	274,707	270,021	265,335	260,649	255,963
Итого	759,818	1145,985	1162,716	1180,012	1197,375

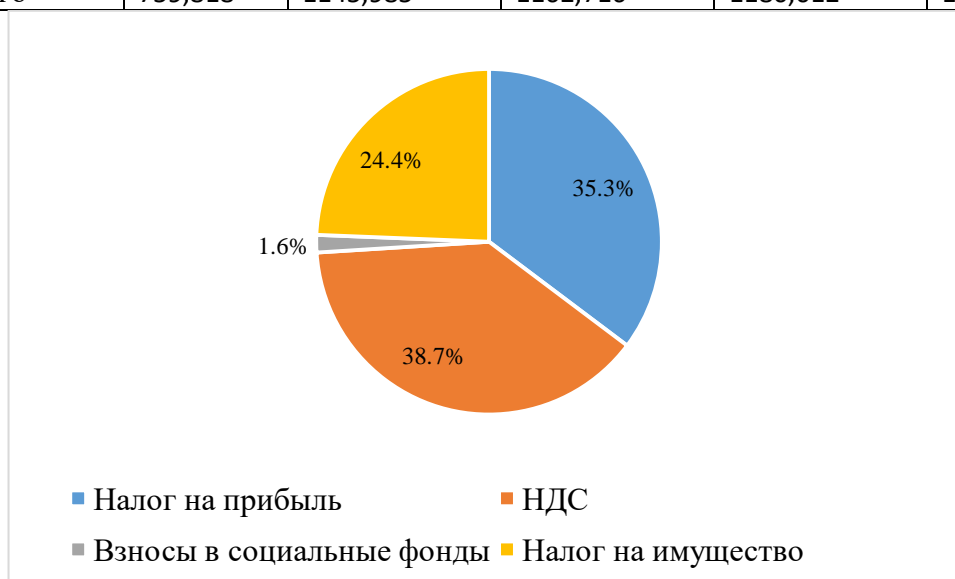


Рисунок 9.2 – Структура налоговых расходов

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляют НДС (38,7%) и налог на прибыль (35,3%).

Из таблицы 9.6 ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС и налога на прибыль.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлена в млн. руб в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	1983,352	2043,659	2108,167	2166,642	2223,400
Текущие расходы, млн.руб.	390,763	392,129	392,129	394,254	394,254
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1973,067	2033,374	2097,882	2156,357	2213,115
ЕВИТ (прибыль до налогообложения) , млн.руб.	1595,323	1665,431	1739,097	1800,693	1860,570
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	319,064	333,086	347,819	360,138	372,114
НОРАТ (чистая прибыль) , млн.руб.	1276,258	1332,345	1391,278	1440,554	1488,456
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

По данным таблицы 9.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки.

Чистая прибыль активно растет, что позволяет быстро и в больших объемах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 9.3.

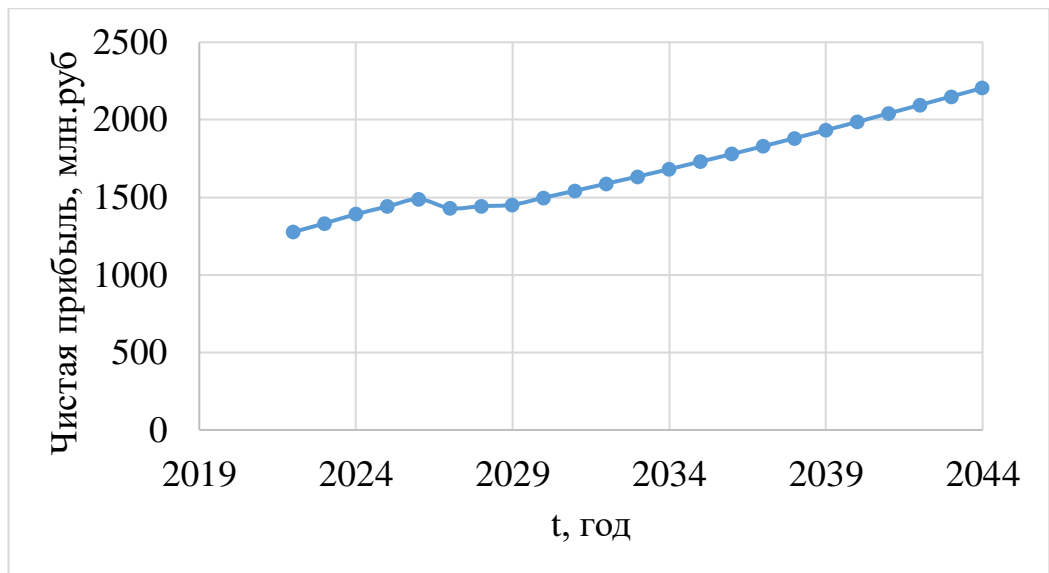


Рисунок 9.3 – Динамика чистой прибыли, млн.руб

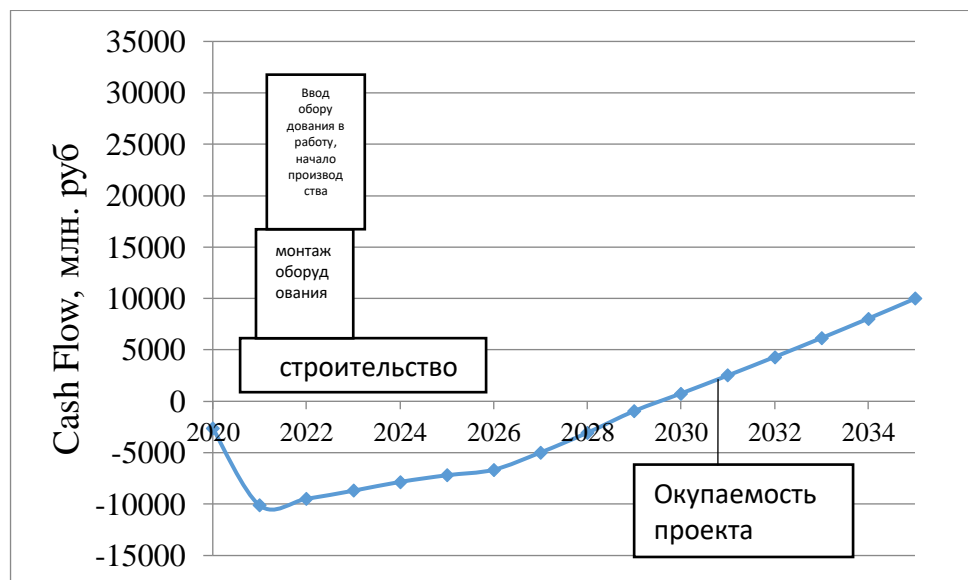


Рисунок 9.4 – Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта, млн.руб

9.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

9.3.1 Методология и исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на

стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [2].

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием программного продукта «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- 1) период прогнозирования для Пясинской ГЭС составляет 25 лет;
- 2) созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской экономики.

- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Динамика тарифов на электроэнергию принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

9.3.2 Коммерческая эффективность

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций, представленных в таблице 9.8.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии и мощности Пясинской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	125
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	321,557
Индекс прибыльности – PI	1,03
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,99
Себестоимость руб./кВт·ч	0,20
Удельные капиталовложения, руб./кВт	66532

Из показателей, которые приведены в таблице 9.8 видно, что период окупаемости составляет 10,4 года, такой срок будет приемлем и не убыточен для проекта.

Также индекс прибыльности больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

9.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2021	2022	2023	2024	2025	2026
В Федеральный бюджет, млн. руб.	16,579	338,290	361,432	374,807	658,770	842,965
В региональный бюджет, млн. руб.	40,265	152,044	150,509	147,390	144,270	141,151
Налоговые поступления, млн. руб.	56,843	490,334	511,942	522,197	803,040	984,115

Как видно из таблицы 9.9 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Происходит постепенный ввод в эксплуатацию новых мощностей, и связанный с этим рост производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

9.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- Ставки налогов;
- Цены сбыта;
- Ставки дисконтирования;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

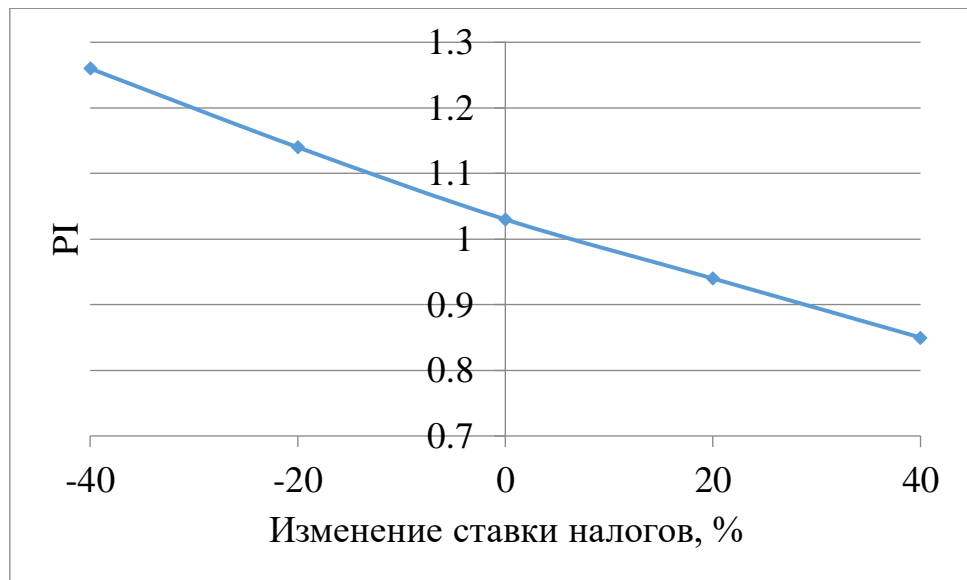


Рисунок 9.5 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI.

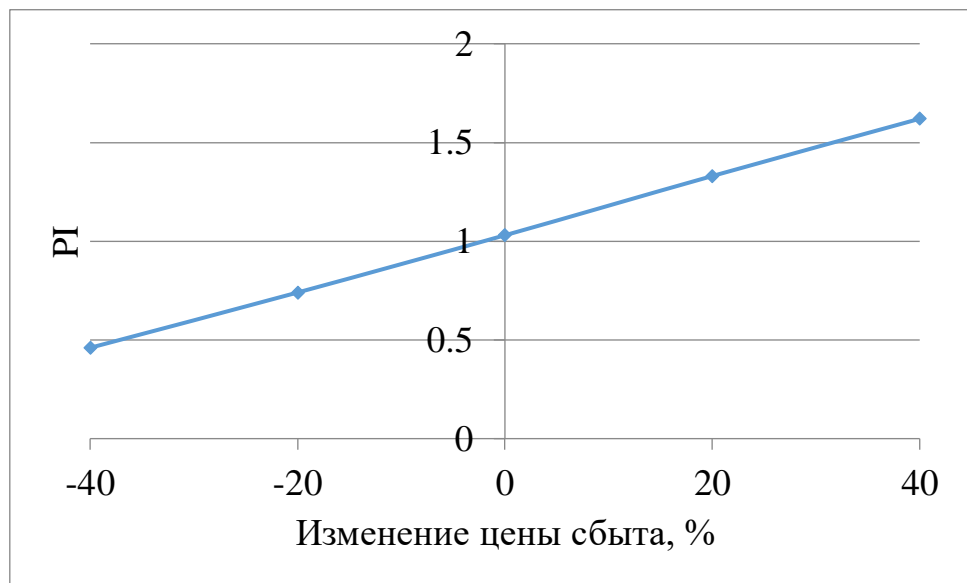


Рисунок 9.6 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта – увеличение величины PI.

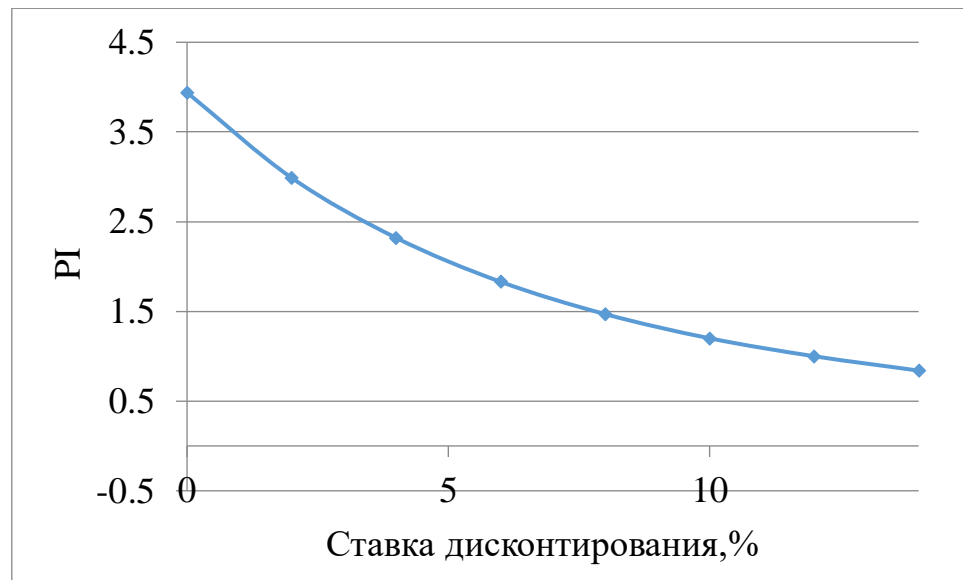


Рисунок 9.7 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

10 Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ

10.1 Назначение автоматического пожаротушения

Автоматическое пожаротушение-это комплекс устройств, призванных обеспечивать общую пожаробезопасность зданий и сооружений. Его основное назначение состоит в предотвращении распространения пламени и вступлении в борьбу со стихией на самых ранних стадиях.

Автоматическая установка пожаротушения (АУПТ) – это установка пожаротушения, автоматически срабатывающая при превышении контролируемым фактором (факторами) пожара установленных пороговых значений в защищаемой зоне. Чаще всего она используется совместно с автоматической пожарной сигнализацией (АПС) и системой оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ), а в совокупности вся эта система называется автоматической системой пожаротушения.

АУПТ должна обеспечивать:

- автоматическое обнаружение пожара;
 - выполнение функции пожарной сигнализации;
 - подачу управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией людей;
 - подачу управляющих сигналов на технические средства управления инженерным и технологическим оборудованием;
 - реализацию эффективных технологий пожаротушения, оптимальную инерционность, минимально вредное воздействие на защищаемое оборудование;
 - срабатывание в течение времени, не превышающего длительности начальной стадии развития пожара (критического времени свободного развития пожара);
 - задержку выпуска газового или порошкового огнетушащего вещества в защищаемое помещение при автоматическом и дистанционном пуске на время, необходимое для эвакуации из помещения людей, отключение вентиляции (кондиционирования и т.п.), закрытие заслонок (противопожарных клапанов и т.д.), но не менее 30с от момента включения в помещении устройств оповещения об эвакуации;
 - необходимую интенсивность подачи огнетушащего вещества;
 - ликвидацию пожара или его локализацию в течение времени, необходимого для введения в действие оперативных сил и средств пожаротушения.
- АУПТ должны быть обеспечены:
- расчетным количеством огнетушащего вещества, достаточным для ликвидации пожара в защищаемом помещении, здании или сооружении;
 - устройством для контроля работоспособности установки;

- устройством для оповещения людей о пожаре, а также дежурного персонала и (или) подразделения пожарной охраны о месте его возникновения;
- устройством для задержки подачи газовых и порошковых огнетушащих веществ на время, необходимое для эвакуации людей из помещения пожара;
- устройством для ручного пуска установки пожаротушения;

Автоматические системы пожаротушения (АСПТ) получили повсеместное распространение благодаря присущей им многофункциональности и уникальности. При обнаружении очага возгорания или малейшей угрозы появления пожароопасной ситуации, АСПТ посредством многочисленных датчиков направляет информацию на контрольный пульт и в кратчайший период времени осуществляет автоматическое тушение. АСПТ представляет собой многофункциональную систему, состоящую из целого комплекса алгоритмов: контроля состояния установленных датчиков, системы отслеживания температурного порога, включения световых сигнализаций и звукового оповещения, автоматического запуска системы пожаротушения. Основным преимуществом разработки и применения АСПТ является своевременное выявление пожара и способность самостоятельно устранить угрозу его возникновения. В роли огнетушащего вещества при этом выступают вода, пенные растворы, порошковые составы и различные газы (аргон, азот и инертные газы).

10.2 Классификация систем пожаротушения

- По конструктивному исполнению эти устройства могут быть:
 - агрегатными;
 - модульными;
 - дренчерными;
 - спринклерными.
- По способу тушения огня:
 - объемными, по площади;
 - локальными.
- По способу срабатывания (или запуска) установки:
 - ручные;
 - автоматические;
 - с разного рода приводами (электрический, гидравлический, пневматический, механический, комбинированный).
- По инерционности:
 - сверхбыстродействующие;
 - быстродействующие или небольшой инерционности;
 - средней инерционности;
 - повышенной.
- По продолжительности подачи огнетушащего вещества:
 - импульсного действия;

- кратковременного;
- средней длительности;
- длительного воздействия.
- По типу вещества, применяемого для гашения пламени:
 - водяные;
 - пенные;
 - газовые;
 - аэрозольные;
 - порошковые;
 - паровые.

10.3 Газовые автоматические установки

При проектировании систем пожаротушения энергопредприятий применяются основные положения свода правил СП 5.13130.2009 «Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические», согласно которым газовые автоматические установки применяются для:

- Ликвидации пожаров классов А, В, С по ГОСТ 27331 и электрооборудования (электроустановок под напряжением).
- Запрещается применение установок объемного углекислотного (СО₂) пожаротушения: - в помещениях, которые не могут быть покинуты людьми до начала работы установки; - помещениях с большим количеством людей (50 человек и более).
- Установки объемного пожаротушения (кроме установок азотного и аргонного пожаротушения) применяются для защиты помещений (оборудования), имеющих стационарные ограждающие конструкции.

Тушение пожара с помощью ГОТВ получило широкое распространение благодаря ряду преимуществ, в том числе:

- тушение пожара с помощью ГОТВ осуществляется по всему объему помещения;
 - огнетушащие газосмеси нетоксичны, химически инертны, при нагревании и контакте с горящими поверхностями не распадаются на ядовитые и агрессивные фракции;
 - газовое пожаротушение практически не наносит вреда оборудованию и материальным ценностям;
 - после окончания тушения ГОТВ легко удаляются из помещения простым проветриванием;
 - применение ГОТВ обладает высокой скоростью тушения пожара.
- Однако газовое пожаротушение имеет так же и некоторые недостатки:
- тушение пожара газом требует герметизации помещения;
 - газовое пожаротушение малоэффективно в помещениях большого объема либо на открытом пространстве;

- хранение снаряженных газовых модулей и техническое обслуживание системы пожаротушения сопряжено с трудностями, которые сопутствуют хранению веществ под давлением;
- установки газового пожаротушения чувствительны к температурному режиму.

Если произойдет несанкционированный пуск такой системы или ее используют для тушения пожара, то на материальных ценностях воздействие газового огнетушащего вещества совершенно не отражается, что нельзя сказать об остальных огнетушащих веществах: пене, воде, аэрозоля или порошке. Все остатки газовых веществ удаляются через вентиляционные системы.

В связи с этим автоматическое газовое пожаротушение применяется в помещениях с телекоммуникационным и вычислительным оборудованием, различными приборами. А в архивах, серверах и помещениях с электроникой установка газового пожаротушения давно стала единственной возможностью обеспечить противопожарную защиту.

Классы пожаров по ГОСТ 27331, подлежащих ликвидации газами и порошковыми смесями:

- Класс А – горение твердых горючих материалов и веществ. При этом, если тлеет древесина, текстильные изделия или бумага, пожар относится к подклассу А1, а если горит не тлеющий материал, например, пластмасса, – к подклассу А2.
- Класс В – составляют легковоспламеняющиеся горючие жидкости: нерастворимые – подкласс В1, растворимые – В2.
- Класс С – относятся пожары, спровоцированные газами.

10.4 Порошковые автоматические установки

Применяются для:

- ликвидации пожаров классов А, В, С и электрооборудования (электроустановок под напряжением).
- в помещениях категории А (по СП 12.13130.2009 Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа) и Б (Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа) по взрывопожароопасности и во взрывоопасных зонах

допускается применение установок, получивших соответствующее свидетельство о взрывозащищенности электрооборудования.

- Запрещается применение установок: - в помещениях, которые не могут быть покинуты людьми до начала подачи огнетушащих порошков; - в помещениях с большим количеством людей (50 человек и более).

- Установки не должны применяться для тушения пожаров: - горючих материалов, склонных к самовозгоранию и тлению внутри объема вещества (древесные опилки, хлопок, травяная мука и др.); - пирофорных веществ и материалов, склонных к тлению и горению без доступа воздуха.

- Установки могут применяться для тушения пожара на защищаемой площади, локального тушения на части площади или объема, тушения всего защищаемого объема;

- Огнетушащие порошки должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 53280.4. При этом для импульсных модулей порошкового пожаротушения параметр пробивного напряжения не учитывается.

В проекте на установку пожаротушения указывается, что персонал, осуществляющий периодическое посещение данных помещений, должен быть проинструктирован об опасных факторах для человека, возникающих при подаче порошка из модулей пожаротушения.

Применяемый в установках порошок не токсичен и не может причинить прямого вреда здоровью человека. Физический принцип тушения заключается в образовании порошкового облака, которое накрывает определённую площадь защищаемого помещения. При этом частицы порошка охлаждают поверхность, а газообразные продукты его термического разложения разбавляют горючую среду, препятствуя развитию пожара. Кроме того, образование порошкового облака в узких проходах или каналах имеет определённый огнезадерживающий эффект.

Автономные установки работают методом самосрабатывания. К корпусу подключаются тепловые, дымовые или инфракрасные датчики, подающие сигнал на включение.

Возможные причины внештатного срабатывания для автономных модулей:

- скопление пыли в датчиках;
- неправильно выставленная температура срабатывания;
- нарушения, связанные с периодичностью технического обслуживания (проводится не реже 1 раза в год).

Одновременно проводится перезарядка модулей порошкового пожаротушения. Связано это с тем, что состав ОТВ подвержен слеживанию. Срок перезарядки может варьироваться в зависимости от обнаруженных неисправностей и значительного изменения веса баллонов со смесью (более 10%). Проверяется модуль одновременно с тестированием системы сигнализации.

Расчет аварийного запаса модулей высчитывается из учета общей охватываемой площади. К полученному результату необходимо добавить 10%.

Учитывается направление распространения порошка, на которое может влиять наличие вентиляционных каналов, открывающихся дверей и т.д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Пясинской ГЭС на реке Пясина, являющейся сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 248 МВт и среднемноголетняя выработка 824 млн. кВт·ч.

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

- максимальный – 32 м;
- расчетный – 22,1 м;
- минимальный – 20,3 м.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ 60-В-335.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 83,3 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1160/180-72 с номинальной активной мощностью 83 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства с двумя системами сборных шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТД-125000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд: ТС-3150/10/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС–240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компонировка гидроузла была принята русловой.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля;
- правобережная глухая бетонная плотина;
- станционная часть бетонной плотины;
- левобережная глухая грунтовая плотина.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,20 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,32). Таким образом, плотина Пясинского

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 ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 10,4 лет;
- себестоимость – 0,20 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 66532 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Пясинского гидроузла в настоящее время является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. 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.
4. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслonaпорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 8 с.
7. 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.
8. СТ О 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
9. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб.и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
10. 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.
11. 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.
12. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
13. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартиформ, 2008. – 15 с.

14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 110кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
15. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.
16. 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.
17. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
18. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
19. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
21. Каталог «Оборудование воздушных линий 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
22. 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.
23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
25. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
26. 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.
27. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

28. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс]: распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

38. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер.закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер.закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.

41. 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.

42. 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.

43. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-ks.ru>.

44. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.

45. Каталог «Оборудование воздушных линий 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Р 90%	Расходы											Объемы		
Месяц	Q _{быг}	Q _{исп}	Q _{лед}	Q _ф	Q _{шлюз}	Q _{пол}	Q _{вжк}	Q _{хол}	Q _{вод}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}
11	81	0	1	1	0	79	145	0	65	144	145	11,40	0,17	11,23
12	36	0	1	1	0	34	145	0	785	819	820	11,23	2,10	9,12
1	30	0	1	1	0	28	145	0	881	909	910	9,12	2,36	6,76
2	28	0	1	1	0	26	145	0	118	144	145	6,76	0,32	6,45
3	27	0	0	1	0	26	145	0	118	144	145	6,45	0,32	6,13
4	25	0	-2	1	4	22	145	0	118	140	145	6,13	0,32	5,82
5	62	2	-4	1	4	59	290	0	226	285	290	5,82	0,61	5,21
6	589	2	0	1	4	582	290	0	-297	285	290	5,21	-0,80	6,01
7	1100	1	0	1	4	1094	290	0	-809	285	290	6,01	-2,17	8,17
8	1044	1	0	1	4	1038	290	0	-753	285	290	8,17	-2,02	10,19
9	592	1	0	1	4	586	290	0	-301	285	290	10,19	-0,81	11,00
10	297	1	0	1	4	291	145	0	-151	140	145	11,00	-0,40	11,40

Окончание таблицы А.1

Отметки				Напор	Мощность	
Z _{вб.нач}	Z _{вб кон}	Z _{вб ср}	Z _{нб}	H _{гэс}	N _{гэс}	N _{гар}
40,00	39,83	39,91	8,06	31,50	40	
39,83	37,59	38,71	12,02	26,34	190	190
37,59	35,52	36,55	12,49	23,71	190	190
35,52	35,30	35,41	8,06	27,00	34	
35,30	35,08	35,19	8,06	26,78	34	
35,08	34,86	34,97	8,06	26,56	33	
34,86	34,41	34,64	9,22	25,07	63	
34,41	35,00	34,70	9,22	25,13	63	
35,00	36,66	35,83	9,22	26,26	66	
36,66	38,73	37,69	9,22	28,12	71	
38,73	39,59	39,16	9,22	29,59	74	
39,59	40,00	39,80	8,06	31,39	39	

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Р 50%	Расходы											Объемы		
Месяц	Q _{быт}	Q _{исп}	Q _{лед}	Q _ф	Q _{шлюз}	Q _{пол}	Q _{вхк}	Q _{хол}	Q _{вод}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}
11	141	0	1	1	0	139	145	0	70	209	210	11,40	0,19	11,21
12	42	0	1	1	0	40	145	0	780	820	821	11,21	2,09	9,12
1	31	0	1	1	0	29	145	0	880	909	910	9,12	2,36	6,77
2	28	0	1	1	0	26	145	0	118	144	145	6,77	0,32	6,45
3	27	0	0	1	0	26	145	0	118	144	145	6,45	0,32	6,13
4	25	0	-2	1	4	22	145	0	118	140	145	6,13	0,32	5,82
5	62	2	-4	1	4	59	290	0	226	285	290	5,82	0,61	5,21
6	801	2	0	1	4	794	290	0	-600	194	199	5,21	-1,61	6,82
7	1828	1	0	1	4	1822	290	0	-1345	477	482	6,82	-3,60	10,42
8	1044	1	0	1	4	1038	290	0	-200	838	843	10,42	-0,54	10,96
9	592	1	0	1	4	586	290	0	-118	468	473	10,96	-0,32	11,27
10	316	1	0	1	4	310	145	0	-47	263	268	11,27	-0,13	11,40

Окончание таблицы А.2

Отметки				Напор	Мощность	
$Z_{\text{вб.нач}}$	$Z_{\text{вб.кон}}$	$Z_{\text{вб.ср}}$	$Z_{\text{нб}}$	$H_{\text{гэс}}$	$N_{\text{гэс}}$	$N_{\text{гар}}$
40,00	39,82	39,91	8,65	30,91	57	
39,82	37,59	38,70	12,03	26,33	190	190
37,59	35,52	36,56	12,49	23,71	190	190
35,52	35,30	35,41	8,06	27,00	34	
35,30	35,08	35,19	8,06	26,78	34	
35,08	34,87	34,98	8,06	26,57	33	
34,87	34,41	34,64	9,22	25,07	63	
34,41	35,56	34,99	8,56	26,08	45	
35,56	38,98	37,27	10,26	26,66	112	
38,98	39,55	39,27	12,14	26,77	197	
39,55	39,88	39,72	10,22	29,15	120	
39,88	40,00	39,94	9,08	30,52	71	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Нагрузки на плотину

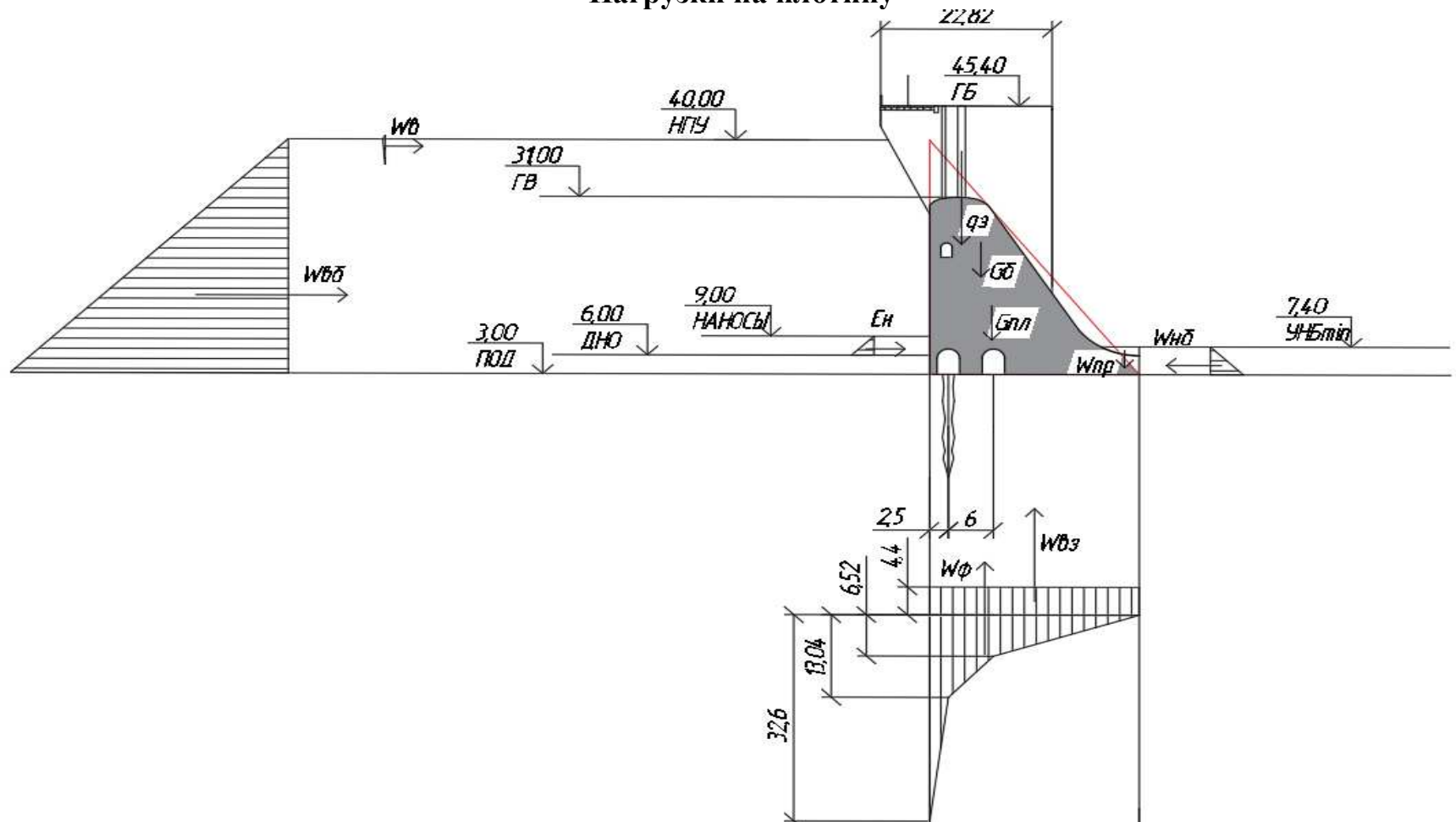


Рисунок Б.1 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

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

институт

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 02 » 01 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код-наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЯСИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПЯСИНА.
УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ГАЗОВОГО И
ПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ, ПОЖАРНОЙ АВТОМАТИКИ И
СИГНАЛИЗАЦИИ НА ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЭС И РУ**


Руководитель

 02.01.20
подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС,
Саяно-Шушенского филиала
должность, ученая степень

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник

 02.01.20
подпись, дата

А.С. Скок
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Пясинской ГЭС на реке Пясина. Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ».


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