

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись

«___» _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧУСОВОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧУСОВАЯ.
ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ КОНТУРЫ ГЭС И РУ - КОНСТРУКТИВНОЕ
ИСПОЛНЕНИЕ, СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ И ЛЮДЕЙ**

Руководитель _____
подпись, дата

должность

Кочетков М.В.
фамилия, инициалы

Выпускник _____
подпись, дата

Карасев К.А.
фамилия, инициалы

Саяногорск; Черемушки 2019

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЧУСОВОЙ ГЭС.....	5
Введение.....	7
1. Общие сведения.....	8
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	8
1.2 Гидрологические данные	8
1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.4 Данные по энергосистеме	11
1.5 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2. Водно-энергетические расчеты.....	13
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	13
2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы	15
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	17
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	19
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	22
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	23
3. Основное и вспомогательное оборудование	25
3.1 Построение режимного поля	25
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	26
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	29
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	31
3.5 Расчет вала на прочность	31
3.6 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора.....	32
4. Электрическая часть	33
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	33
4.1.1 Расчет схемы с укрупненными блоками	34
4.1.1.1 Выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд	34
4.1.1.2 Выбор схемы РУ	35
4.1.1.3 Вычисление приведенных затрат.....	36
4.1.2 Расчет для схемы с обычными блоками.....	37
4.1.2.1 Выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд	37
4.1.2.2 Выбор схемы РУ	38
4.1.2.3 Вычисление приведенных затрат.....	38
4.2 Расчет числа отходящих линий и выбор марки проводов.....	39
4.3 Расчёт токов короткого замыкания в программном комплексе «RastrWin3» для выбора электрических аппаратов.....	40
4.4 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	42

4.5	Выбор электрических аппаратов 220 кВ	43
4.6	Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении	44
5.	Устройство РЗиА.....	47
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	47
5.2	Расчет номинальных токов	48
5.3	Перечень защит основного оборудования	48
5.4	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	49
5.5	Продольная дифференциальная защита генератора	50
5.6	Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора.....	52
5.7	Защита от повышения напряжения	54
5.8	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	55
5.9	Защита от симметричных перегрузок.....	58
5.10	Дистанционная защита генератора	60
5.11	Защита ротора от перегрузки.....	62
5.12	Матрица отключений.....	64
5.13	Таблица уставок	66
6.	Компоновка и сооружения гидроузла.....	67
6.1	Определение типа плотины	67
6.1.1	Определение класса ГТС	67
6.1.2	Определение отметки гребня плотины	67
6.2	Гидравлические расчеты	69
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	69
6.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	70
6.2.3	Построение профиля водосливной грани	71
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	73
6.2.5	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	74
6.2.6	Проектирование аварийного водосброса	76
6.3	Конструирование плотины	76
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	76
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	77
6.3.3	Быки	77
6.3.4	Устой	78
6.3.5	Галереи в теле плотины	78
6.3.6	Дренаж тела бетонных плотин	78
6.4	Основные элемента подземного контура плотины	79
6.4.1	Противофильтрационные завесы.....	79
6.4.2	Дренажные устройства в основании скальных грунтов.....	80
6.5	Определение сокращенного состава нагрузок на плотину для сочетания нагрузок и воздействий	81
6.5.1	Вес сооружения и затворов	82
6.5.2	Сила гидростатического давления воды	83
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	83
6.5.4	Сила фильтрационного давления.....	84

6.5.5 Давление грунта.....	85
6.5.6 Волновое давление	87
6.5.7 Расчёт прочности плотины	89
6.5.8 Критерии прочности плотины.....	91
6.5.9 Расчет устойчивости плотины.....	92
7. Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	94
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений	94
7.2 Охрана труда	94
7.3 Противопожарная безопасность.....	97
7.3.1 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС	98
7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	99
7.5 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	99
7.6 Отходы, образующиеся при строительстве	100
7.7 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	100
7.8 Водоохранная зона.....	101
7.9 Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции	102
8. Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	103
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	103
8.2 Текущие расходы по гидроузлу	104
8.3 Налоговые расходы.....	106
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта	107
8.5 Показатели эффективности проекта	108
8.6 Бюджетная эффективность	109
8.7 Анализ чувствительности	109
9.Заземляюще контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, способы защиты оборудования и людей.....	112
9.1 Общие сведения	112
9.2 Рабочие и электрозщитные функции заземляющих устройств	112
9.3 Конструктивное исполнение	113
9.4 Монтаж контуров заземления.....	114
9.5 Расчет защитного заземления	119
Заключение	125
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	127
Приложение А	130
Приложение Б.....	131

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЧУСОВОЙ ГЭС

1. Наименование реки Чусовая
2. Местонахождение ГЭС Пермский край
3. Тип проектируемой установки ГЭС
4. Характерны расходы воды:
 - А) Среднемноголетний 868 м³/с
 - Б) Всех турбин 752 м³/с
 - В) Максимальный с обеспеченностью: 0,1% 6200 м³/с
 - 0,01% 6900 м³/с
5. Параметры водохранилища:
 - А) Характер регулирования стока Годовой
 - Б) Отметки: НПУ 180 м
 - ФПУ 181 м
 - УМО 157,20 м
 - В) Объемы: Полный 7 км³
 - Полезный 3,74 км³
6. Напоры ГЭС:
 - А) Максимальный 58 м
 - Б) Расчетный 44 м
 - В) Минимальный 31 м
7. Энергетические характеристики:
 - А) Мощность: Установленная 348 МВт
 - Гарантированная 269 МВт
 - Б) Среднемноголетняя выработка энергии 4,3 млрд. кВт·ч
8. Плотина (общая длина / максимальная высота):
 - А) Правобережная глухая бетонная плотина 78 м / 51,40 м
 - Б) Станционная часть 78 м / 51,40 м
 - В) Левобережная глухая бетонная плотина 97,50 м / 51,40 м
9. Водосбросные сооружения:
 - А) Тип Поверхностный водосброс
 - Б) Число и размер пролетов 6 x 16 м
 - В) Общая длина 117 м
 - Г) Максимальная высота 51,40 м
10. Здание ГЭС:
 - А) Тип здания Приплотинное
 - Б) Число агрегатов 4
 - В) Грунты в основании Диорит
 - Г) Тип спиральной камеры Металлическая круглого сечения
 - Д) Тип отсасывающей трубы Изогнутая
11. Основное оборудование:
 - А) Тип турбин ПЛ60-В-530
 - Б) Тип генератора СВ-850/190-40
 - В) Номинальная активная мощность генератора 100 МВт
 - Г) Частота вращения 150 об/мин

- Д) Тип трансформаторов ТДЦ-225000/220-У1
12. Техничко-экономические показатели:
- А) Срок окупаемости 124 месяца
- Б) Себестоимость.....0,18 руб/кВт·ч
- В) Удельные капиталовложения.....61576 руб/кВт·ч

Введение

Гидроэлектростанции, являются высокоэффективным источником электроэнергии, используют энергию водяного потока. Представляют собой комплекс сложных инженерных сооружений, гидравлического, силового, электрического и механического оборудования. Особенностью проектирования и эксплуатации ГЭС является то, что их параметры сильно зависят от природных условий, топографических, геологических, гидрологических и других характеристик района проектирования. Также при проектировании необходимо учитывать интересы других отраслей хозяйства, связанных с использованием водотока. В настоящее время также большое значение придается вопросам охраны природных и водных ресурсов.

Гидроэлектростанции имеют целый ряд преимуществ. Одним из основных является низкая себестоимость электроэнергии. Себестоимость производства электроэнергии за кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз меньше, то есть на порядок ниже, чем на ТЭЦ и АЭС. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционно привлекательная отрасль народного хозяйства.

1. Общие сведения

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат Пермского края резко-континентальный. Зима снежная, продолжительная; лето умеренно-тёплое; большинство атмосферных осадков выпадает в тёплое полугодие. Годовая норма осадков составляет от 410—450 мм на юго-западе края до 1000 мм на крайнем северо-востоке края

Среднегодовая температура воздуха колеблется от 0 °С на севере до +2 °С на юге Пермского края, а на северо-востоке края (в горной местности) среднегодовая температура составляет ниже 0 °С.

Средняя температура июля – 25 градусов.

Средняя температура января – минус 17 градусов.

1.2 Гидрологические данные

Чусовая имеет смешанное питание, с преобладанием снегового (55 %). Дождевое составляет 29 %, подземное 18 %. Скорость течения в среднем течении составляет около 8 км/ч, на перекатах и быстринах - до 25 км/ч, что в 10 раз превышает скорость течения таких равнинных рек как Волга или Кама. Замерзает Чусовая обычно в конце октября - начале декабря, вскрывается в апреле - начале мая. Для низовий реки характерны ледяные зажоры и заторы с подъёмом уровня воды до 2,8 м.

Среднегодовой расход – 222 м³/с

Максимальный расход – 4570 м³/с

Минимальный расход – 8,4 м³/с

В таблице 1.1 предоставлен гидрологический ряд реки с 1932 по 1981 год:

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Чусовая

№ строки	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1	1932	106	98	94	160	1222	946	874	822	400	376	188	138	452
2	1933	86	82	86	336	930	566	614	794	296	196	158	106	354
3	1934	102	94	90	96	1254	1100	720	700	402	342	188	128	435
4	1935	68	68	90	178	1424	966	722	526	282	180	116	86	392
5	1936	86	80	76	108	788	2006	1145	794	436	274	178	112	507
6	1937	78	76	82	150	1262	1652	1154	710	460	306	154	106	516
7	1938	90	86	86	388	1862	1074	1553	926	574	428	188	116	614
8	1939	72	70	76	176	1500	938	1243	672	312	256	132	94	462
9	1940	96	88	80	232	1150	1208	730	700	406	324	188	124	444
10	1941	102	94	84	304	1458	1510	1054	726	500	410	290	134	555
11	1942	82	80	88	124	1024	1530	948	840	440	300	158	110	477
12	1943	72	72	80	218	1162	1202	713	682	338	214	134	94	415
13	1944	74	72	78	178	1210	1214	1049	592	416	256	148	102	449
14	1945	62	62	74	406	1050	462	520	500	252	170	102	82	312
15	1946	158	128	118	254	1072	1728	1181	1094	568	546	350	212	617
16	1947	86	76	86	232	1274	1490	1649	900	510	316	174	112	575

Продолжение Таблицы 1.1

№ строки	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год
17	1948	68	68	76	232	1100	1196	1003	650	320	248	120	86	431
18	1949	74	72	76	218	1240	1266	953	612	372	230	132	94	445
19	1950	76	72	82	94	1616	1082	690	650	416	214	138	94	435
20	1951	60	60	72	218	1202	470	494	432	218	166	102	80	298
21	1952	78	76	86	154	1422	1656	1454	836	448	222	142	98	556
22	1953	68	66	76	136	1180	728	492	486	304	188	122	88	328
23	1954	76	68	80	128	1086	772	566	506	250	256	150	104	337
24	1955	90	56	50	202	1724	1420	1018	692	482	346	170	116	530
25	1956	76	70	76	218	1242	1266	960	616	370	24	128	98	429
26	1957	112	118	100	160	832	1504	897	856	444	348	160	118	471
27	1958	112	102	60	188	1200	1584	2110	1134	600	364	218	146	651
28	1959	84	78	86	292	1220	1106	950	668	430	258	150	128	454
29	1960	86	90	116	178	854	1604	1553	1038	482	306	176	106	549
30	1961	176	146	122	382	1180	1424	1135	938	530	332	226	214	567
31	1962	76	72	82	232	1422	672	521	502	300	196	170	130	365
32	1963	72	56	76	116	878	1100	583	520	308	212	200	112	353
33	1964	62	72	82	150	968	1074	799	618	278	178	142	98	377
34	1965	126	120	94	194	1358	618	574	544	382	366	230	236	404
35	1966	64	66	82	188	994	2334	1387	724	424	256	144	102	564
36	1967	96	94	94	244	1062	512	775	1006	376	370	174	118	410
37	1968	64	66	82	228	2586	490	586	454	260	186	136	102	437
38	1969	94	82	80	200	2886	1946	1385	750	546	442	234	162	734
39	1970	94	78	62	244	1434	1426	706	652	464	380	188	112	487
40	1971	78	72	78	212	1368	1510	1130	624	368	230	140	82	491
41	1972	94	68	72	262	1338	1254	643	594	388	256	138	102	434
42	1973	86	78	82	312	1108	1958	1171	730	414	256	158	112	539
43	1974	64	64	76	312	1000	372	382	430	246	172	102	82	275
44	1975	60	64	78	134	804	1744	862	600	294	314	160	76	432
45	1976	98	110	110	160	1350	786	632	601	368	401	152	120	407
46	1977	116	114	114	346	1142	1118	782	771	396	384	218	142	470
47	1978	100	106	96	298	976	844	610	580	204	234	136	82	356
48	1979	100	92	82	164	1210	1244	725	578	398	324	260	120	441
49	1980	92	88	92	148	1378	980	720	532	394	238	158	100	410
50	1981	92	78	78	248	1394	746	494	480	364	234	118	106	369

Серым маркером выделены месяцы половодья, когда расход выше среднемесячного расхода. Остальные месяца определяют межень.

Кривая зависимости $Z_{ВВ}(V)$ представлена на рисунке 1.1

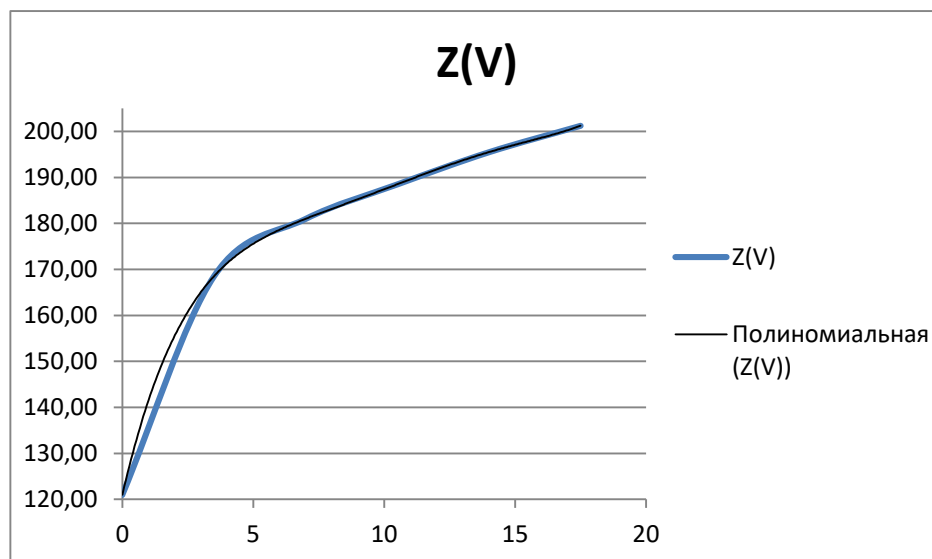


Рисунок 1.1 – График зависимости $Z_{ВБ}(V)$.

Кривая зависимости $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ представлена на рисунке 1.2:

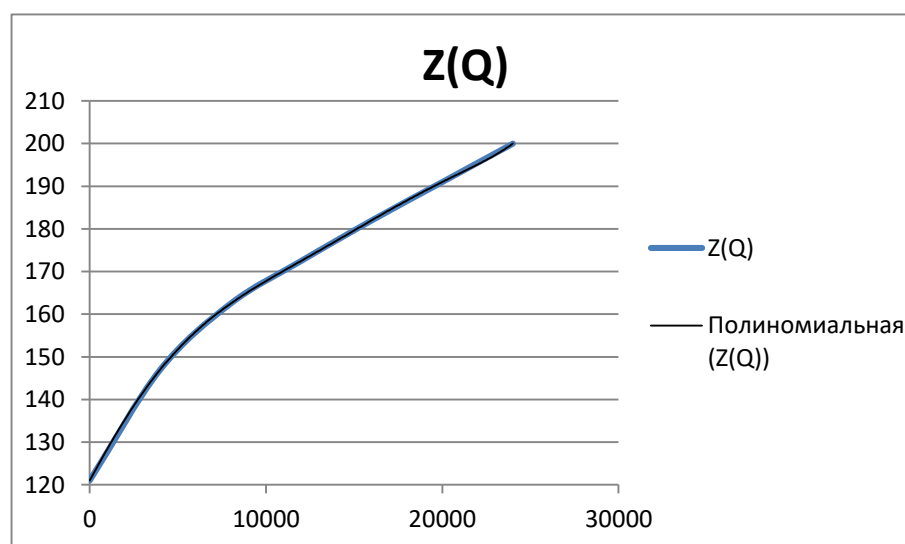


Рисунок 1.2 – График зависимости $Z_{НБ}(Q_{НБ})$.

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Расходы по ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК},$ $м^3/с$	121	150	150	150	310	310	310	310	310	150	150	121

1.3 Инженерно-геологические условия



Рисунок 1.3 – Разрез по створу реки

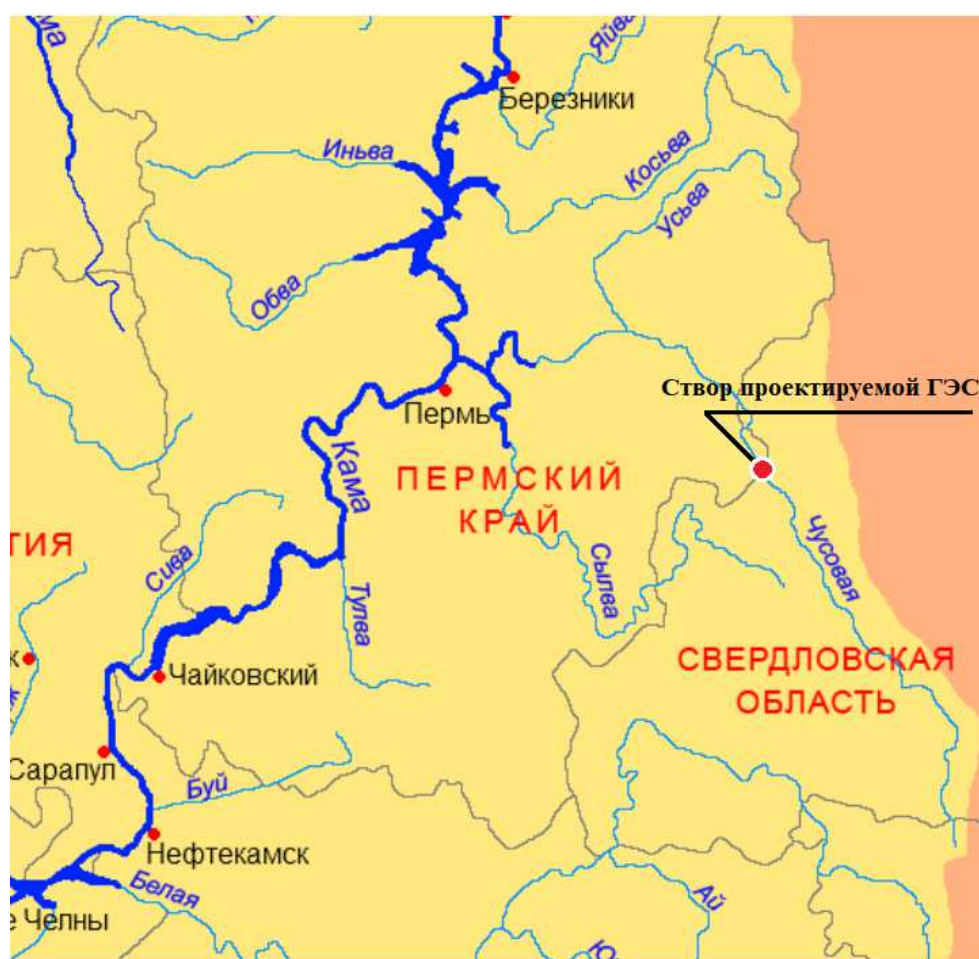


Рисунок 1.4 – Расположение створа на карте

1.4 Данные по энергосистеме

Проектируемая ГЭС находится в Объединенном диспетчерском управлении (ОДУ) Урала, в Пермском региональном диспетчерском управлении (РДУ), энергосистемы Пермского края. В управлении и ведении Филиала АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 9636,276 МВт. Основными объектами генерации

являются Пермская ГРЭС АО «ИНТЕР РАО-Электростанция», «Воткинская ГЭС» ПАО «РусГидро» и «Яйвинская ГРЭС» ПАО «Юнипро».

1.5 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов рассматривались следующие станции:

- ГЭС – аналог по гидромеханическому и турбинному оборудованию: Виллюйская ГЭС;
- ГЭС – аналог по типу плотины и водосбросных сооружений: Бурейская ГЭС

2. Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

Гидрограф – график изменения во времени расходов воды в реке за несколько лет.

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов нужно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Изначально можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся VI, VII, VIII и IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII, I, II, III, IV и V месяцы). Начало года считаем с начала половодья.

Далее запишем среднегодовые значения расходов (таблица 2.1), проранжируем их от максимального к минимальному, пронумеруем их от 1 до 50 и найдем обеспеченность по формуле 1.1:

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

где m-порядковый номер расхода;

n-число членов ряда;

Таблица 2.1 – Среднегодовые значения расходов

Год	$\bar{Q}, \text{м}^3 / \text{с}$	Год	$\bar{Q}_{\text{пол}}, \text{м}^3 / \text{с}$	Год	$\bar{Q}_{\text{меж}}, \text{м}^3 / \text{с}$	m	p%
1969	734	1969	1742	1946	292	1	2,0
1958	651	1958	1507	1961	266	2	3,9
1946	617	1966	1360	1938	245	3	5,9
1938	614	1938	1354	1941	240	4	7,8
1947	575	1952	1342	1969	230	5	9,8
1961	567	1947	1328	1977	229	6	11,8
1966	564	1946	1269	1958	224	7	13,7
1952	556	1960	1262	1965	219	8	15,7
1941	555	1973	1242	1970	203	9	17,6
1960	549	1955	1213	1947	199	10	19,6
1973	539	1937	1195	1967	196	11	21,6
1955	530	1941	1187	1932	195	12	23,5
1937	516	1936	1183	1957	195	13	25,5
1936	507	1961	1169	1960	193	14	27,5
1971	491	1971	1158	1979	193	15	29,4
1970	487	1939	1088	1940	192	16	31,4
1942	477	1942	1086	1976	190	17	33,3
1957	471	1970	1055	1955	189	18	35,3
1977	470	1968	1029	1959	188	19	37,3

Продолжение Таблицы 2.1

Год	$\bar{Q}, \text{м}^3 / \text{с}$	Год	$\bar{Q}_{\text{пол}}, \text{м}^3 / \text{с}$	Год	$\bar{Q}_{\text{меж}}, \text{м}^3 / \text{с}$	m	p%
1939	462	1957	1022	1973	187	20	39,2
1959	454	1956	1021	1934	180	21	41,2
1932	452	1949	1018	1937	177	22	43,1
1944	449	1944	1016	1942	173	23	45,1
1949	445	1950	1010	1972	173	24	47,1
1940	444	1975	1002	1936	169	25	49,0
1979	441	1948	987	1933	168	26	51,0
1968	437	1959	986	1966	166	27	52,9
1950	435	1932	966	1944	166	28	54,9
1934	435	1972	957	1981	165	29	56,9
1972	434	1977	953	1980	164	30	58,8
1975	432	1940	947	1952	163	31	60,8
1948	431	1934	944	1949	159	32	62,7
1956	429	1943	940	1971	158	33	64,7
1943	415	1979	939	1962	157	34	66,7
1967	410	1935	910	1978	157	35	68,6
1980	410	1980	903	1943	153	36	70,6
1976	407	1964	865	1948	152	37	72,5
1965	404	1976	842	1945	151	38	74,5
1935	392	1967	839	1939	149	39	76,5
1964	377	1962	779	1950	148	40	78,4
1981	369	1981	779	1975	148	41	80,4
1962	365	1965	774	1963	144	42	82,4
1978	356	1963	770	1968	141	43	84,3
1933	354	1978	753	1974	140	44	86,3
1963	353	1954	733	1954	139	45	88,2
1954	337	1933	726	1935	134	46	90,2
1953	328	1953	722	1964	133	47	92,2
1945	312	1951	650	1956	133	48	94,1
1951	298	1945	633	1953	131	49	96,1
1974	275	1974	546	1951	122	50	98,0

В теории, маловодный год должен быть маловодным и для межени, и для половодья, и для среднегодового расхода(аналогично для средневодного года). Но в данном случае видно, что обеспеченность для межени и для половодья отличается от обеспеченности в маловодном году. Вводятся поправки с помощью коэффициентов:

Для маловодного года:

$$K_{\Pi}^{90\%} = 0,991$$

$$K_{\text{М}}^{90\%} = 0,96$$

Для средневодного года:

$$K_{\Pi}^{50\%} = 1,059$$

$$K_{\text{М}}^{50\%} = 0,878$$

В силу того, что поправочные коэффициенты в маловодном году меньше единицы, а в средневодном году больше, не удастся выбрать такие поправки, при котором сохранится равенство среднегодовых расходов, расходы

средневодного и маловодного года остается без изменений. Расходы приведены в таблице 2.3:

Таблица 2.2 – Среднегодовые значения расходов

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp. год
1954	75	67	67	125	1077	765	561	502	242	248	146	100	331
1940	83	76	69	200	1217	1279	773	741	349	279	162	107	444

Гидрограф реки представлен на рисунке 2.1:

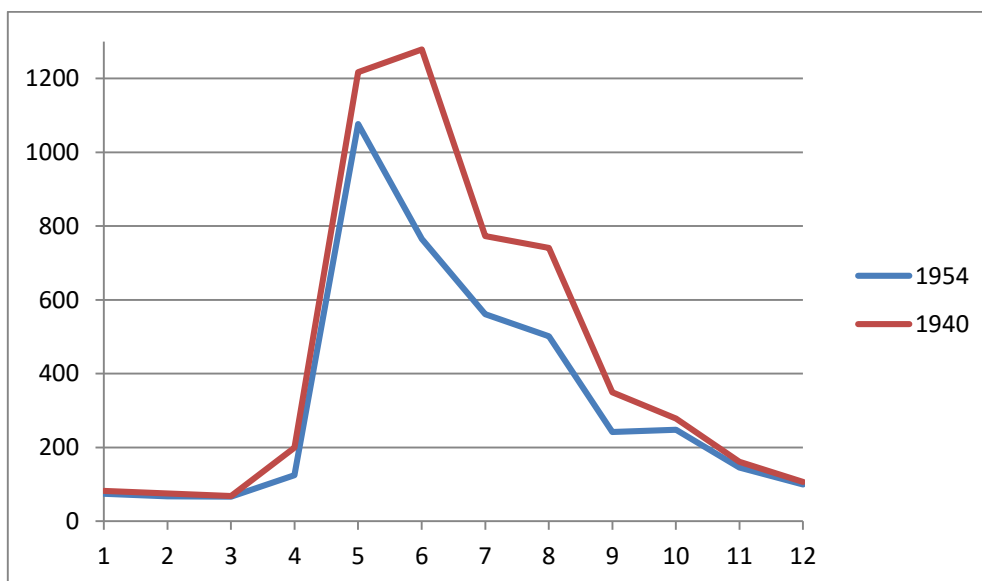


Рисунок 2.1 – Расположение створа на карте

2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

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

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в таблице 2.4:

Таблица 2.4 – Суточные мощности

Мощность P, МВт	Мощность P, МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн кВт·ч	\mathcal{E} , млн кВт·ч	P, МВт
2756,2	3915,0	87,3	87,3	0,1	87,0
2615,2	3827,7	30,1	60,3	0,1	117,1
2564,2	3797,6	26,2	78,7	0,2	143,4
2446,9	3771,3	29,6	118,2	0,3	172,9

Продолжение Таблицы 2.4

Мощность P, МВт	Мощность P, МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн кВт·ч	\mathcal{E} , млн кВт·ч	P, МВт
2564,3	3741,8	8,8	44,0	0,4	181,7
2619,1	3733,0	29,4	176,2	0,6	211,1
2764,0	3703,6	69,7	487,8	1,1	280,8
3004,8	3633,9	6,7	53,2	1,1	287,4
3382,6	3627,2	19,6	176,2	1,3	307,0
3797,6	3607,7	21,9	219,2	1,5	328,9
3741,8	3585,7	36,8	404,8	1,9	365,7
3633,9	3548,9	77,3	927,9	2,8	443,1
3471,6	3471,6	14,7	190,9	3,0	457,8
3548,9	3456,9	74,4	1041,4	4,1	532,1
3627,2	3382,6	231,0	3464,8	7,5	763,1
3607,7	3151,6	146,8	2349,0	9,9	909,9
3585,7	3004,8	240,8	4093,1	14,0	1150,7
3771,3	2764,0	7,8	140,9	14,1	1158,5
3915,0	2756,2	137,0	2603,5	16,7	1295,6
3827,7	2619,1	3,9	78,3	16,8	1299,5
3703,6	2615,2	50,9	1068,8	17,9	1350,4
3733,0	2564,3	0,1	2,2	17,9	1350,5
3456,9	2564,2	117,4	2699,1	20,6	1467,8
3151,6	2446,9	2446,9	58725,0	79,3	3914,7

Интегральная кривая нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС на рисунке 2.2:

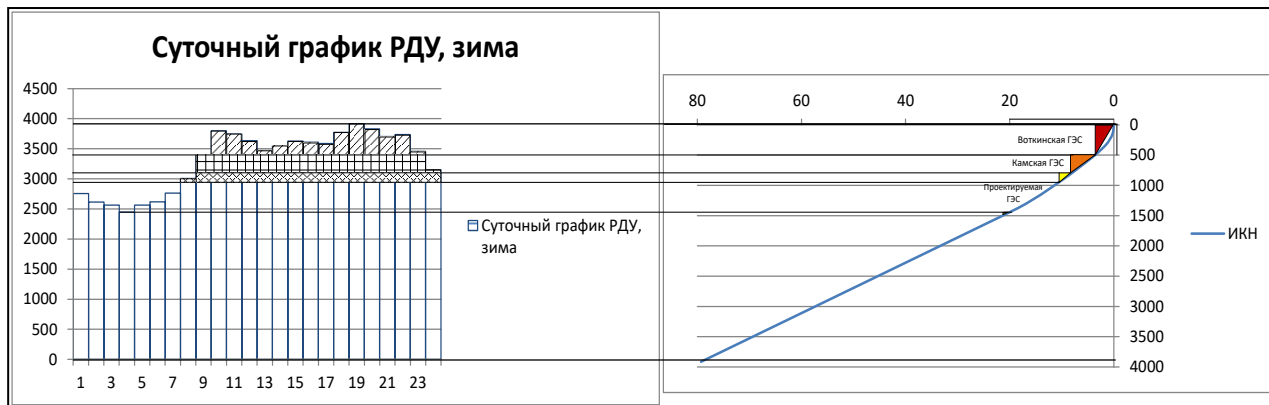


Рисунок 2.2 – ИКН с учётом действующих ГЭС

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Для построения среднегодового графика максимальных нагрузок нужно знать максимальную мощность летнего и зимнего сезона: $N_{\text{макс}}^{\text{зима}} = 6269,89$ МВт, $N_{\text{макс}}^{\text{лето}} = 4532,26$ МВт;

Расчёт проводится по следующей формуле:

$$N_t = a + b \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (2.2)$$

где t - номер месяца;

$$a = \frac{N_{\text{макс}}^{\text{зима}} + N_{\text{макс}}^{\text{лето}}}{2}; \quad (2.3)$$

$$b = \frac{N_{\text{макс}}^{\text{зима}} - N_{\text{макс}}^{\text{лето}}}{2}; \quad (2.4)$$

Для Пермского РДУ:

$$a = \frac{3915 + 2349}{2} = 3132$$

$$b = \frac{3915 - 2349}{2} = 783$$

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.5 и 2.6:

Таблица 2.5 – Расчетная таблица для построения графика максимальных годовых нагрузок

Номер месяца	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	N_t , МВт
1	15	0,261799	0,965926	3888
2	45	0,785398	0,707107	3686

Продолжение Таблицы 2.5

Номер месяца	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	N_t , МВт
3	75	1,308997	0,258819	3335
4	105	1,832596	-0,25882	2929
5	135	2,356194	-0,70711	2578
6	165	2,879793	-0,96593	2376
7	195	3,403392	-0,96593	2376
8	225	3,926991	-0,70711	2578
9	255	4,45059	-0,25882	2929
10	285	4,974188	0,258819	3335
11	315	5,497787	0,707107	3686
12	345	6,021386	0,965926	3888

Таблица 2.6 – Расчетная таблица для построения графика среднегодовых нагрузок

Номер месяца	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	N_t , МВт
1	15	0,261799	0,965926	3282
2	45	0,785398	0,707107	3118
3	75	1,308997	0,258819	2835
4	105	1,832596	-0,25882	2507
5	135	2,356194	-0,70711	2223
6	165	2,879793	-0,96593	2060
7	195	3,403392	-0,96593	2060
8	225	3,926991	-0,70711	2223
9	255	4,45059	-0,25882	2507
10	285	4,974188	0,258819	2835
11	315	5,497787	0,707107	3118
12	345	6,021386	0,965926	3282

График средних и максимальных нагрузок представлен на рисунке 2.3 и 2.4



Рисунок 2.3 – Годовой график максимальных нагрузок

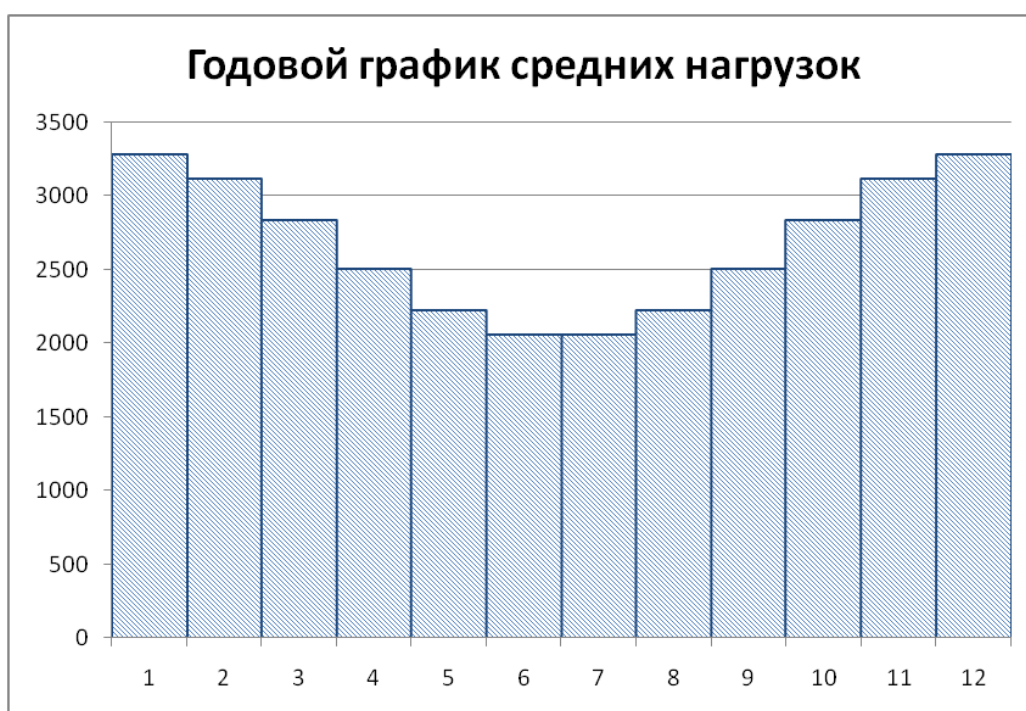


Рисунок 2.4 – Годовой график средних нагрузок

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

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

Для выбранного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.9)$$

где k_N – коэффициент мощности,

$$k_N = 8,8;$$

$Q_{\text{полез}}$ – полезный бытовой расход;

H – подведенный напор.

Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.10)$$

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

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

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Также необходимо рассчитать мощность ГЭС с учётом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.11)$$

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

Расчеты сведены в таблицу 2.7. Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.7:

Таблица 2.7 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Построение Баланса энергий												
$Q_{\text{полезн}}, \text{м}^3/\text{с}$	69	61	65	136	1097	762	557	499	239	242	140	94
Ограничения по ВХК(водохозяйственный комплекс)												
$Q_{\text{ВХК}} \text{ сумм} = 2640 \text{ м}^3/\text{с}$												
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	2640	155	155	155	155	311	311	311	311	311	155	155
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$		121	150	150	150	310	310	310	310	310	150	150
Режим работы по водотоку												
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
$Z_{\text{НБ}} f(Q), \text{м}$	121,5	121,5	121,5	122	129,1	126,7	125,2	124,7	122,8	122,8	122,1	121,7
$H, \text{м}$	57,7	57,7	57,7	57,2	50,1	52,5	54,1	54,5	56,4	56,4	57,2	57,5
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	36	32	33	69	491	358	269	243	120	122	71	48

Продолжение Таблицы 2.7

Режим работы по ВХК												
Zвб, м	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Zнб, м	122,1	122,1	122,1	122,1	123,3	123,3	123,3	123,3	123,3	122,1	122,1	122,1
H, м	57,1	57,1	57,1	57,1	55,9	55,9	55,9	55,9	55,9	57,1	57,1	57,1
N ВХК, МВт	76	76	76	76	155	155	155	155	155	76	76	76
Nбыт-Nвхк, МВт	-41	-45	-43	-7	336	203	114	88	-34	45	-5	-28

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

Баланс энергии с учётом перераспределения стока представлен на рисунке 2.4:

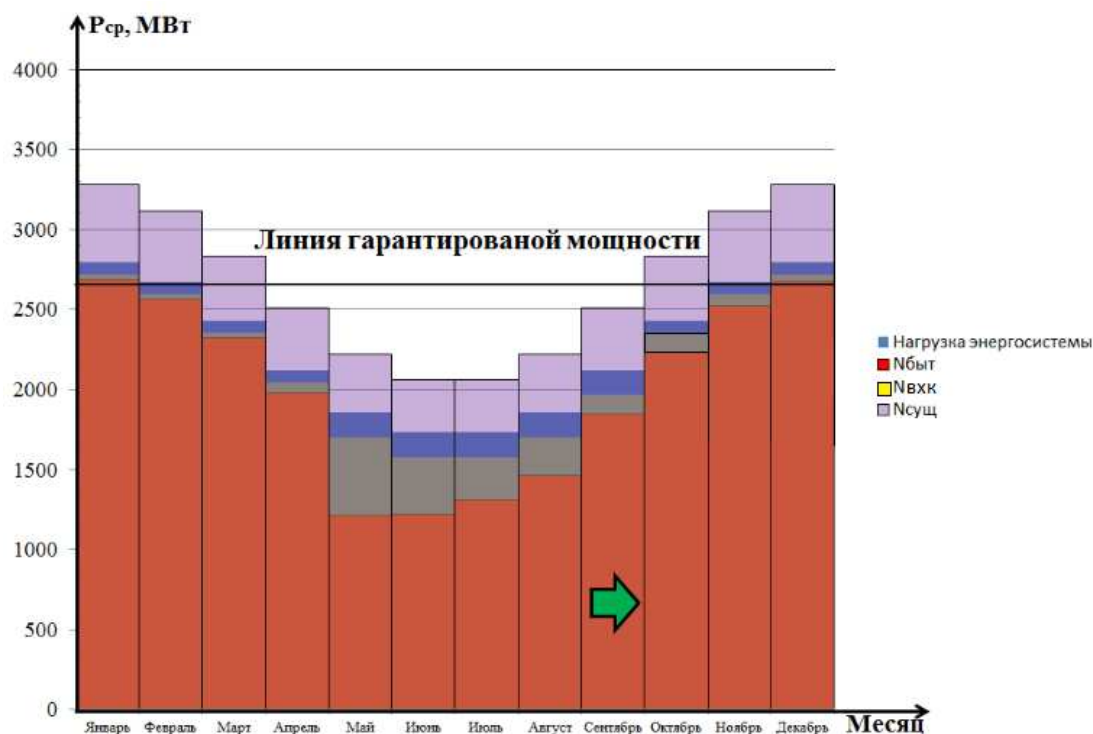


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учетом перераспределения бытовых мощностей

2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Главная задача водно-энергетических расчётов – определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметки УМО), среднемноголетней выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

При расчёте соблюдались следующие условия:

- обеспечение минимума холостых сбросов в средневодном году
- диапазон колебаний напоров на ГЭС не должен превышать 30-40% H_{max} (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=178 м.

Сработку средневодного года производим двумя способами:

1.Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

2.Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем тот способ, в котором больше среднемноголетняя выработка электроэнергии. Сработка за маловодный и средневодный года представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.1, А.2, А.3).

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям получилась равной 4,4 млн.кВт·ч. При сработке по отметкам равной 4,3 млн.кВт·ч. Следовательно сработку будем осуществлять по первому способу.

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.7:

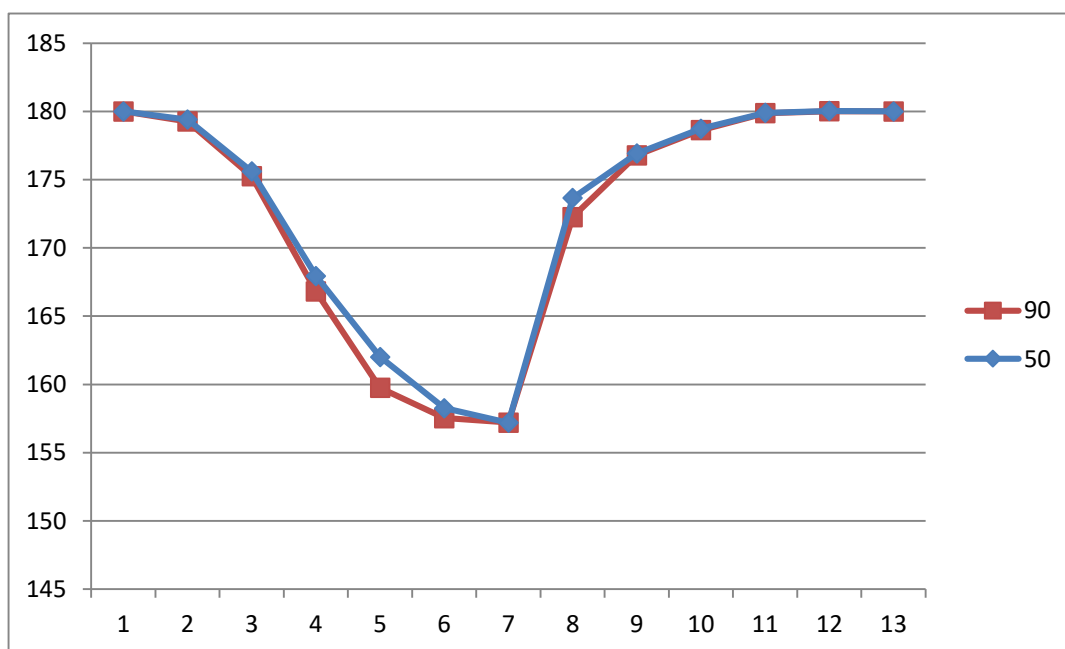


Рисунок 2.7 – График сработки и наполнения водохранилища

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{уст} = N_{раб}^{выт} + N_{рез}, \quad (2.12)$$

где $N_{раб}^{выт}$ — это максимальная гарантированная мощность;

$N_{рез}$ — резервная мощность ГЭС.

Резервную мощность находят по формуле:

$$N_{рез} = N_{рем} + N_{авар} + N_{нагр}, \quad (2.13)$$

где $N_{рем}$ — ремонтный резерв;

$N_{авар}$ — аварийный резерв, значение которого принимается равным 0, так как на проектируемой ГЭС не предусматривается дополнительный объём водохранилища;

$N_{нагр}$ — нагрузочный резерв. Для неизолированных систем $N_{нагр}$ принимается равным 2% от максимальной потребляемой мощности системы.

Для нашей системы:

$$N_{нагр} = 3900 \cdot 2\% = 78 \text{ МВт}$$

Причём распределение нагрузочного резерва между проектируемой станцией и существующими ГЭС выполняется пропорционально мощностям:

$$N_{ГЭС}^{ВГЭС} = 1020 \text{ МВт} \quad N_{ГЭС}^{ВГЭС} - 53\%$$

$$N_{ГЭС}^{КГЭС} = 552 \text{ МВт} \quad N_{ГЭС}^{КГЭС} - 29\%$$

$$N_{ГЭС}^{ПРОЕКТ} = 348 \text{ МВт} \quad N_{ГЭС}^{ПРОЕКТ} - 18\%$$

Для проектируемой ГЭС:

$$N_{НАГР}^{ПРОЕКТ} = 78 \cdot 18\% = 14 \text{ МВт}$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{уст} = 348 + 14 = 362 \text{ МВт}$$

Теперь посчитаем ремонтную площадь для проектируемой ГЭС:

$$F_{РЕМ}^{ПРГЭС} = \frac{N_{ГЭС}^{ПР}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = 60,3 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год}$$

Баланс мощностей представлен на рисунке 2.8:

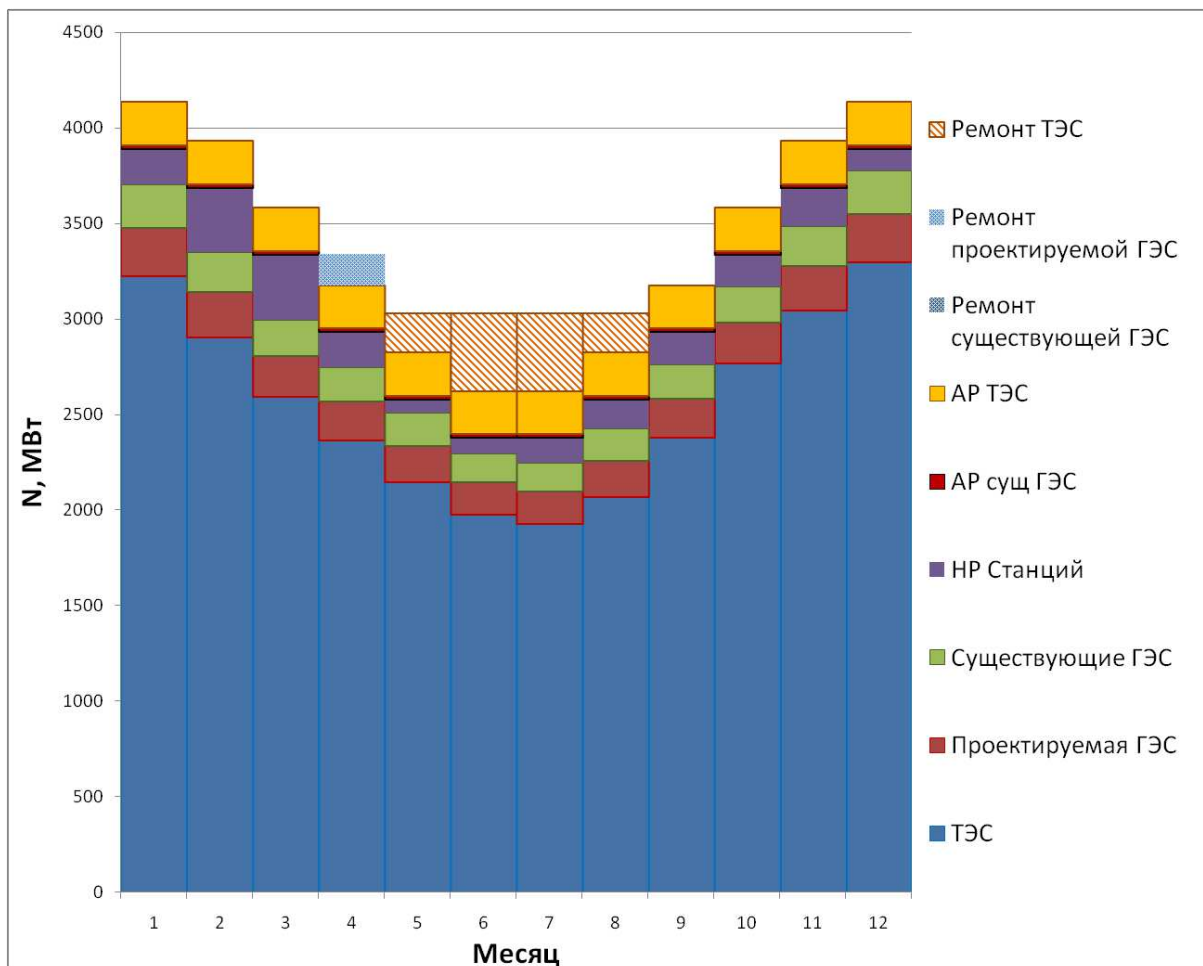


Рисунок 2.8 – Баланс мощности энергосистемы

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, строится в координатах Q-H и отображает область работы проектируемой ГЭС. Верхнее ограничение – напор при НПУ водохранилища

$$(H = z_{НПУ} - z_{НБ}(Q)). \quad (3.1)$$

Нижнее ограничение – напор при УМО водохранилища

$$(H = z_{УМО} - z_{НБ}(Q)). \quad (3.2)$$

Линия ограничения слева - $Q_{САН ПОПУСК}, м^3 / с$. Справа график ограничен линиями установленной мощности и пропускной способности (

$$N_{уст} = 8,5 Q_{ГЭС} H_{ГЭС} Q_{ГЭС} = Q_{max} \sqrt{H_{ГЭС}} / \sqrt{H_p}). \quad (3.3)$$

Данные для построения режимного поля представлены в таблице 3.1:

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

$Q_{НБ},$ $м^3 / с$	$Z_{НБ},$ $м$	$H_{НПУ},$ $м$	$H_{УМО},$ $м$	Ограничение по установленной мощности		Ограничение пропускной способности	
				$Q, м^3 / с$	$H, м$	$Q, м^3 / с$	$H, м$
0	121	58,23	35,43	590,19	58	890,94	58
4000	147	32,23	9,43	633,91	54	859,67	54
8000	162,5	16,73	-6,07	684,62	50	827,22	50
12000	172,5	6,73	-16,07	744,16	46	793,44	46
16000	182	-2,77	-25,57	815,03	42	758,16	42
20000	191	-11,77	-34,57	900,82	38	721,15	38

Из построенного режимного поля определяем:

- $H_{max} = 58 м;$
- $H_{min} = 31 м;$
- $H_{расч} = 44 м;$
- $H_{max} = 778 м^3 / с$

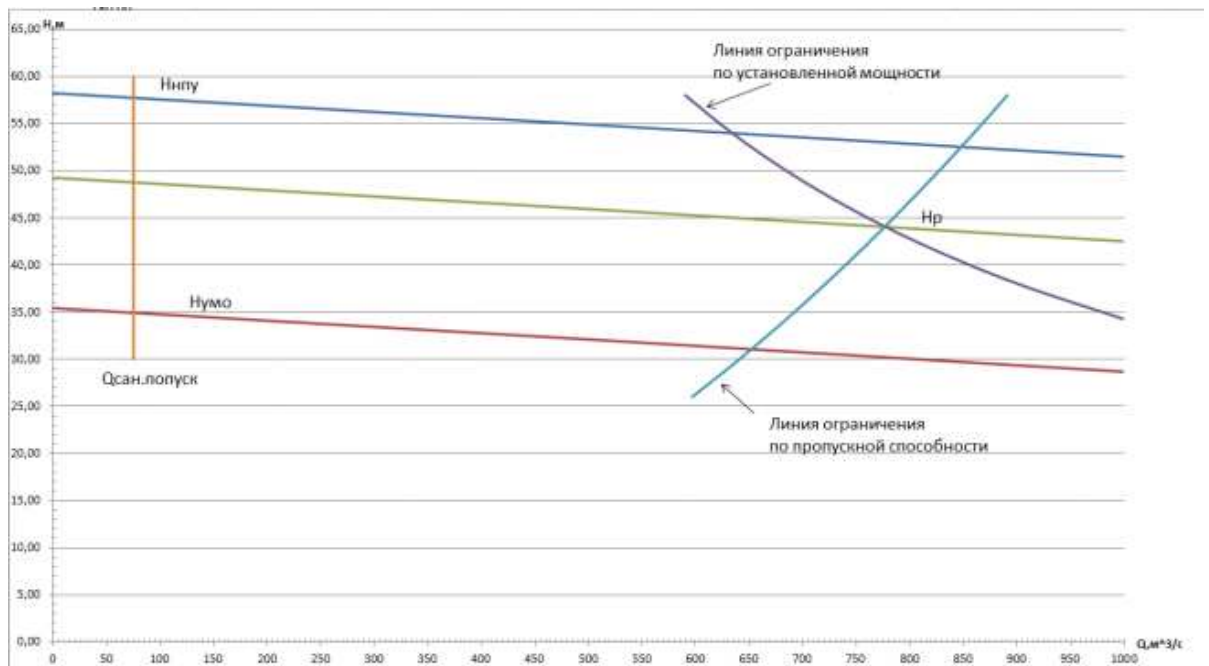


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Основной критерий, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{пред}$, при котором работает турбина, а также отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{пред}$, при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Для максимального напора $H_{max} = 58$ м выбираются следующие гидротурбины: ПЛ-60, РО-75 и ПЛД-60.

Проверяется отношение $H_{min}/H_{пред}$ – оно должно быть не меньше заданных значений:

ПЛ-60:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{31}{60} = 0,52 \quad (3.4)$$

При допустимом отношении

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = 0,5 \quad (3.5)$$

Составляем таблицу параметров выбранных моделей гидротурбины.

Таблица 3.2 – Параметры моделей выбранных гидротурбин

Параметры		ПЛ60
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$, м	60
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5

Продолжение Таблицы 3,2

Параметры		ПЛ60
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1\text{opt}}$, об/м	116
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{1\text{opt}}$, л/с	1080
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,913
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}$, л/с	1400
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1\text{max}})$	0,52
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\text{м}}$, м	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}$, м	12
Температура	$t_{\text{мод}}$, °C	20

Затем проводится расчёт и строится рабочее поле каждой турбины на универсальной характеристике. Отбрасываются турбины, у которых точка оптимального КПД лежит за пределами рабочего поля или высота отсасывания численно меньше допустимого значения (-8м). Также не рассматриваются турбины, которые не могут обеспечить санитарный попуск.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}^{\text{N}}}} \sqrt[5]{\frac{v_{\text{н}}}{v_{\text{м}}}} \right) = 0.94 \quad (3.6)$$

где $\eta_{\text{м}}$, $D_{1\text{м}}$, $H_{\text{м}}$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1 , $H_{\text{р}}^{\text{N}}$ – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$v_{\text{м}}$, $v_{\text{н}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно.

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1\text{р}} \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{р}}^{\text{N}} \cdot \sqrt{H_{\text{р}}^{\text{N}}} \cdot \eta_T \cdot \eta_{\text{г}}^{\text{ср}} = 111113.51 \text{ кВт} \quad (3.7)$$

где $Q'_{1\text{р}}$ – приведенный расход воды в расчетной точке;

$\eta_{\text{г}}^{\text{ср}}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_{\text{г}}^{\text{ср}} = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{р}}}{N_a} = 3.13 = 4 \quad (3.8)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{р}} = 348$ МВт – расчетная установленная мощность.

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

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a}, \quad (3.9)$$

Расчитанное число устанавливаемых гидроагрегатов на ГЭС должно обеспечивать бесперебойную работу станции в случае нештатного режима, , т.е число агрегатов должно быть не менее двух даже если вся его мощность может реализоваться одним.

Далее уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}^P}{Z_a} = 87000 \text{ кВт} \quad (3.10)$$

Расчетная частота вращения турбины:

$$n = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p^N}}{D_1} = 147.32 \text{ об/мин} \quad (3.11)$$

где n'_p – приведенная частота вращения в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{n_{н}}{n_{м}}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c .

Приведенные частоты вращения, соответствующие максимальному, расчетному и минимальному напорам находятся по формулам

$$n'_{1H_{max}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta p H_{max}}} = 140.71 \text{ об/мин} \quad (3.12)$$

$$n'_{1H_{расч}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta p H_{расч}}} = 118.11 \text{ об/мин} \quad (3.13)$$

$$n'_{1H_{min}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta p H_{min}}} = 102.87 \text{ об/мин} \quad (3.14)$$

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г ср}} \quad (3.15)$$

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие минимальному и максимальному напору.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{расч} \cdot \Delta}} \quad (3.16)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию;

Основные параметры для ПЛ-60 приведены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 – Ряд диаметров для ПЛ-60

D1	4,5	5	5,3	5,6	6	6,3
КПДтурб	0,94	0,94	0,9402	0,94	0,94	0,94
N'agr	79275,62	97871,14	111113,51	122769,56	140934,44	155380,2
Z'	4,39	3,56	3,13	2,83	2,47	2,2
Z	5	4	4	3	3	3
Naгр	69600	87000	87000	116000	116000	116000
Δ ₁	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
n'синх	173,40	156,13	147,32	139,46	130,20	124,02
псинх	187	167,7	150	142,8	136,4	125
n'max	149,04	148,44	140,71	141,51	144,78	139,29
n'расч	125,10	124,60	118,11	118,78	121,52	116,91
n'min	108,96	108,52	102,87	103,45	105,84	101,83
Q*КПДрасч	1,250	1,266	1,127	1,346	1,172	1,063
Q*КПДmax	0,826	0,837	0,745	0,889	0,775	0,703

В результате поиска оптимальной зоны работы принимаем к рассмотрению гидротурбину ПЛ60-В-530.

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационного режима работы. Минимальный расход обеспечивается одной турбиной, для определения высоты отсасывания принимаем отметку $Z_{\text{НБ min}}=121\text{м}$.

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{Z_{\text{НБ min}}}{900} - \sigma \cdot H \cdot 1,05 + Z_{\text{Х.ПЛ.}} \quad (3.17)$$

где $B = 10,33\text{ м}$ – барометрическое давление;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий;

H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$;

$Z_{\text{Х.ПЛ.}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, (для поворотно-лопастных гидротурбин $Z_{\text{Х.ПЛ.}} = 0$).

1) Работа одного агрегата при его полной нагрузке и N_{max}

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и максимальному напору. Приведённая частота, соответствующая N_{max} :

$$n'_1 = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 N_{\text{max}}}} = 102,87 \text{ об/мин} \quad (3.18)$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q' = 1,07\text{м}^3/\text{с}$

Расход через турбину равен:

$$Q = Q' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{\max}} = 1,07 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{58} = 228,9 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.19)$$

Определяем $\sigma=0,32$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 122,72$

Определяем высоту отсасывания

$$:H_s = 10,33 - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - 1,05\sigma H \quad (3.20)$$

$$H_s = 10,33 - \frac{122,72}{900} - 1,05 \cdot 0,15 \cdot 58 = -0,22 \text{ м} \quad (3.21)$$

$$Z_{\text{уст}} = Z_{\text{НБ}}(Q_p) + H_s = 120 - 0,22 = 119,78 \text{ м} \quad (3.22)$$

2) Работа одного агрегата с H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и минимальному напору. Приведённая частота, соответствующая H_{\min} :

$$n'_1 = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{\min}}} = 140,71 \text{ об/мин} \quad (3.23)$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q' = 0,84 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход через турбину равен:

$$Q = Q' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 0,84 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{31} = 131,37 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.24)$$

Определяем $\sigma=0,17$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 121,99$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - 1,05\sigma H \quad (3.25)$$

$$H_s = 10,33 - \frac{121,99}{900} - 1,05 \cdot 0,17 \cdot 31 = -0,16 \text{ м} \quad (3.26)$$

$$Z_{\text{уст}} = Z_{\text{НБ}}(Q_p) + H_s = 120 - 0,16 = 119,84 \text{ м} \quad (3.27)$$

Из всех H_s выбирают ту, которая обеспечивает безкавитационную работу во всех рассматриваемых режимах работы. Причем $H_s \geq -8 \text{ м}$ так как дальнейшее заглубление подводной части экономически неоправданно.

Таблица 3.4 – Высоты отсасывания и отметка установки рабочего колеса.

Тип турбины	D ₁ , м	Z _A , шт	n _c , об/мин	N _A , МВт	H _{S1} , м
ПЛ60-В-530	5,3	4	150	87	-7,82

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается в соответствии с частотой вращения и активной мощностью, которая должна изменяться в диапазоне 10% от мощности турбины.

Мощность турбины $N = 87000 \text{ кВт}$

По справочным данным выбираем тип генератора СВ-850/190-40

Таблица 3.5 – Параметры гидрогенератора

Тип	S _{ном} , МВА	P _{ном} , МВт	cos φ	U, кВ	n, об/мин	КПД, %	Диаметр ротора, мм	Вес ротора, т	Исполнение
СВ- 850/190-40	100	90	0,9	16,5	150	98	7770	452	Подвесной

3.5 Расчет вала на прочность

Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} \quad (3.28)$$

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

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{87000}{150} = 5,65 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.29)$$

$$D_B^* = \left(\frac{5,1 \cdot 5,65}{30} \right)^{0,33} = 0,986 \text{ м}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_B = 1,00 \text{ м.}$$

3.6 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора

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

МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов (например, полное закрытие направляющего аппарата турбины после израсходования масла на процесс регулирования). По номограмме определяется тип маслотовальной установки: МНУ 6,3/1 – 40-8-2.

Маслотовальная установка с гидроаккумулирующей вместимостью 8 м^3 , состоящая из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслотовальным агрегатом, имеющим сливной бак вместимостью $6,3\text{ м}^3$ с 2 насосами.

Согласно справочным данным, выбирается электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2И-150-4.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

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

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

По карте-схеме размещения линий электропередачи и подстанций в ОДУ Пермского края было определено, что ближайшей является подстанция «Цемент» 220 кВ.

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ.

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

4.1.1 Расчёт схемы с укрупнёнными блоками

На рисунке 4.1 представлена схема с укрупнёнными блоками:

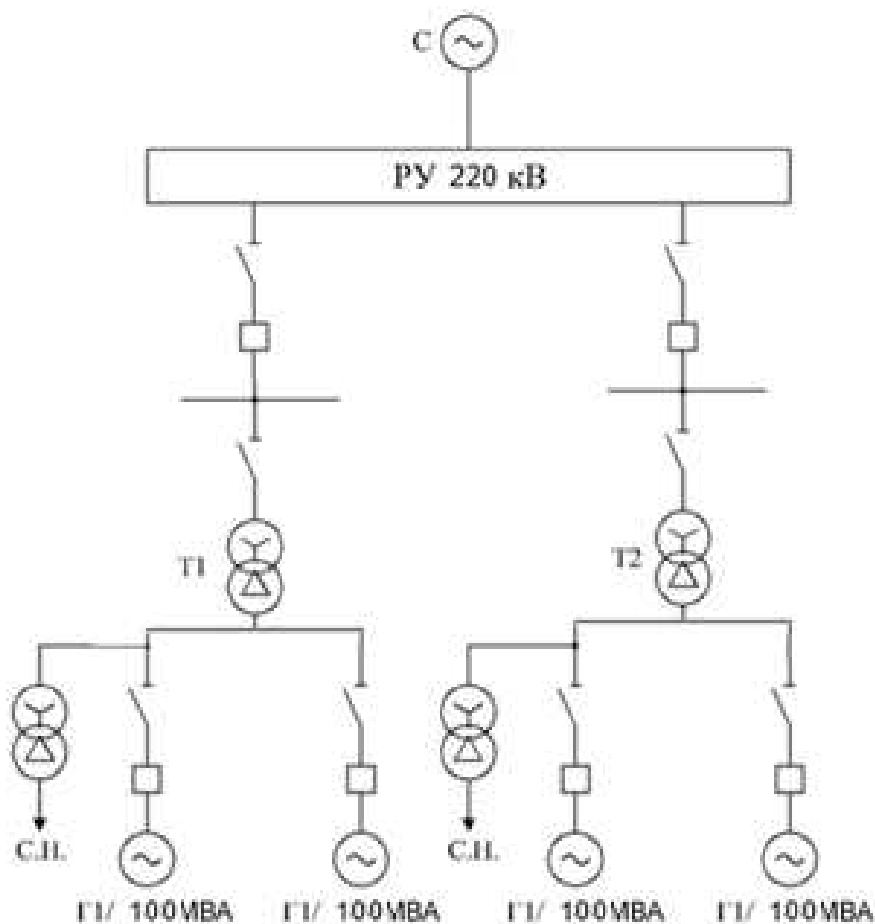


Рисунок 4.1 – Структурная схема Тунгусской ГЭС с укрупнёнными блоками

4.1.1.1 Выбор главных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд

Вычисляется поток мощности через каждый трансформатор:

$$S_{\text{пот}} = \sum S_{\text{ген}} = S_1 + S_2 = 100 + 100 = 200 \text{ МВА}; \quad (4.1)$$

В соответствии с $S_{\text{пот}}$ по каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбирается двухобмоточный трансформатор ТДЦ-225000/220-У1 с паспортными данными:

$$S_{\text{ном}} = 225 \text{ МВА}; U_{\text{ном}}^{\text{ВН}} = 220 \text{ кВ}; U_{\text{ном}}^{\text{НН}} = 15,75 \text{ кВ};$$

Схема и группа соединения обмоток $Y/\Delta - 11$; $P_x = 110 \text{ кВт}$; $P_k = 530 \text{ кВт}$; $U_k = 13,7 \%$;

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

Электрическая схема СН Чусовой ГЭС выполнена согласно стандарту [3] с двумя напряжениями: 6 кВ и 0,4 кВ.

Согласно стандарту [3] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Чусовой ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- 1) Обмотка НН силового трансформатора;
- 2) Местная сеть 35кВ;
- 3) Дизель-генератор.

Вычисляется мощность собственных нужд станции. Она должна составлять 0,01% для мощных станций мощностью более 25 МВт. Для проектируемой ГЭС:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot 348 \cdot 4 = 3,5 \text{ МВА}; \quad (4.2)$$

По вычисленной мощности СН выбираем трансформаторы СН из каталога ЗАО «РосЭнергоТранс – СвердловЭлектро», выбирается трансформатор ТСЗС-4000/15,75 УЗ с паспортными данными:

$$S_{ном} = 4 \text{ МВА}; U_{ном}^{ВН} = 15,75 \text{ кВ}; U_{ном}^{НН} = 6 \text{ кВ};$$

Схема и группа соединения обмоток $\Delta/Y - 11$;

4.1.1.2 Выбор схемы РУ

СТО ОАО ФСК ЕЭС [4] регламентирует схему распределительного устройства. Для распределительного устройства 220 кВ и шести присоединений (два генераторных присоединения и четыре воздушных линий): схема с одной секционированной и обходной системой сборных шин. Схема выдачи мощности Чусовой ГЭС представлена на рисунке 4.2:

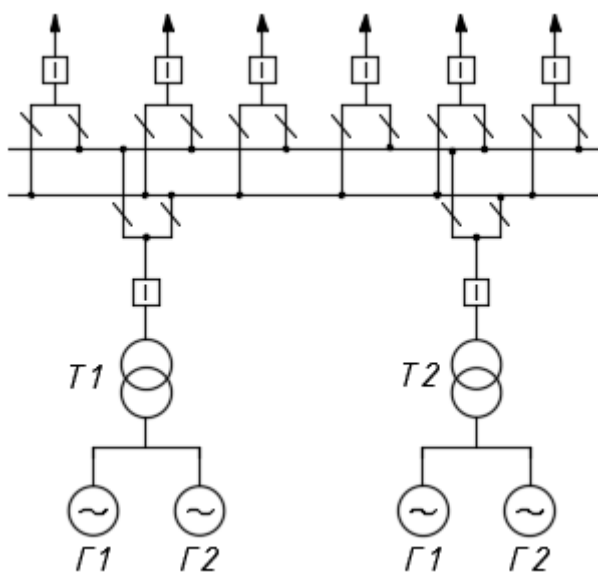


Рисунок 4.2 – схема РУ с двумя системами сборных шин

4.1.1.3 Вычисление приведенных затрат

Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$З = E_n \cdot K + u, \quad (4.3)$$

где E_n – нормативный коэффициент, равный 0,15;

K – суммарная стоимость оборудования;

u – издержки;

Суммарная стоимость оборудования равна:

$$K = K_T + K_{ТСН} + K_{РУ}, \quad (4.4)$$

где K_T – стоимость силовых трансформаторов;

$K_{ТСН}$ – стоимость трансформаторов собственных нужд;

$K_{РУ}$ – стоимость ячеек выключателей РУ;

Стоимость силовых трансформаторов и ячейки выключателей проводится по укрупнённым показателям[14]:

$$K_T = 56000000 \text{ руб}; K_{яч} = 1780000 \text{ руб};$$

Стоимость трансформаторов СН находим в каталоге производителя:

$$K_{ТСН} = 1327240 \text{ руб};$$

Суммарные затраты по (1.4):

$$K = 56000000 \cdot 2 + 1327240 \cdot 3 + 1780000 \cdot 8 = \\ = 126661720 \text{ руб};$$

Суммарные затраты должны умножиться на повышающий коэффициент, равный 4, учитывающий рост цен на оборудование в энергетике с 2000 года, также затраты умножаются на территориальный коэффициент, для Пермского края равный 1,2:

$$K = 126661720 \cdot 1,2 \cdot 4 = 607976256 \text{ руб};$$

Издержки вычисляются по формуле:

$$u = \Delta A \cdot y_0, \quad (4.5)$$

где ΔA – потери энергии на трансформаторе;

y_0 – себестоимость электроэнергии на станции, принимается равной 1руб/кВт*ч;

$$\Delta A = \Delta P_K \left(\frac{S_{нагр}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760 = 530 \cdot \left(\frac{200}{225} \right)^2 \cdot 5890 + \quad (4.6)$$

$$+110 \cdot 8760 = 3430128 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки для всех силовых трансформаторах:

$$u = u' \cdot n_T = 3430128 \cdot 2 = 6860257 \text{ руб};$$

Где: $u' = 6860257 \cdot 1,5 = 10290385 \text{руб};$

Суммарные затраты по (1.3):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 607976256 + 10290385 = 101486824 \text{ руб};$$

4.1.2 Расчёт для схемы с обычными блоками

4.1.2.1 Выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд

Поток мощности через каждый трансформатор равен:

$$S_{\text{пот}} = S_{\text{ген}} = 100 \text{ МВА};$$

В соответствии с $S_{\text{пот}}$ выбирается двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/220-У1 с паспортными данными:

$S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВА}; U_{\text{ном}}^{\text{ВН}} = 220 \text{ кВ}; U_{\text{ном}}^{\text{НН}} = 15,75 \text{ кВ};$ Схема и группа соединения обмоток $Y/\Delta - 11; P_x = 90 \text{ кВт}; P_k = 380 \text{ кВт}; U_k = 12,85 \text{ %};$

4.1.2.2 Выбор схемы РУ

Схема РУ выбирается такой же, как и в первом варианте сравнения. Схема ГЭС представлена на рисунке 4.4:

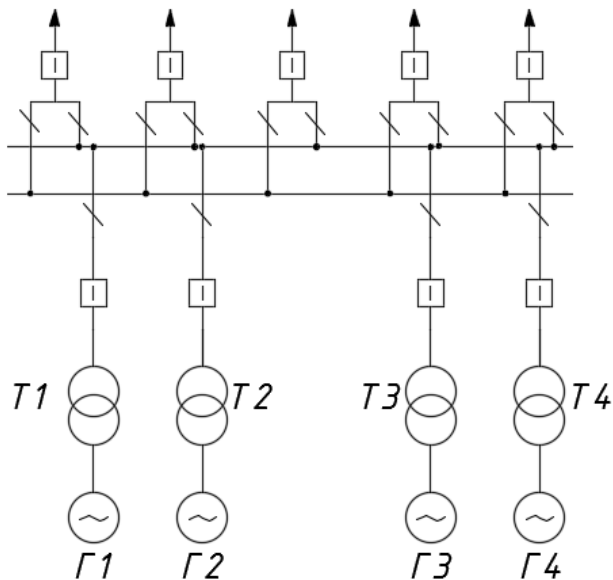


Рисунок 4.4 – Схема ГЭС с объединёнными блоками

4.1.2.3 Вычисление приведённых затрат

Стоимость силовых трансформаторов и ячейки выключателей проводится по укрупнённым показателям [14]: $K_T = 39500000$ руб; $K_{яч} = 1780000$ руб;

Стоимость трансформаторов СН берем с сайта производителя:

$$K_{ТСН} = 1327240 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты:

$$K = 39500000 \cdot 4 + 1327240 \cdot 3 + 1780000 \cdot 10 = 176221720 \text{ руб}$$

Суммарные затраты должны умножиться на повышающий коэффициент, равный 4, учитывающий рост цен на оборудование в энергетике с 2000 года, также затраты умножаются на территориальный коэффициент, для Красноярского края равный 1,2:

$$K = 176221720 \cdot 1,2 \cdot 4 = 845864256 \text{ руб;}$$

Потери энергии на трансформаторе:

$$\Delta A = \Delta P_K \left(\frac{S_{нагр}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760 = 380 \cdot \left(\frac{100}{125} \right)^2 \cdot 5890 + 90 \cdot 8760 = 2220848 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (4.7)$$

$$u' = 2220848 \cdot 1,5 = 3331272 \text{ руб;}$$

Издержки на всех силовых трансформаторах:

$$u = u' \cdot n_T = 3331272 \cdot 4 = 13325088 \text{ руб};$$

Суммарные затраты:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 845864256 + 13325088 = 140204726 \text{ руб},$$

Процентное соотношение стоимости двух схемам составляет:

$$\alpha = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} = \frac{140204726 - 101486824}{140204726} = 27\%, \quad (4.8)$$

Отдаем предпочтение схеме с единичными блоками, так как она отвечает критериям надёжности в отличии от схемы с укрупнёнными блоками.

4.2 Расчёт числа отходящих линий и выбор марки проводов

Мощность, передаваемая на РУ:

$$S_{РУ} = n_{ген} S_{ген} - S_{с.н.} = 4 \cdot 100 - 3,5 = 396,5 \text{ МВА}; \quad (4.9)$$

Число отходящих линий:

$$n = \frac{S_{РУ} \cdot \cos \varphi_c}{P_{пр} \cdot K} + 1 = \frac{396,5 \cdot 0,85}{135 \cdot 1,2} + 1 = 3,1, \quad (4.10)$$

где $P_{пр}$ - пропускная способность линии;

K - коэффициент, принимаемый в соответствии с [1];

Число отходящих линий округляется до целого числа в большую сторону, т.е. n принимается равным 4.

Вычисляется рабочий ток в линии:

$$I_{раб} = \frac{S_{РУ} \cos \varphi_c}{\sqrt{3} n_L \cos \varphi_c U_{ном}} = \frac{396,5 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220 \cdot 10^{-3}} = 221 \text{ А}; \quad (4.11)$$

Рабочий ток в утяжелённом режиме, при выходе из строя одной линии:

$$I_{раб,ут} = \frac{S_{РУ} \cos \varphi_c}{\sqrt{3} (n_L - 1) U_{ном}} = \frac{365,5 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot (4 - 1) \cdot 0,85 \cdot 220 \cdot 10^{-3}} = 295 \text{ А} \quad (4.12)$$

Сечение проводов выбирается по расчётной токовой нагрузке:

$$I_{расч} = I_{раб,ут} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 295 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 371,3 \text{ А}; \quad (4.13)$$

Выбираем провод АС 240/32 с допустимым током $I_{доп} = 610 \text{ А}$;

4.3 Расчёт токов короткого замыкания в программном комплексе «RastrWin3» для выбора электрических аппаратов

Для расчёта необходимо вычислить сопротивление линии, трансформаторов и генераторов. Вычислять будем только индуктивные сопротивления элементов.

Сопротивление трансформатора:

$$x_T = \frac{U_{к\%} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} = \frac{12,85 \cdot 220^2}{100 \cdot 125} = 12,4 \text{ Ом}; \quad (4.14)$$

Сопротивление генератора:

$$x_G = x_d'' \frac{U_B^2}{S_{НОМ}} = 0,19 \cdot \frac{16,5^2}{100} = 0,51; \quad (4.15)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, равное 0,19;

Сопротивление линии:

Для провода АС 240/32: $x_{0уд} = 0,435 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$:

$$x_L = x_{0уд} \cdot l = 0,435 \cdot 16 = 6,96 \text{ Ом}; \quad (4.16)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{16,5}{220} = 0,075; \quad (4.17)$$

Сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U_0^2}{S_{КЗ}} = \frac{220^2}{150} = 323 \text{ Ом}; \quad (4.18)$$

Эквивалентное сопротивление линии:

$$x_{Л,Э} = \frac{x_L}{n_L} = \frac{6,96}{4} = 1,74 \text{ Ом}; \quad (4.19)$$

Схема замещения примет вид:

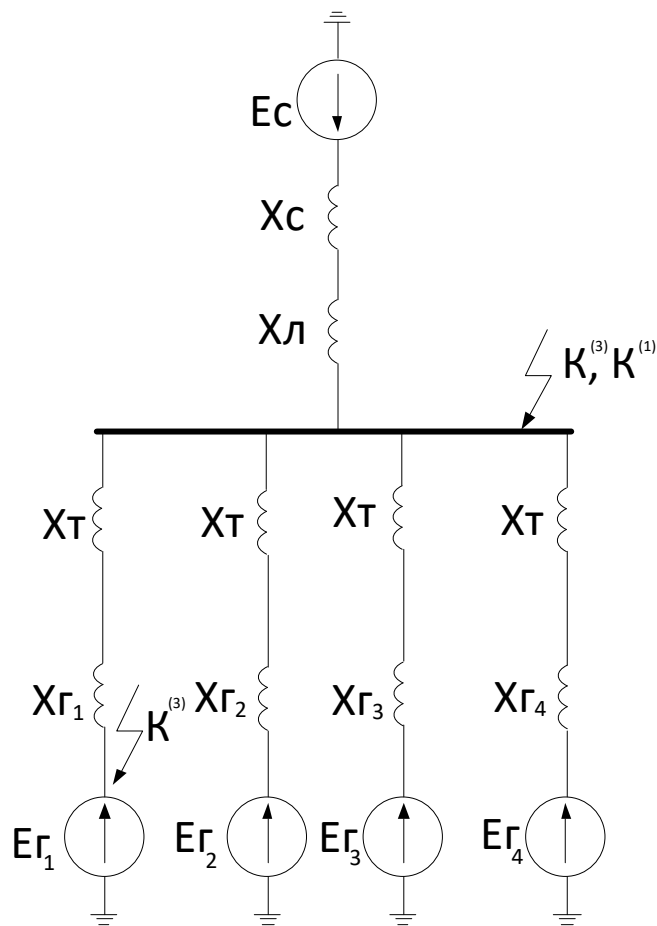


Рисунок 4.5 – Эквивалентная схема при расчёте тока КЗ

На рисунках 4.6 - 4.11 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	Г1	16											16.50		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Г2	16											16.50		
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Г3	16											16.50		
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Г4	16											16.50		
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Шина	220											220.00		
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Система	220											220.00		

Рисунок 4.6 – Узлы. Интерфейс RastrWin

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_n	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	1			Шина - Г1		12.40		0.075							
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	2			Шина - Г2		12.40		0.075							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	3			Шина - Г3		12.40		0.075							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	4			Шина - Г4		12.40		0.075							
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			Шина - Система		2.32									

Рисунок 4.7 – Ветви. Интерфейс RastrWin

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1		0.510		0.51		0.51	16.500
2			2	Г2	2		0.510		0.51		0.51	16.500
3			3	Г3	3		0.510		0.51		0.51	16.500
4			4	Г4	4		0.510		0.51		0.51	16.500
5			5	Ш	5							220.000
6			6	С	6		323.000		323.00		323.00	220.000

Рисунок 4.8 – Генераторы. Интерфейс RastrWin

Результаты расчёта КЗ :

Трёхфазное КЗ в цепи генератора

	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	r0	x0
1	1	1	1	3ф	1			57.6347	-90.00			0.0000				0.0000			

Рисунок 4.9 – Значение трёхфазного тока КЗ в цепи генератора

Трёхфазное КЗ на СШ:

	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	r0	x0
1	1	5	5	3ф	5			5.3199	-90.00			0.0000				0.0000			

Рисунок 4.10 – Значение трёхфазного тока КЗ на СШ ПС

Однофазное КЗ на СШ:

	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	r0	x0
1	1	5	5	1ф	5			1.7344	-90.00			1.7344	-90.00			1.7344	-90.00		

Рисунок 4.11 – Значение однофазного тока КЗ в цепи генератора

Полученный результат сведём в таблицу 4.1:

Таблица 4.1 – Результаты расчёта токов КЗ

№	Тип	$I_{п.0}$, кА
К1	3ф	57,6
К2	3ф	5,3
К3	1ф	5,2

4.4 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчётный ток в цепи генераторов Г1-Г4:

$$I_{Г\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г\text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 16,5} = 3,67 \text{ кА}, \quad (4.20)$$

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

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

Ток ударный в цепи генератора:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{по}} \left(1 + e^{\frac{-0,01}{\tau_{Г}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 57,6 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,07}} \right) = 152,3 \text{ кА} \quad (4.21)$$

где $I_{\text{по}}$ – ток трёхфазного КЗ в цепи генератора;

$\tau_{Г}$ – постоянная времени для генератора;

$$I_{\text{ВЛ раб.утж}} = I_{\text{ВЛ220 утяж}} = 0,557 \text{ кА},$$

4.5 Выбор электрических аппаратов 220 кВ

В данном проекте РУ устройство выполняется по типу ОРУ.

Таблица 4.2–Параметры выключателя ВЭБ-220

ЭнергомашВЭ Б-220
$U_{\text{раб.мах}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{эл.дин}} = 125 \text{ кА}$

В качестве электрического коммутационного аппарата высокого напряжения был выбран выключатель ВЭБ – 220 баковый, производства «Энергомаш (Екатеренбург) – Уралэлектротяжмаш».

Элегазовый выключатель ВЭБ-220 баковый. Состоит из трех полюсов, установленных на общей раме и механически связанных друг с другом.

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м. Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционального току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты.

Так же устанавливаем разъединитель укомплектованный заземлителями РН-СЭЩ 220/1250 фирмы «Электроцит».

Измерительный трансформаторы тока –ТТЭО-Г-220(гибкий) на стороне высокого напряжения фирмы АО «Профотек».Так же устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения ELK-CP3 фирмы «ABB».

Исходя из ПУЭ [1], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 220 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения устанавливаем ОПН-220 УХЛ1 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима – ВЗ-600-0,25 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность). Фильтр присоединения – ФПМ-Рс 4400 укомплектован конденсатором связи [11] ООО «Конденсатор».

4.6 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

Выключатели генераторные элегазовые типа ВГГ разработаны ОАО «Научно-исследовательский институт высоковольтного аппаратостроения» и изготавливаются ОАО ВО «Электроаппарат». Параметры выключателя ВГГ – 20 – 63/8000 – У3:

Таблица 4.3 – Параметры выключателя ВГГ – 20 – 63/8000 – У3:

Параметры			
Номинальное напряжение, кВ	Ток максимальный рабочий, кА	Ток КЗ, кА	Ток ударный
До 20	8	63	230

Проверка по условию динамической устойчивости:

$$i_y < I_{\text{дин.уст.}} \quad (4.22)$$

152,3 кА < 230 кА, условие выполняется.

Проверка по условию термической устойчивости:

$$B_{\text{расч}} < B_{\text{кном}} \quad (4.23)$$

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 t_T = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.24)$$

где $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости выключателя;

t_T – время термической стойкости выключателя, принимается равным 3с.

$$B_{\text{расч}} = I_{\text{по}}^2 (t_B + t_{\text{рз}}) = 57,6^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.25)$$

где t_B – время срабатывания выключателя;
 $t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты, равное 0,01с.
 $265\text{кА}^2 \cdot \text{с} < 11907\text{кА}^2 \cdot \text{с}$, условие выполняется.

1) Разъединитель РВР (3)-20/8000 УЗ.

Разъединители РВР на напряжение 20 кВ предназначены для отключения и включения участков электрической цепи с малыми токами замыкания на землю при отсутствии нагрузочного тока. По конструкции разъединители вертикально-рубящего типа выполняют в виде отдельных полюсов. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат».

Паспортные данные разъединителя представлены в таблице 4.4:

Таблица 4.4– Паспортные данные разъединителя РВР (3)-20/8000 УЗ

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{терм}}$, кА	$I_{\text{дин}}$, кА
20	8000	125	320

Проверка по условию динамической устойчивости:

$$i_y < I_{\text{дин.уст.}}, \quad (4.26)$$

$152,3\text{кА} < 320 \text{кА}$, условие выполняется.

Проверка по условию термической устойчивости:

$$B_{\text{расч}} < B_{\text{кном}}, \quad (4.27)$$

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 t_T = 125^2 \cdot 3 = 46875 \text{кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.28)$$

где $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости выключателя;

t_T – время термической стойкости разъединителя, принимается равным 3с.

$$B_{\text{расч}} = I_{\text{по}}^2 (t_p + t_{рз}) = 57,6^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 365 \text{кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.29)$$

где t_p – время срабатывания разъединителя;

$t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты, равное 0,01с.

$365\text{кА}^2 \cdot \text{с} < 46875\text{кА}^2 \cdot \text{с}$, условие выполняется.

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 15,75кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПНп-20/680/17,5 (п – полимер, материал покрышки; 680 – величина тока пропускной способности, А; 17,5 – наибольшее длительно допустимое действующее значение рабочего напряжения, кВ) фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

Измерительный трансформаторы тока – ТТЭО-Г-20(гибкий)на генераторном напряжениифирмы АО «Профотек».

Измерительные трансформаторы напряжения – 3хЗНОЛ-СЭЩ 15 (трёхфазная группа, с литой изоляцией, заземляемый) фирмы «Электроцит».

Класс точности измерительных трансформаторов тока должен быть не ниже 0,5 (для приборов учета энергии).

5. Устройство РЗА

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

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

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

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

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип	СВ-850/190-40	
мощность номинальная	полная	100000
	активная	90000
номинальное напряжение, кВ	15,75	
коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,9	
Частота, Гц	50	
частота вращения, об/мин	150	
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)	1	
номинальный ток статора, А	3666	
ток ротора при номинальной нагрузке, А	1185	
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,75
	переходное $X'd$	0,27
	сверхпереходное $X''d$	0,19
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2	0,19	
емкость обмотки статора	1,1	

Таблица 5.2- Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-125000/220-У1
мощность номинальная	125000
номинальное напряжение	242
напряжение короткого замыкания	11
группа соединений	Y_n/Δ

5.2 Расчёт номинальных токов

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

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 3666 \text{ А}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{3666 \cdot 1}{4000/5} = 4,6 \text{ А}; \quad (5.2)$$

Трансформатор возбуждения выбирается исходя из параметров обмотки возбуждения. Мощность обмотки возбуждения равна:

$$S_{\text{возб}} = \sqrt{3} U_{\text{нн}} I_{\text{ном рот}} = \sqrt{3} \cdot 0,320 \cdot 1185 = 646 \text{ кВА}; \quad (5.3)$$

Мощность трансформатора возбуждения должна быть выше мощности обмотки возбуждения, исходя из этого условия, выбирается трансформатор возбуждения ТСЗ 1000-15,75/0,4-УЗ.

Номинальный ток ротора на вторичной обмотке ТТ:

$$I_{\text{рот}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном рот}} U_{\text{нн}} K_{\text{сх}}}{1,2255 U_{\text{вн}} K_{\text{тт вн}}} = \frac{1185 \cdot 320 \cdot 1}{1,2255 \cdot 15,75 \cdot \frac{20}{5}} = 4,8 \text{ А} \quad (5.4)$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [1, глава 3] принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-850/190-40 – 100МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токвая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий
- Защита от длительной форсировки
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 15,75 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 220кВ:

Основные защиты:

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

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 15,75 кВ;
- МТЗ на стороне 0,4 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно–производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

5.5 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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: $I_H = 3840$ А.

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3666 = 183 \text{ А}, \quad (5.5)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 183 = 366 \text{ А}, \quad (5.6)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{ср0} = 0,2 \cdot I_H = 0,2 \cdot 3666 = 733$ А;

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{МАКС}, \quad (5.7)$$

где $K_{АП} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

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

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

$I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{X''_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,1}{0,19} \cdot 3666 = 21222 \text{ А} \quad (5.8)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 21222 = 2122 \text{ А} . \quad (5.9)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.10)$$

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

I_{T} – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_{\text{T}} > \frac{2122 \cdot 2}{21222} = 0,2. \quad (5.11)$$

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,2$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,2} = 1 \quad (5.12)$$

Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,2} = 1 \quad (5.13)$$

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

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

Принимаем уставку: $I_{\text{отс}} = 6 I_{\text{Н}}$.

На рисунке 1.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

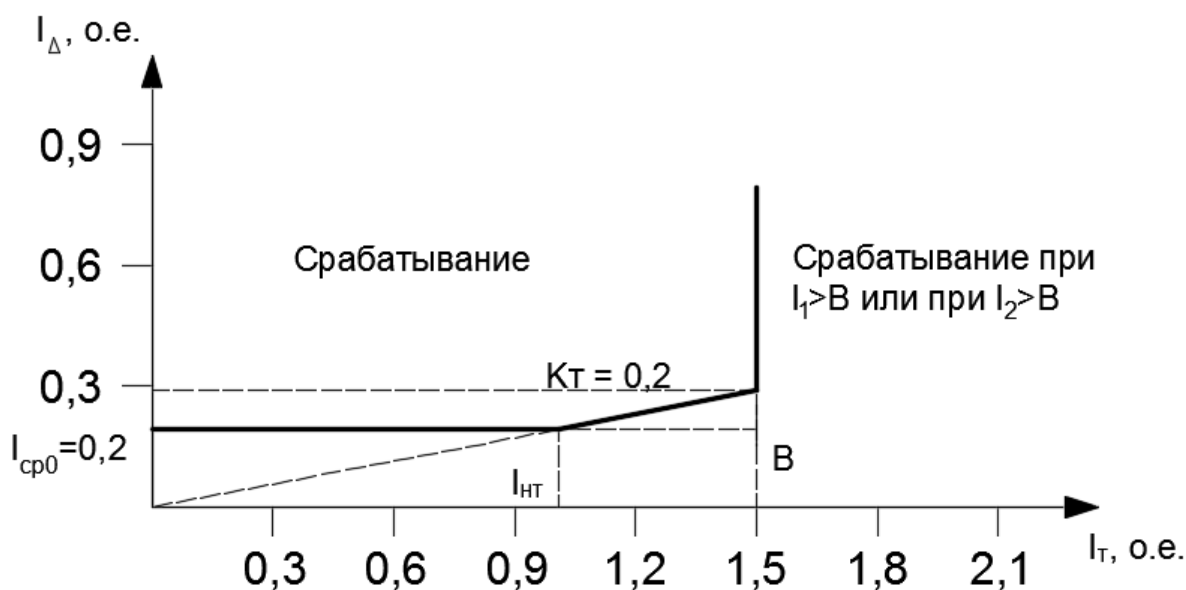


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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:

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».

Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали. U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой,

рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2:

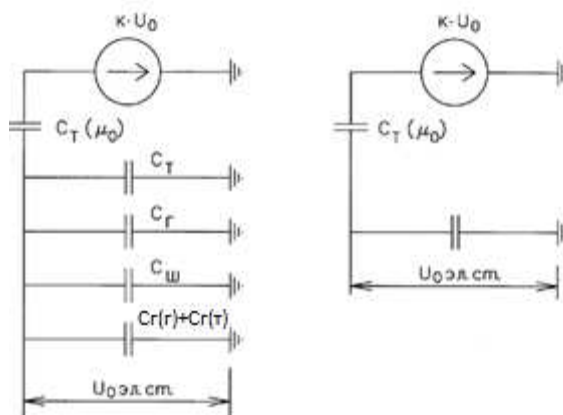


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} \quad (5.14)$$

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

K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T(\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

$C_Г$ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 1,1 мкФ/фазу

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_Ш$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{вг}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны трансформатора блока. Принимаем равной 0,45 мкФ/фазу (по данным завода);

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ} \quad (5.15)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_Г + C_Ш + C_{вг} =$$

$$=0,0073+1,1+0,008+0,45=1,565\text{мкФ/фазу} \quad (5.16)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 15,75кВ:

$$I_c = U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 15,75 \cdot 314 \cdot 1,565 = 7,74 \text{ А} \quad (5.17)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ по (5.12):

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,012}{0,012+1,565} = 177 \text{ В} \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 177}{\frac{15,75}{\frac{0,1}{\sqrt{3}}}} = 1,0 \text{ В}, \quad (5.19)$$

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. Защита выполняется с тремя органами.

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

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

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,3+2} = 0,3 \text{ о.е.} \quad (5.20)$$

Уставка срабатывания U_{03} принимается минимальной и равной 0,2 В.

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

5.7 Защита от повышения напряжения

Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В} \quad (5.21)$$

В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В} \quad (5.22)$$

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

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

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

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} :

$$I_{*2} = I_2/I_H, \quad (5.23)$$

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:

$$t_{доп} = A/I_{*2}^2, \quad (5.24)$$

где $A = 16$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07I_H.$$

Пусковой орган $I_{*2\text{пуск}}$, срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_{*2} выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 500$ с.

$$I_{*2\text{пуск}} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18 \quad (5.25)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15 \quad (5.26)$$

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15I_H \quad (5.27)$$

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

$$t_{\text{доп}} = 16/0,15^2 \approx 720 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}. \quad (5.28)$$

$$A_{\text{ИО}} = 16 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{CP}} \quad (5.29)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.3. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	20	55	80	125	220	220

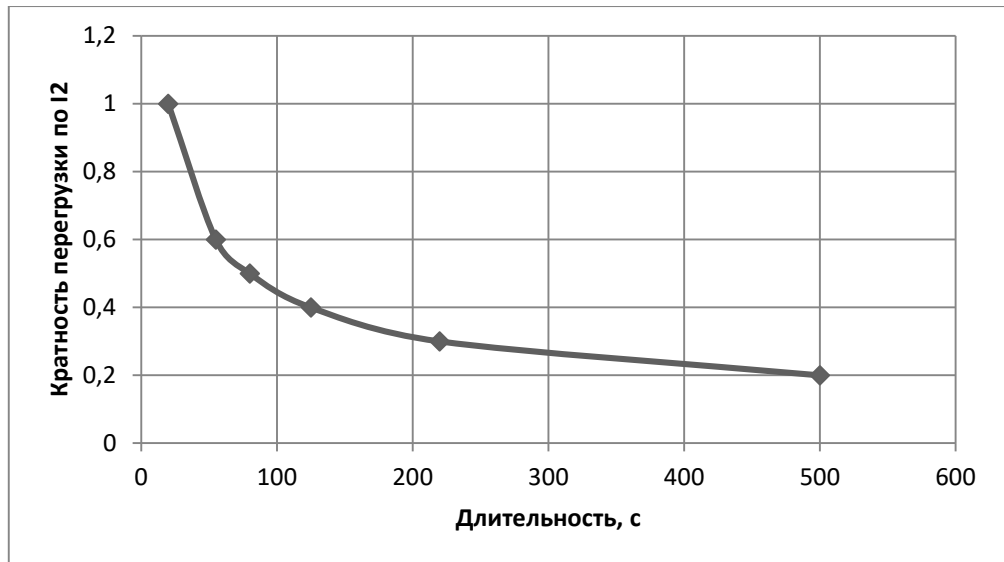


Рисунок 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{МИН}} = 16 \text{ с}$, $t_{\text{МАКС}} = 500 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Орган токовой отсечки $I_{20\text{ТС}}$ срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах ВН 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 допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} \quad (5.30)$$

$$I_{2(\text{ВН})}^{(2)} = \frac{1}{X_2 + X_d'' + 2X_T} = \frac{1}{(0,19+0,19) \cdot \left(\frac{220}{15,75}\right)^2 + 2 \cdot 0,11} = 0,0134 \text{ о.е.} \quad (5.31)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

X_T – сопротивление трансформатора в относительных единицах;

$$I_2^{(2)} = 2I_{2(\text{ВН})}^{(2)} \cdot k_T = 2 \cdot 0,0134 \cdot \frac{220}{15,75} = 0,376 \text{ о.е.} \quad (5.32)$$

$$I_{2С.З.} \leq \frac{0,376}{1,3}; I_{2С.З.} \leq 0,29I_{НОМ} \quad (5.33)$$

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

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{ч}} \quad (5.34)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2МИН(ВН)}^{(2)} = \frac{1}{X_2 + X_d'' + 2X_T + 2X_L} = \frac{1}{(0,19+0,19) \cdot \left(\frac{220}{15,75}\right)^2 + 2 \cdot 0,11 + 6,96 \cdot \frac{125}{220^2}} = 0,0134 \text{ о.е.} \quad (5.35)$$

$$I_{2МИН}^{(2)} = 2I_{2(ВН)}^{(2)} \cdot k_T = 2 \cdot 0,0134 \cdot \frac{220}{15,75} = 0,375 \text{ о.е.} \quad (5.36)$$

$$I_{2С.З.} \leq \frac{0,375}{1,3}; I_{2С.З.} \leq 0,29I_{НОМ} \quad (5.37)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.9 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1СИГН} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07I_H \quad (5.38)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,1 I_{\text{H}} \quad (5.39)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.4. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика

Кратность перегрузки, I/I_{H}	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	3600	900	360	300	240	120	60	1

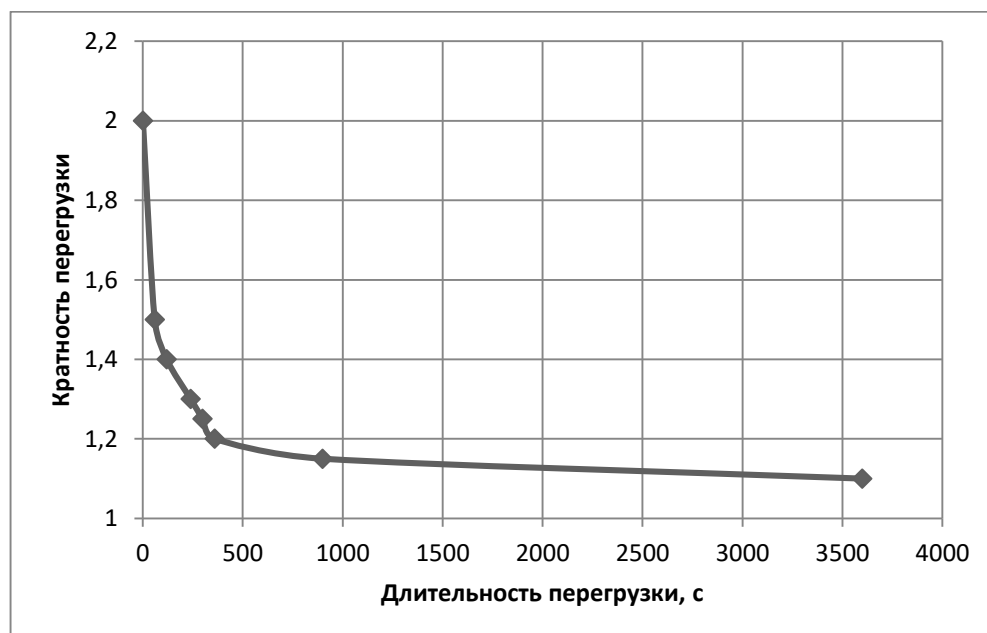


Рисунок 5.4 - Интегральная перегрузочная характеристика

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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,53 I_{\text{НОМ}}. \quad (5.40)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_{ТН}} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 1575} = 66 \text{ В} \quad (5.41)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.10 Дистанционная защита генератора

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

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

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

Z_1 , приведенное к напряжению 220кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,5 + \frac{0,8}{4} \cdot 6,96 = 42,6 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{100}{125} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{100}{242^2} \cdot 6,96 = 0,073 \quad (5.43)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,066 \cdot 2,5 = 0,09 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{15,75^2}{100} = 2,5.$$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1с.з.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,09 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 0,92 \text{ Ом} \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,92 \text{ Ом}$.

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

Принимаем уставку 50 Ом/сек.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot 3666} = 2,48 \text{ Ом} \quad (5.46)$$

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

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

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В,НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В,ХХ}}}}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1185 - 0,95}{592}}{0,75} = 3,53 \quad (5.47)$$

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

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\phi}} \cdot Z_6 = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} \cdot 2,48 = 0,94 \text{ Ом} \quad (5.48)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38. \quad (5.49)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{\text{нагр.}\phi} \approx 68^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{С.ЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,94}{1,05} = 0,9 \text{ Ом} \quad (5.50)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{\text{СР II}} = \frac{Z_{\text{С.ЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,75 \cdot 4000 / 5}{15750 / 100} = 4,56 \text{ Ом}. \quad (5.51)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 4,56 \text{ Ом}$.

Так же необходимо вычислить значение $Z_{\text{НОМ}}$ для построения характеристики срабатывания:

$$Z_{\text{НОМ}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 2,48 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{15750}{100}} = 12,6 \text{ Ом}; \quad (5.52)$$

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

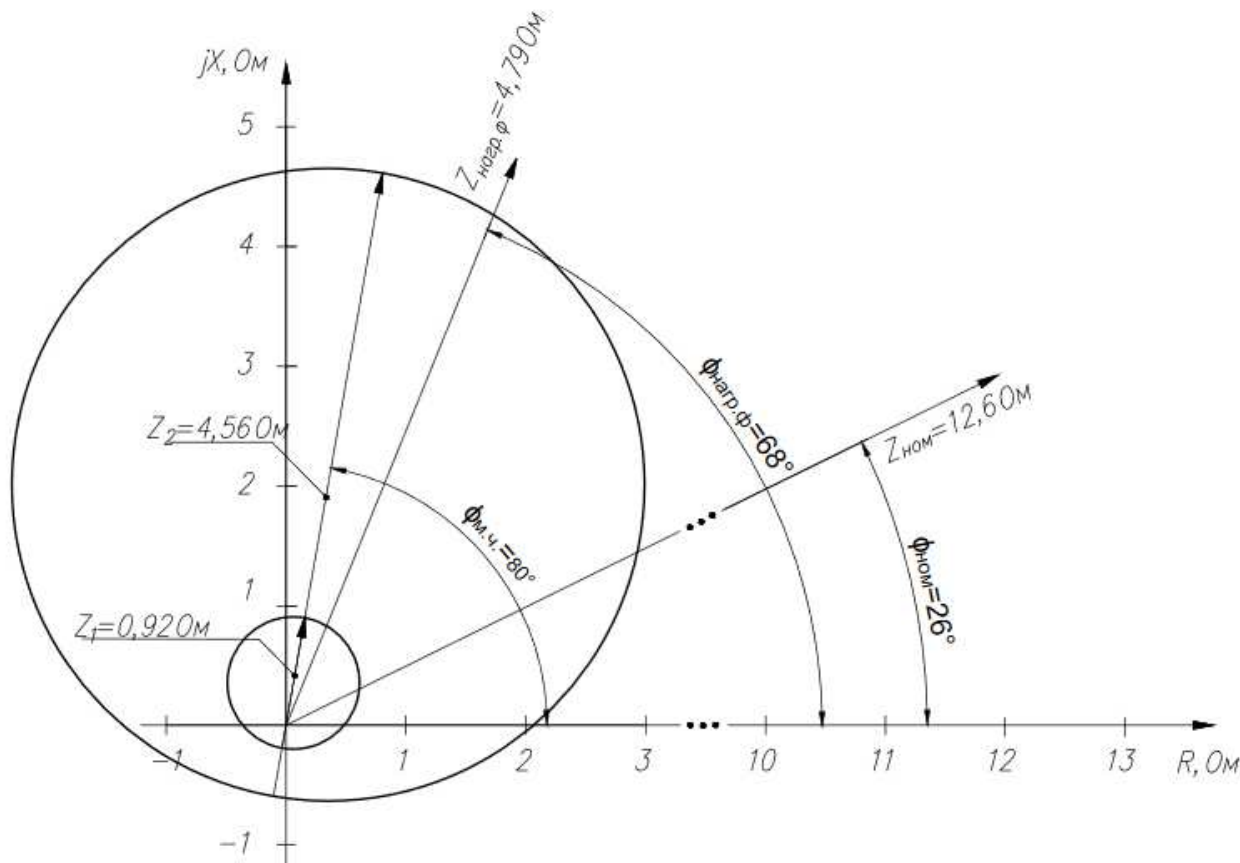


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,11 \text{ Ом}$, $Z_{CMII} = 0,55 \text{ Ом}$

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.11 Защита ротора от перегрузки

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P.СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 1185}{0,98} = 1270 \text{ А} \quad (5.53)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{1,08 \cdot 1185}{0,98} = 1306 \text{ А} \quad (5.54)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.3), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

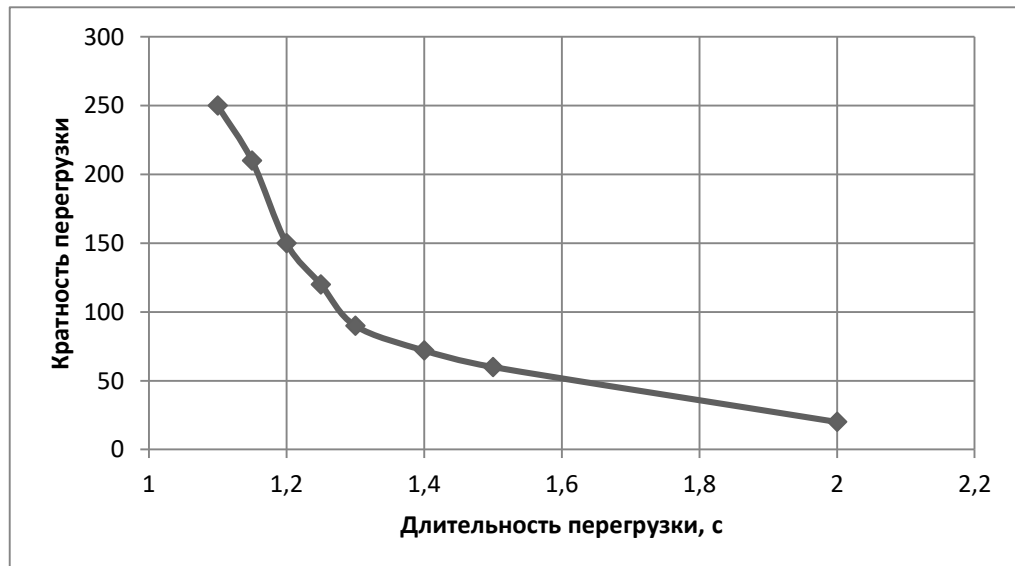


Рисунок 1.5 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.OTC.} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{2,2 \cdot 1185}{0,98} = 2660 \text{ А} \quad (5.55)$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равно $K_{CX} = 0,816$ (по переменному току).

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

5.12 Матрица отключений

Матрица отключений представлена в таблице 5.6

Таблица 5.6 – матрица отключений

Действие Защиты				Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Откл. В-220и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал	
Наименование	Обозначение										
Диф. защита, продольн.	$I_{\Delta G}$				+	+	+	+			
ЗЗГ	U_{0G}	t_1								+	
		t_2							+		
		t_3			+	+	+				
	U_{03}	t			+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень ₁		+	+						
		2 ступень ₂		+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО								+	
		ИО		+	+						
		ОТС I	t_1						+		
			t_2			+	+				
Защита от симм. к.з. и перегрузок	I_1	СО								+	
		ИО		+	+						
		О Т С	t_1						+		
			t_2			+	+				
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступ.	t_1						+		
			t_2			+	+	+			
		2 ступ.	t_1						+		
			t_2			+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО								+	
		ИО		+	+						
		отсечка		+	+						

5.13 Таблица уставок

Уставки представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Уставки срабатывания защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,2 \cdot I_H$	0,92 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,2	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$1 \cdot I_H$	4,58 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,87 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	U_{CP1}	$1,2U_H$	120 В
		2 ступень	U_{CP2}	$1,4U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,68 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,29 \cdot I_H$	1,32 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,91 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,05 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	7,01 А
			U_{CP}	-	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,07	0,92 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,36	4,56 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,18 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,10 \cdot I_{НОМ.P}$	5,43 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,24 \cdot I_{НОМ.P}$	10,61 А

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение типа плотины

Створ проектируемой ГЭС является каньонообразным, крепкий долерит послужит отличным основанием для сооружения, а длина створа невелика, отношение длины по гребню плотины к высоте плотины равно:

$$\frac{L}{h} = \frac{L}{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}} = \frac{409,5}{180 - 123,8} = 7,3 \quad (6.1)$$

6.1.1 Определение класса ГТС

Высота плотины в первом приближении равна:

$$p_B = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 180 - 123,8 = 56,2 \text{ м}; \quad (6.2)$$

Плотины высотой менее 60 м на скальном основании относятся ко II классу. Число постоянно проживающих жителей ниже створа, которые могут пострадать от аварии на ГТС, более 3000 человек, соответствует I классу. В итоге ГТС назначается I класс.

6.1.2 Определение отметки гребня плотины

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

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + h_{set} + a \quad (6.3)$$

где a – величина запаса, зависит от класса сооружения, равная 0,8 м для I класса.

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка $\nabla_{ГБ}$, устанавливают проектную отметку гребня плотины, как наибольшую из двух отметок – $\nabla_{ГБП}$ и $\nabla_{ГБ}$.

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

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 4028}{28^2} = 50,40; \quad \frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{28} = 7567,7 \quad (6.4)$$

2. Из графика [23, Приложение А1, рис. А.1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные

характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ нужно определить параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 50,40; \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,32; \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0135;$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 7567,7; \frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,8; \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,075;$$

Затем по меньшим полученным значениям вычисляется средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м):

$$\bar{T} = \frac{1,32 \cdot V_w}{g} = \frac{1,32 \cdot 28}{9,81} = 3,77 \text{ с}, \quad (6.5)$$

$$\bar{h} = \frac{0,0135 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,0135 \cdot 28^2}{9,81} = 1,08 \text{ м}. \quad (6.6)$$

4. Вычисляется средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,77^2}{2 \cdot 3,14} = 22,19 \text{ м}; \quad (6.7)$$

4. Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, если условие выполнено, т.е. зона глубоководная.

где: d – условная расчетная глубина воды в водохранилище

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{180 - 123,8}{2} = 28,1 \text{ м}; \quad (6.8)$$

$$28,1 > \frac{22,19}{2}, \text{ условие выполняется}$$

5. Определяется высота волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i \quad (6.9)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [23, Приложение А1, рис. А.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

$$K_i = 2,1, \quad h_{1\%} = 1,08 \cdot 2,1 = 2,27 \text{ м};$$

6. Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \frac{V_w^2 L}{gd} \cos \alpha = 2,8 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{28^2 \cdot 4028}{9,81 \cdot 28,1} \cdot \cos 0^\circ = 0,03 \text{ м}; \quad (6.10)$$

где k_w :

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 28) \cdot 10^{-7} = 2,8 \cdot 10^{-6}; \quad (6.11)$$

где V_w – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;
 L – длина разгона волны, м;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра, принимается равным 0;
 d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта.

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + h_{\text{set}} + a = \\ 180 + 2,27 + 0,03 + 0,8 &= 183,10 \text{ м}; \end{aligned} \quad (6.12)$$

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1. Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p должен пропускаться при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{\text{ГЭС}}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

(n-1) при числе гидроагрегатов ГЭС n=4;

$$Q_{\text{осн}} = Q_{\text{max.осн}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{ав}} = 6200 - (4 - 1) \cdot 188 - 275 = 5361 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.13)$$

где $Q_{\text{max.осн}} = 6200 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход 0,1% обеспеченности;

$$Q_{\text{ав}} - \text{расход через аварийный водосброс, } Q_{\text{ав}} = \frac{V_{\text{п}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{4,42 \cdot 10^9}{6 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 31} = 275 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

где $V_{\text{п}}$ – полезный объём водохранилища;

$t_{\text{ср}}$ – время сработки;

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{5361}{58} = 92,4 \text{ м}; \quad (6.14)$$

где $q_{\text{в}}$ – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_{\text{в}} = 1,25q_p = 1,25 \cdot 46,4 = 58,0 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.15)$$

где q_p – удельный расход на рисберме, для скальных оснований до 150 м²/с:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5,5 \cdot 8,44 = 46,4 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad (6.16)$$

где $h_{\text{НБ}} = 8,44$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{0.1\%} = 6200 \text{ м}^3/\text{с}$, вычисляется по формуле:

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}}_{Q_{0.1\%}} - \nabla_{\text{дна}} = 132,24 - 123,8 = 8,44 \text{ м}; \quad (6.17)$$

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (скальные – более 5 м/с).

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону и, кроме того,

$$B = 96 \text{ м}, n = 6, b = \frac{96}{6} = 16 \text{ м}$$

где n – число пролетов;

b – стандартная ширина пролета;

6.2.2 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 $-H_{02}$.

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{осн}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{5361}{0,49 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,7 \text{ м}; \quad (6.18)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для формы профиля водослива типа А.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{осн}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{5361}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 208 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,0 \text{ м}; \quad (6.19)$$

где σ_n – коэффициент подтопления [4, таблица 6-10]. Для незатопленного водослива $\sigma_n = 1$;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{(n-1)\xi_0 + \xi}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{(6-1) \cdot 0,3 + 0,7}{6} \cdot \frac{8,7}{16} = 0,96 \quad (6.20)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролётов;
 $\xi = 0,7$ – коэффициент формы оголовка быка, принимают по [27, рис. 6-10];
 $\xi_0 = 0,3$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т.е. от расстояния, на которое бык выдвигается в сторону ВБ относительно напорной грани, равное $a = 7$ м (уточняется в пункте 3.3). Принимается по [27, рис. 6-8];

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 9,0 - \frac{1,1 \cdot 0,84^2}{2 \cdot 9,81} = 8,9 \text{ м}; \quad (6.21)$$

где:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_6)} = \frac{5361}{(180 - 123,8)(96 + (6-1) \cdot 3,5)} = 0,84 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.22)$$

где: δ_6 – толщина разрезного быка, выбирается в пункте 3.3;

B – ширина водосбросного фронта.

Отметку гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 180 - 9 = 171,0 \text{ м}; \quad (6.23)$$

где $H_{\text{ст}}$ – стандартный напор, в м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом.

Отметка гребня быка:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 171 + 1,6 \cdot 9 = 185,40 \text{ м}; \quad (6.24)$$

Отметка гребня быка $\nabla\text{ГБ}$ оказалась выше, чем отметка бетонной плотины $\nabla\text{ГБП} = 183,10$, поэтому $\nabla\text{ГБ}$ принимается за окончательную отметку гребня плотины.

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Табличные координаты x и y [4, таблица 6-12] умножаются на $H_{\text{ст}}$ и строится кривая на рис.6.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусом R . Величина этого радиуса рассчитывается по формуле:

$$R = 0,3 \cdot (p_{\text{В}} + H) = 0,3 \cdot (47,2 + 9) = 16,9 \text{ м} \quad (6.25)$$

где $p_{\text{В}}$ – высота водосливной плотины, определяется по формуле:

$$p_{\text{В}} = \nabla\text{ГВ} - \nabla\text{дна} = 171 - 123,8 = 47,2 \text{ м} \quad (6.26)$$

Для плавного сопряжения верхнюю и нижнюю кривые соединяются в общую касательную.

Отметку верха быка вычислена по формуле :

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 171 + 1,6 \cdot 9 = 185,40 \text{ м}; \quad (6.26)$$

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка типа А безвакуумного водослива

X, м	0.00	0.90	1.80	2.70	3.60	4.50	5.40	6.30	7.20	8.10	9.00	9.90	10.80	11.70
Y, м	1.13	0.32	0.06	0.00	0.05	0.24	0.54	0.90	1.04	1.78	2.30	2.89	3.55	4.28
X, м	12.60	13.50	14.40	15.30	16.20	17.10	18.00	18.90	19.80	20.70	21.60	22.50	23.40	24.30
Y, м	5.08	5.95	6.88	7.86	8.88	9.97	11.12	12.32	13.57	14.88	16.15	17.64	19.10	20.52
X, м	25.20	26.10	27.00	27.90	28.80	29.70	30.60	31.50	32.40	33.30	34.20	35.10	36.00	
Y, м	22.16	23.49	25.42	27.12	28.86	30.65	32.48	34.36	36.28	38.24	40.24	42.28	44.28	

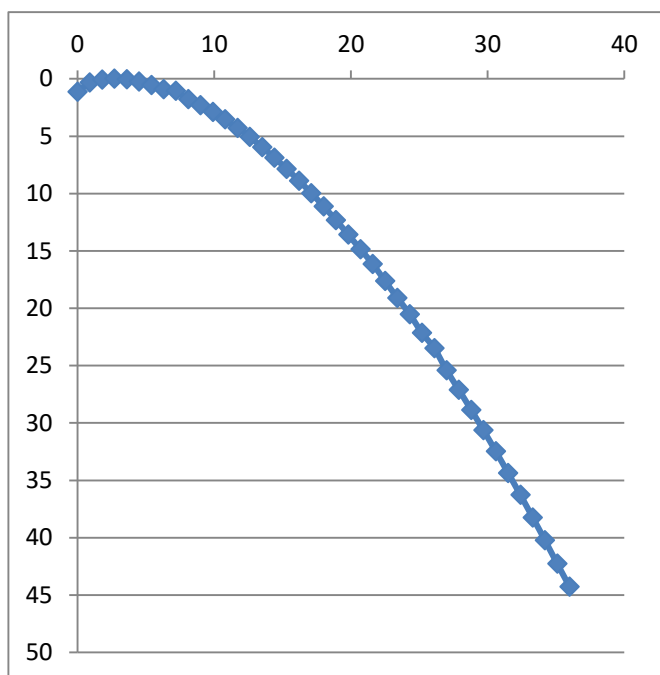


Рисунок 6.1 – Координаты оголовка водослива типа А

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

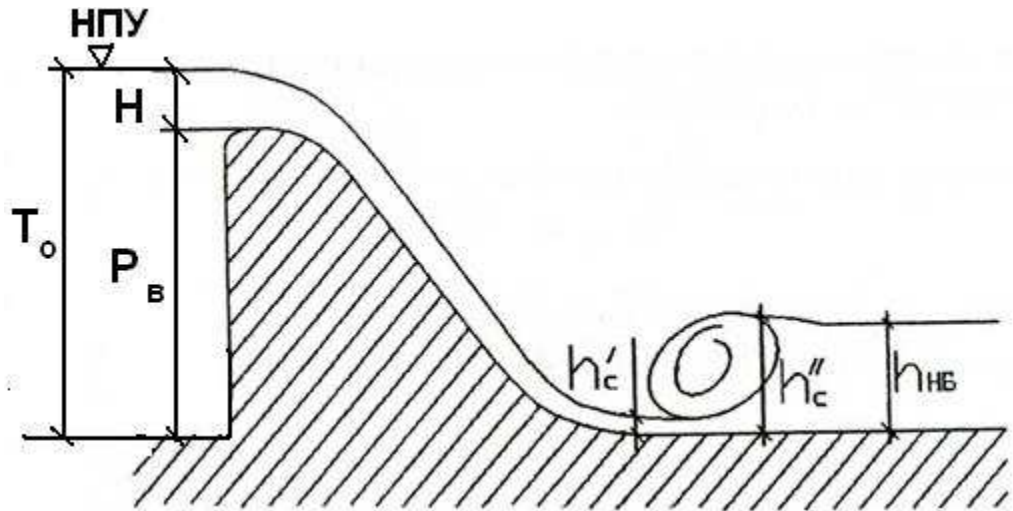


Рисунок 6.2 - Донный режим сопряжения бьефов

Определяются параметры гидравлического режима для прямоугольного русла в плоской постановке (на 1 п. м. ширины русла).

Вычисляется критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_{осн}^2}{(B+(n-1)\delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5361^2}{(96+(6-1) \cdot 3,5)^2 \cdot 9,81}} = 5,7 \text{ м}; \quad (6.27)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принять равным 1,1.

Вычисляется полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 180 - 123,8 = 56,2 \text{ м}; \quad (6.28)$$

Вычисляется отношение:

$$\xi_{T0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{56,2}{5,7} = 9,9 \quad (6.29)$$

Далее определяется значение коэффициента скорости. Он равен $\varphi = 0,9$ для большой водосливной грани. По графику М.Д. Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T0} определяются коэффициенты

$$\xi'_c = 0,25, \quad \xi''_c = 2,7.$$

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi'_c h_{кр} = 0,25 \cdot 5,7 = 1,4 \text{ м}; \quad (6.30)$$

$$h''_c = \xi''_c h_{кр} = 2,7 \cdot 5,7 = 15,3 \text{ м}; \quad (6.31)$$

Так как $h''_c > h_{НБ}$ ($15,3 > 8,44$ м), то сопряжение соответствует отогнанному гидравлическому прыжку.

6.2.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

СП [2, таблица 9] рекомендует для бетонных плотин высотой более 40 м и относительной шириной створа более 3 выполнять сопряжение бьефов по схеме с отброшенной струей. Высота проектируемой плотины составляет 56,2 м (по 1.2), а относительная ширина створа равна:

$$\frac{L}{h} = \frac{L}{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}} = \frac{410}{180 - 123,8} = 7,3; \quad (6.32)$$

Следовательно, сопряжение бьефом будет выполнено по схеме с отброшенной струей.

Отметка уступа назначается выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске поверочного расхода, но не менее чем на $1 \div 2$ м, принимается равной $\nabla_{носка} = 134$ м.

По рисунку 5, отметка нижнего бьефа при поверочном расходе равна $\nabla_{УНБ_{max}} = 132,5$ м;

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа вычисляется по формуле:

$$\begin{aligned} L &= k_a z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\sqrt{1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1\right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha}} + 1 \right) = \\ &= 0,9 \cdot 46 \cdot 0,98^2 \sin(2 \cdot 30^\circ) \cdot \left(\sqrt{1 + \left(\frac{47,5}{46,0} - 1\right) \frac{1}{0,98^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} + 1 \right) = \\ &= 71,1 \text{ м}; \end{aligned} \quad (6.33)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока, при числе Фруда больше 35 $Fr \geq 35$, принимается равным $k_a = 0,9$;

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

φ – коэффициент скорости потока, равный 0,98 [4, таблица 9-10].

$$z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{max}} = 180 - 132,5 = 47,5 \text{ м}; \quad (6.34)$$

$$z_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{носка} = 180 - 134 = 46,0 \text{ м}; \quad (6.35)$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{gh_H} = \frac{29,4^2}{9,81 \cdot 1,4} = 62,8 \quad (6.36)$$

где v_n – скорость потока на носке;

h_n – высота потока воды на носке.

$$v_H = \varphi \sqrt{2gz_1} = 0,98 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46} = 29,4 \text{ м/с}; \quad (6.37)$$

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{41,4}{29,4} = 1,4 \text{ м}; \quad (6.38)$$

$$q = \frac{Q_p}{B+(n-1) \cdot \delta_B} = \frac{5361}{96+(6-1) \cdot 3,5} = 41,4 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.39)$$

где q – удельный расход на водосливе.

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,4z_0$:

$0,4 \cdot z_0 = 0,4 \cdot 47,5 = 19 \text{ м}$, что меньше $L=71,1 \text{ м}$, т.е. условие выполняется.

Глубина ямы размыва вычисляется по формуле:

$$h_{\text{разм}} = t - h_{\text{НБ}} = 25,97 - 8,44 = 17,53 \text{ м}; \quad (6.40)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина потока в нижнем бьефе, определяется по формуле:

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} Q_{0,1\%} - \nabla_{\text{дна}} = 132,24 - 123,8 = 8,44 \text{ м}; \quad (6.41)$$

t , определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{62,8}) \cdot \sqrt{62,8} \cdot \sqrt[4]{\frac{8,44}{1}} \cdot 1,4 = 25,97 \text{ м}; \end{aligned} \quad (6.42)$$

где d – средняя крупность отдельных в скале, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяется по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} = 116,8 + \frac{25,97}{0,64} = 111,97 \text{ м}; \quad (6.43)$$

$$\begin{aligned} tg\alpha_1 &= \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2g(0,5h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\ &= \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,4 \cdot \cos 30^\circ + 10,2 - 8,44)}{29,4^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,64; \end{aligned} \quad (6.44)$$

где a – высота уступа над дном, определяется по формуле:

$$a = \nabla_{\text{носки}} - \nabla_{\text{дна}} = 134 - 123,8 = 10,2 \text{ м}; \quad (6.45)$$

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

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{разм}} = 2,5 \cdot 5,7 + 3,7 \cdot 17,53 = 79,03 \text{ м}; \quad (6.46)$$

6.2.6 Проектирование аварийного водосброса

Аварийный водосброс предназначен для полного или частичного опорожнения водохранилища. Количество водосбросных отверстий назначают в зависимости от числа и размеров секций плотины и величины пропускаемого расхода.

Определим площадь одного водосбросного отверстия:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{ав}}}{\mu \sqrt{2gZ}} = \frac{275}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 52,7}} = 11,2 \text{ м}^2; \quad (6.47)$$

где: Z – это перепад между бьефами при $Q_{\text{осн}}$;

μ – коэффициент расхода, равный 0,8;

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

$Q_{\text{расч}}$ – расход, сбрасываемый через отверстие;

Z вычисляется по формуле:

$$Z = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}}_{Q_{\text{осн}}} = 180 - 132,23 = 47,8 \text{ м}; \quad (6.48)$$

$Q_{\text{ав}}$ – вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{ав}} = \frac{V_{\text{п}}}{t_{\text{сп}}} = \frac{4,42 \cdot 10^9}{6 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 31} = 275 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.49)$$

Высота водоспуска равна:

$$h_{\text{во}} = \frac{\omega_{\text{во}}}{b} = \frac{11,2}{4} = 2,8 \text{ м}; \quad (6.50)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Практикой установлено, что на скальных основаниях экономичная по прочности ширина подошвы B является достаточной и по условию устойчивости сооружения против сдвига, если :

$$\frac{B}{h} = 0,6 \div 0,8$$

Высота плотины с учетом выемки слабонесущих грунтов :

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 180 - 120,8 = 59,2 \text{ м}; \quad (6.51)$$

где $\nabla_{\text{под}}$ – отметка подошвы, заглублённая под отметку дна с учётом толщины грунта с низкой несущей способностью.

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - h_{\text{ск}} = 123,8 - 3 = 120,8 \text{ м}; \quad (6.52)$$

где $h_{\text{ск}}$ – толщина вынимаемого слабонесущего скального грунта, $h_{\text{ск}} = 3 \text{ м}$;

Ширина подошвы:

$$B = hm = 59,2 \cdot 0,75 = 44,4 \text{ м}; \quad (6.53)$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

При проектировании бетонной плотины на скальном основании следует предусмотреть её разрезку поперечными межсекционными швами и продольными межстолбчатыми швами.

Разрезка плотины межсекционными швами выполняется по быкам. Расстояние между секционными швами выбирается равным ширине секции на водосливной плотине:

$$l_c = b + \delta_6 = 16 + 3,5 = 19,5 \text{ м}; \quad (6.54)$$

Так же необходимо выполнить межстолбчатую разрезку с цементируемыми швами, для уменьшения температурных деформаций в блоках при возведении плотины. Плановый размер блока составляет 19,5 x 22,2 м. **3.3**

6.3.3 Быки

На водосливе устраиваются быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки выполняются разрезными, для предотвращения заклинивания затворов.

Ширина неразрезного быка определяется графически [5, Рис. 7.30] в зависимости от напора на водосливе $H_{\text{ст}}$ и ширины пролёта b . Она равна 2,5 м. Ширина разрезного быка равна ширине неразрезного, увеличенного на 1 м, в итоге ширина разрезного быка назначается равной $\delta_6 = 3,5 \text{ м}$.

Регулирование стока будет осуществляться плоскими затворами. По графику [6, рис.21.11] в зависимости от ширины пролёта и напора на водосливе определяется тип затвора. В итоге выбирается сдвоенный плоский затвор.

Ширина паза рабочего и аварийно-ремонтного затвора принимается равной 0,5 м и 0,80 м соответственно. Длина паза принимается равной 1,2 м и 1.5 м, толщина быка между пазами принимается равной 2.4 м, расстояние, на которое выдвигается бык в сторону ВБ относительно напорной грани равняется

$a = 7$ м. Коэффициент формы быка ξ для закругленного оголовка назначается равным $\xi = 0,7$ [4, Рис. 6-10].

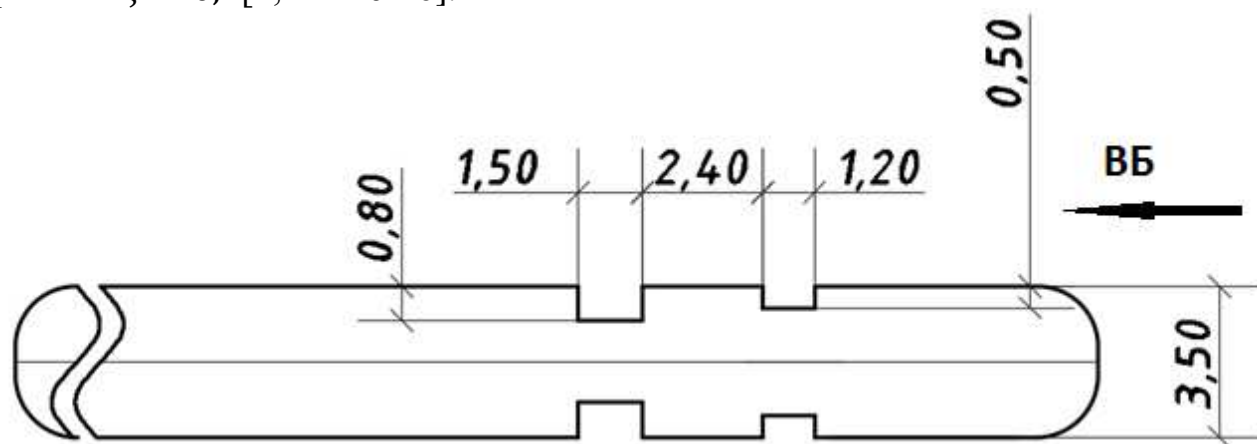


Рисунок 6.3 – Размеры разрезного быка

6.3.4 Устой

Устраивается один разделительный устой, представляющий собой бык-устой, расположенный между водобросной плотиной и стационарной плотиной. Устой служит для того, чтобы оградить русло реки со стороны машинного зала от нестационарного потока в НБ во время работы водобросных сооружений. Ширина устоя принимается равной ширине разрезного быка, т.е. $b_{уст} = 3,5$ м.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются смотровые продольные и поперечные галереи с шагом 10 м по высоте.

Размеры продольных галерей принимаются: смотровая – 1,8 x 2,3 м; цементационная и дренажная галереи – 3,0 x 4,0 м, размеры поперечных галерей: 1,8 x 2,0 м.

Смотровые галереи расположены на отметках $\nabla 133,80$ м, $\nabla 143,80$ м, $\nabla 153,80$ м и $\nabla 163,80$ м. Цементационная галерея расположена на отметке $\nabla 123,8$ м.

6.3.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины предусматривается вертикальный дренаж с выходом в продольные галереи. Диаметр скважин принимается 20 см, расстояние между осями дрен – 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа должно удовлетворять условию:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,т}} \quad (6.55)$$

где H_d – напор над расчётным сечением.
 γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равен 1,25;
 $I_{кр,m}$ – критический средний градиент напора, для бетонной плотины примерно равен 25.

Напор над расчётным сечением на отметке $\nabla 133,80$ м:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{гал} = 180 - 133,80 = 46,2 \text{ м}; \quad (6.56)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до верховой грани продольной галереи:

$$a_{др} \geq \frac{46,2 \cdot 1,25}{25} \geq 2,31 \text{ м}; \quad (6.57)$$

Принимаем $a_{др} = 3$ м. Для галерей расположенных выше, расстояние до напорной грани назначается также 2,5 м;

Напор над расчётным сечением для цементационной галереи, расположенной на отметке $\nabla 123,8$ м:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{гал} = 180 - 123,8 = 56,2 \text{ м}; \quad (6.58)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до верховой грани цементационной галереи:

$$a_{цем.г.} \geq \frac{56,2 \cdot 1,25}{25} \geq 2,81 \text{ м}; \quad (6.59)$$

Принимаем $a_{цем.г.} = 3$ м.

6.4 Основные элементы подземного контура плотины

6.4.1 Противофильтрационные завесы

Толщина противофильтрационной завесы должна удовлетворять условию:

$$\delta_{зав} \geq \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{кр,m}} \quad (6.60)$$

Где: ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равный 1,25;

$J_{кр,m}$ – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 15 для удельного водопоглощения скального грунта в завесе, принятым $q_c = 0,05$ л/(мин · м²) [29, таблица 9].

Потери напора на завесе определяются по [2]. В соответствии с СП, напор на цементационной завесе, отнесённый к максимальному напору, равен:

$$\frac{H_3}{H_{max}} = 0,4; \text{ отсюда } H_3 = 0,4H_{max} = 0,4 \cdot 55,8 = 22,3 \text{ м};$$

где:

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{мин}} = 180 - 124,2 = 55,8 \text{ м}; \quad (6.61)$$

Тогда потери напора на завесе равны:

$$\Delta H_3 = H_{max} - 0,4H_{max} = 0,6H_{max} \quad (6.62)$$

$$\Delta H_3 = 0,6H_{max} = 0,6 \cdot 55,8 = 33,5 \text{ м}; \quad (6.63)$$

Тогда толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} \geq \frac{22,3 \cdot 1,25}{15} > 1,85 \text{ м};$$

Так как обычно ряд цементационных скважин обеспечивает толщину завесы примерно 3 м, то принимается однорядная завеса толщиной 3 м.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max}; \quad (6.64)$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot 55,8 = 27,9 \text{ м}$$

Расстояние от напорной грани до оси завесы вычисляется по формуле:

$$l = (0,1 \div 0,25)B; \quad (6.65)$$

$$l = 0,1 \cdot 44,4 = 4,4 \text{ м};$$

Расстояние между скважинами в ряду составляет 3 м.

6.4.2 Дренажные устройства в основании скальных грунтов

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 2 м.

Напор на дренаже равен:

$$\frac{H_{др}}{H_{max}} = 0,2, \text{ отсюда } H_{др} = 0,2H_{max} = 0,15 \cdot 55,8 = 11,6 \text{ м}; \quad (6.66)$$

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав}; \quad (6.67)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 27,9 = 14,0 \text{ м};$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимается равным 5 м.

6.5 Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

Сокращённый состав нагрузок определяется при $\nabla_{НПУ} = 180$ м в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при пропуске санитарного расхода $Q_{сан} = 70 \text{ м}^3/\text{с}$ $\nabla_{УНБ_{мин}} = 124,18$ м. Нагрузки собираются на 1 п.м. длины плотины.

Площади плотины, быка, эпюр давлений и плечи действующих сил строятся и вычисляются в программе AutoCad.

6.5.1 Вес сооружения и затворов

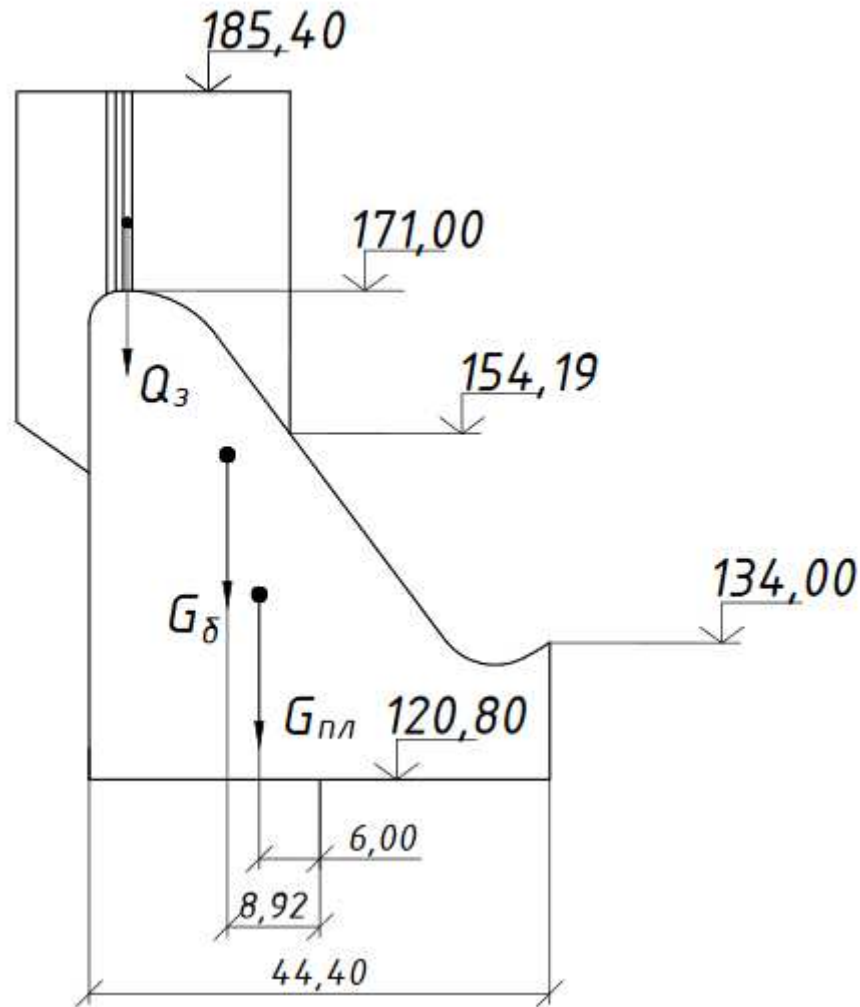


Рисунок 6.4 – Поперечный разрез плотины и быка при определении площади поперечного сечения

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} b g \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{1346 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{16 + 3,5} = 26002 \text{ кН}, \quad (6.68)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины с учётом продольных галерей;

b – ширина пролёта;

$\delta_{\text{Б}}$ – толщина быка;

$\rho_{\text{Б}}$ – плотность бетона;

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_{\text{Б}} = \frac{S_{\text{Б}} g \delta_{\text{Б}} \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{2190 \cdot 3,5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{16 + 3,5} = 9255 \text{ кН} \quad (6.69)$$

где $S_{\text{Б}}$ – это площадь поперечного сечения быка с учётом продольных галерей;

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055f\sqrt{fg} \approx 0,055 \cdot 168 \cdot \sqrt{168} \cdot 9,81 = 1175 \text{ кН} \quad (6.70)$$

где f – площадь затвора;

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5)b = (181 - 171 + 0,5) \cdot 16 = 168 \text{ м}^2 \quad (6.71)$$

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{1175}{16+3,5} = 60,25 \text{ кН}; \quad (6.72)$$

Плечо силы веса затвора q_3 относительно середины подошвы равно 30,1 м.

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 59,2}{2} = 17190 \text{ кН}; \quad (6.73)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 180 - 120,8 = 59,2 \text{ м};$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 3,38^2}{2} = 56,0 \text{ кН} \quad (6.74)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{мин}} - \nabla\text{под} = 124,18 - 120,8 = 3,38 \text{ м}; \quad (6.75)$

Плечо силы гидростатического давления со стороны верхнего бьефа равно:

$$t_B = \frac{1}{3}h_1 = \frac{1}{3} \cdot 59,2 = 19,7 \text{ м}, \quad (6.76)$$

Для нижнего бьефа аналогично:

$$t_H = \frac{1}{3}h_2 = \frac{1}{3} \cdot 3,8 = 1,1 \text{ м}; \quad (6.77)$$

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}}\rho_w g = 150,1 \cdot 1 \cdot 9,81 = 1472 \text{ кН}; \quad (6.78)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

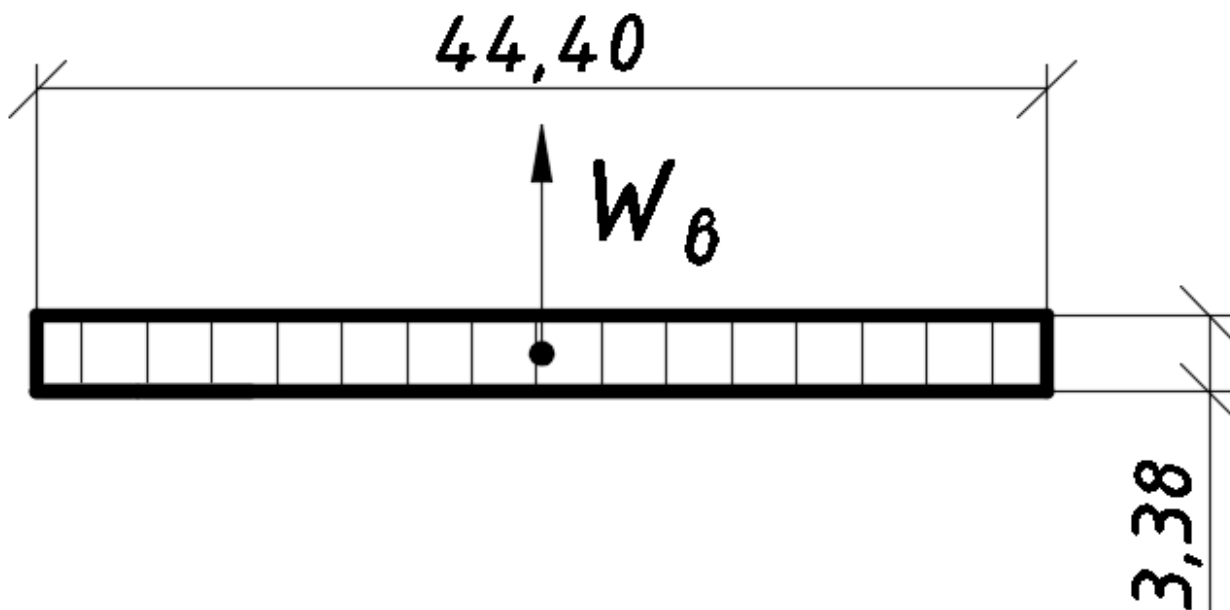


Рисунок 6.5 – Эюра взвешивающего давления

Плечо силы взвешивающего давления равно нулю, так центр приложения силы взвешивающего давления лежит на оси проходит через середину подошвы плотины.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Эюра фильтрационного давления построена в соответствии с [2].

Напор на цементационной завесе $H_3 = 22,3$ м;

Напор на дренаже: $H_{др} = 11,60$ м;

В соответствии с этими значениями строится эюра фильтрационного давления:

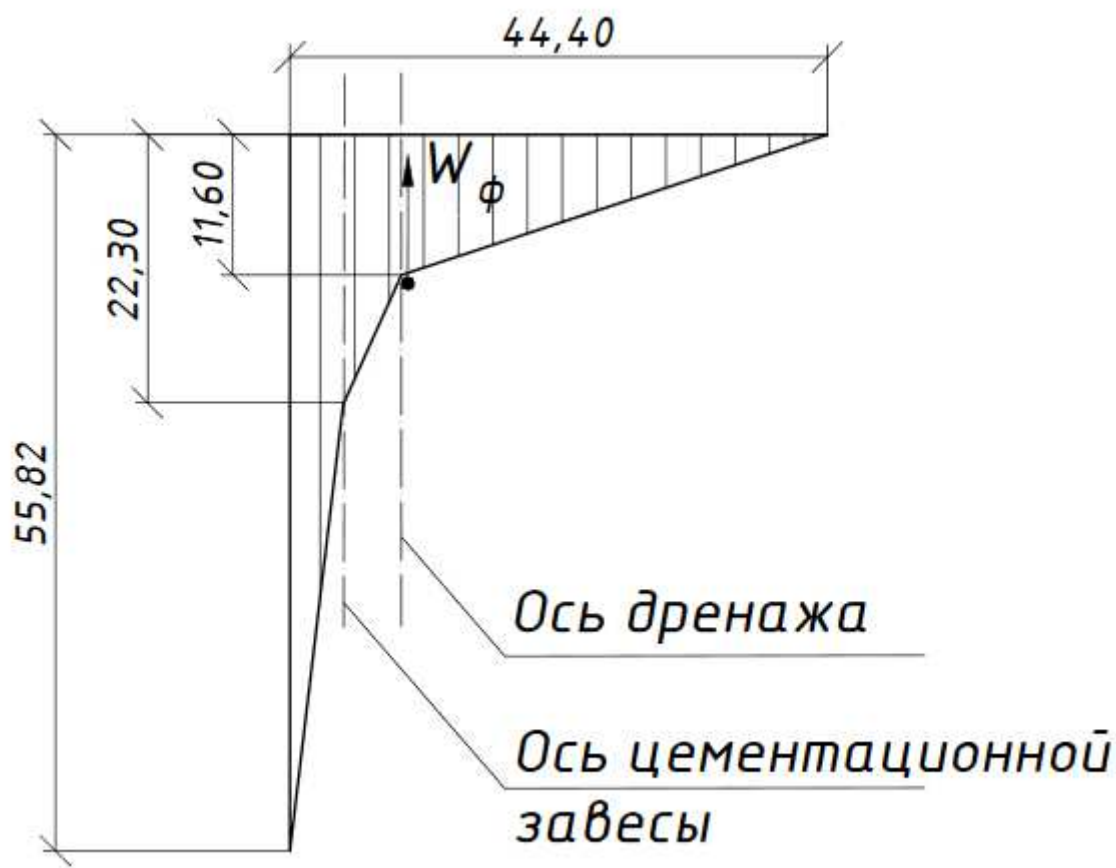


Рисунок 6.6 – Эпюра фильтрационного давления

Фильтрационное давление, действующее на подошву:

$$W_{\phi} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 390 = 3825 \text{ кН}; \quad (6.79)$$

Плечо силы фильтрационного давления 11,7 м.

6.5.5 Давление грунта

Грунт, оказывающий давление на основание плотины с верхнего и нижнего бьефа, состоит из слоя скального грунта – диорита, толщиной 3 м. Также со стороны верхнего бьефа будут оказывать давление наносы, представляющие собой слой взвешенного в воде суглинка, принесённого с верховьев реки.

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$\begin{aligned} P_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2(45^{\circ} - \varphi_{\text{н}}/2) = \\ &= 12,1 \cdot 5 \cdot \text{tg}^2(45^{\circ} - 27^{\circ}/2) = 23 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.80)$$

где: $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $\varphi_{\text{н}}$ – угол внутреннего трения наносов, для суглинка равен $\varphi_{\text{н}} = 27^{\circ}$;
 $\gamma_{\text{н}}$ рассчитывается по формуле:

$$\gamma_n = \gamma_c - (1 - n_0)\gamma_w = 18 - (1 - 0,4) \cdot 9,81 \cdot 1 = 12,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \quad (6.81)$$

где γ_c – удельный вес суглинка;
 n_0 – пористость сухого суглинка;
 γ_w – удельный вес воды;

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = (p_n h_n)/2 = (23 \cdot 5)/2 = 57,5 \text{ кН}. \quad (6.82)$$

Активное давление скального грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{гр} = \gamma_n h_n tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) =$$

$$12,1 \cdot 5 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{35^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45^\circ - \frac{35^\circ}{2} \right) = -87,7 \text{ кПа}; \quad (6.83)$$

где $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения скального грунта, равный $\varphi_{гр} = 35^\circ$.

В точке на нижней границе слоя скального грунта толщиной 3 м, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{гр} = (\gamma_n h_n + \gamma_{ск}^{взв} h_{гр}) tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \quad (6.84)$$

$$= (12,1 \cdot 5 + 18,3 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{35^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45^\circ - \frac{35^\circ}{2} \right) =$$

$$= -72,8 \text{ кПа};$$

$$\gamma_{ск}^{взв} = \gamma_{ск} - (1 - n_0)\gamma_w = 28 - (1 - 0,01) \cdot 9,81 \cdot 1 = 18,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \quad (6.85)$$

где $\gamma_{ск}$ – удельный скального грунта;
 n_0 – пористость скального грунта, равная $n_0 = 0,01$ [10, Таблица 2];
 γ_w – удельный вес воды;

Эпюра активного давления наносов имеет вид:

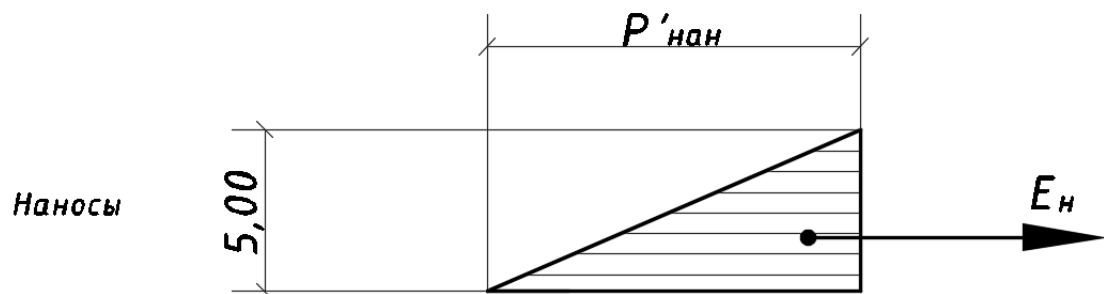


Рисунок 6.7 – Эпюра наносов и активного давления грунта

Значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, поэтому оно не учитывается в расчётах:

Плечо силы давления наносов равно 4,7 м.

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется аналогичным образом:

В точке на нижней границе слоя скального грунта толщиной 3 м, давление равняется:

$$p''_{гр} = \gamma_{ск}^{взв} h_{гр} \cdot tg^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45^\circ + \frac{35^\circ}{2} \right) =$$

$$= 18,3 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45^\circ + \frac{35^\circ}{2} \right) + 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45^\circ + \frac{35^\circ}{2} \right) = 587 \text{ кПа}; \quad (6.86)$$

Эпюра пассивного давления грунта имеет вид:

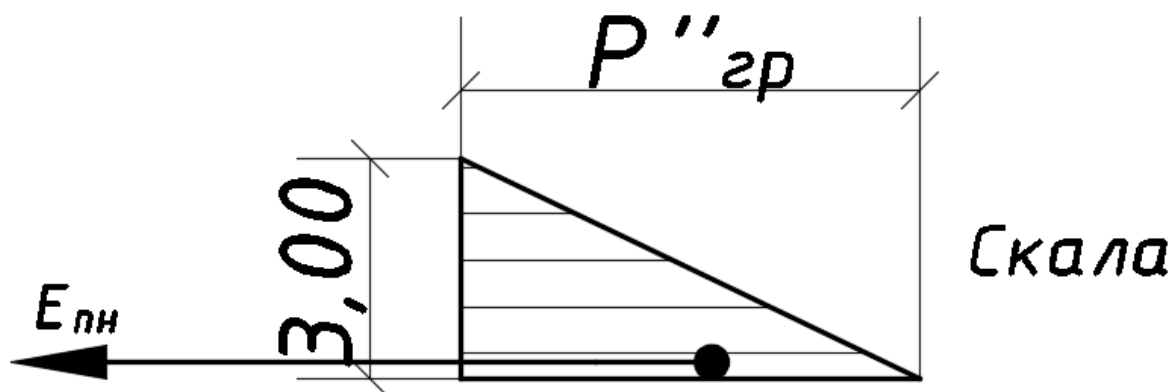


Рисунок 6.8 – Эпюра пассивного давления грунта

Значение равнодействующей пассивного давления грунта:

$$E_{пн} = \frac{1}{2} \cdot h_{гр} \cdot p''_{гр} = \frac{1}{2} \cdot 3 \cdot 587 = 880 \text{ кН}; \quad (6.87)$$

Плечо силы пассивного давления грунта 1 м.

6.5.6 Волновое давление

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

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

$$= 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 2,27 \cdot \left(\frac{22,1}{3,14} + \frac{0,73}{2} \right) = 83 \text{ кН}; \quad (6.88)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,27^2}{22,1} = 0,73 \text{ м}; \quad (6.89)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже $\nabla\text{НПУ}$ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{22,1}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,27 = 2,7 \text{ м}; \quad (6.90)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 2,27 = 2,5 \text{ м}$ над $\nabla\text{НПУ}$, а другая ниже $\nabla\text{НПУ}$ на $8h_{1\%} = 8 \cdot 2,27 = 18,2 \text{ м}$.

Эпюра волнового давления имеет вид:

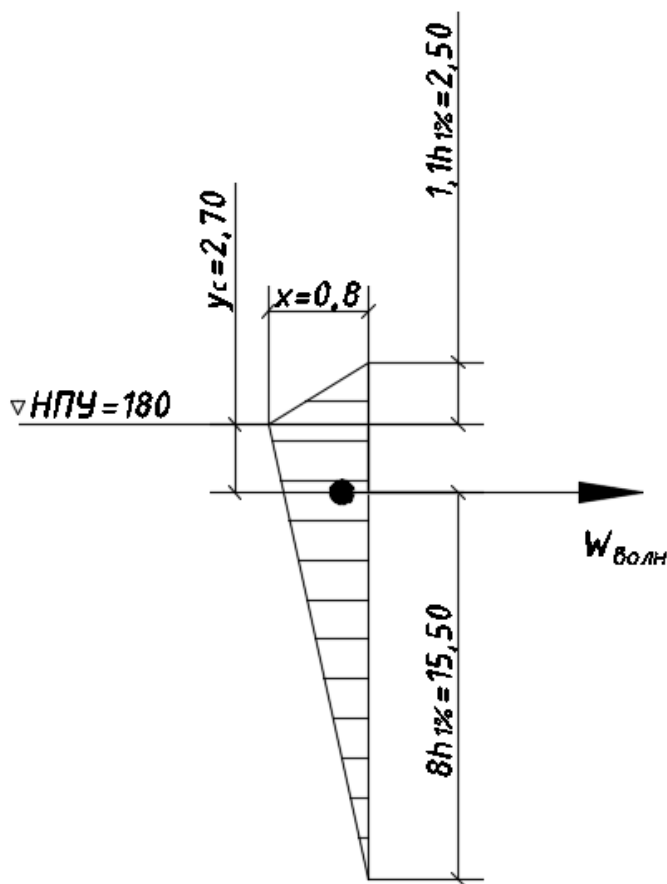


Рисунок 6.9 – Эпюра волнового давления. Отметки и размеры даны в м.

Плечо силы волнового давления $w_{\text{волн}}$ равно расстоянию от центра тяжести эпюры до середины подошвы, $w_{\text{волн}} = \nabla\text{НПУ} - y_c - \nabla\text{под} = 180 - 2,7 - 120,8 = 56,5 \text{ м}$.

6.5.7 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). В результате расчёта определяются напряжения на гранях плотины, которые сравниваются с критериями прочности.

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы.

В расчёте плотины сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+», изгибающий момент относительно середины расчётного сечения, действующий на тело плотины почасовой стрелке принимается со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «-».

В таблицу 6.2 приведены действующие на плотину нагрузки.

Таблица 6.2 – Нагрузки и воздействия на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	□	17190	19,7	338649
Тн	1	□	56	-1,1	-62
Гб	0,95	□	8791	-8,9	-78243
Гпл	0,95		24702	-6,0	-148211
Wвзв	1	↑	1472	0,0	0
Wф	1	↑	3727	11,7	43606
Ен	1,2	□	68	4,7	320
Wволн	1	□	82	56,5	4658
Qз	1	□	54	-22,2	-1338
Еа	1,2	□	0	1,4	118
Еп	0,8	□	704	-1,0	-243
			$\Sigma \uparrow \square \square \square \square \square \square$		$\Sigma M = 158811$

Расчёт краевых напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий в горизонтальном сечении плотины на отметке подошвы (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{28348}{44,4} + \frac{6 \cdot 158811}{44,4^2} = -155 \text{ кПа}, \quad (6.91)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину относительно середины подошвы;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -155 \cdot 0 - 10 \cdot 59,2 \cdot (1 - 0) = -592 \text{ кПа},\end{aligned}\quad (6.92)$$

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

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 180 - 120,8 = 59,2 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $m_u = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 59,2 - 155) \cdot 0 = 0. \quad (6.93)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -155 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 59,2 \cdot 0 = \\ &= -155 \text{ кПа}.\end{aligned}\quad (6.94)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 59,2 = -592 \text{ кПа}. \quad (6.95)$$

Низовая грань:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{28348}{44,4} - \frac{6 \cdot 158811}{44,4^2} = -1122 \text{ кПа}. \quad (6.96)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1122 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 3,4 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,75^2) = -647 \text{ кПа},\end{aligned}\quad (6.97)$$

где $m_t = \tan \alpha_2 = 0,75$ – заложение низовой грани в расчётном сечении;

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 124,18 - 120,8 = 3,4 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,4 - 1122) \cdot 0,75 = 816 \text{ кПа.} \quad (6.98)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1122 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 3,4 \cdot 0,75^2 = -1733 \text{ кПа,} \quad (6.99)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,4 = -34 \text{ кПа.} \quad (6.100)$$

Все расчёты сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3- Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-155
	σ_x^u	-592
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-155
	σ_3^u	-592
Низовая	σ_y^t	-1122
	σ_x^t	-646
	τ_{xy}^t	816
	σ_1^t	-34
	σ_3^t	-1734

6.5.8 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.101)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации, $\gamma_{lc} = 1$ [1];

γ_{cd} – коэффициент условий работы, $\gamma_{cd} = 0,9$ [1];

В проекте назначается класс бетона по прочности – бетон класса В5.
Выполним проверку бетона по прочности на сжатие:

$$1,25 \cdot 1,00 \cdot |-1734| \text{кН/м}^2 \leq 0,9 \cdot 2800 \text{кН/м}^2 \quad (6.102)$$

$2167 \text{кН/м}^2 < 2520 \text{кН/м}^2$, условие прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.103)$$

$-155 \text{кН/м}^2 < 0$ - условие выполнено.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.104)$$

$$155 > 0,25 \cdot 10 \cdot 59,2;$$

$$155 \text{кН/м}^2 > 148 \text{кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.5.9 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.105)$$

где

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_B - W_{взв} - W_\phi + q_3) \cdot \tan \varphi + E_{nn} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega \\ &= (24702 + 8792 - 1472 - 3728 + 60) \cdot 0,7 + 704 \cdot 0,7 + \\ &\quad + 100 \cdot 44,4 = 24781 \text{кН/м}, \end{aligned} \quad (6.106)$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – коэффициент внутреннего трения для скалы основания;
 $c = 100 \text{кН/м}^2$ – сцепление скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 44,4 \text{ м}^2$ – проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

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

$$F = T_v - T_n + W_{вол} + E_n + E_{ав} = 17190 - 56 + 82 + 68 + \quad (6.107) \\ + 0 = 17285 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Условие на сдвиг:

$$\frac{24781 \cdot 0,95}{17285 \cdot 1} = 1,36,$$

$1,36 > 1,25$ – условие выполняется.

Из вышеизложенного следует, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и устойчивости при основном сочетании нагрузок и воздействий.

7. Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

На основании Федерального закона №117 «О безопасности гидротехнических сооружений», одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС, в особенности прорыв напорного фронта, могут быть катастрофическими не только для региона, но и для всего государства. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Чусовой ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых 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 безопасности ГТС, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Основная ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на собственнике гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. На небольших ГЭС натурные наблюдения проводит группы, входящие в состав одного из эксплуатационных подразделений, либо наблюдения ведет специализированная организация.

7.2 Охрана труда

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. Федеральному закону «Об основах охраны труда в Российской Федерации».

Федеральному закону «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

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

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

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

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные,

монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

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

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

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

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

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;
- по эксплуатации ГТС;
- по техническому обслуживанию бетонных ГТС;
- по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов;
- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;

- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;
- по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения;
- по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа;
- по расчистке водохранилищ от наносов;
- на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период;
- на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы);
- по обслуживанию иных объектов ГЭС.

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

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

7.3 Противопожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России».

При проектировании ГЭС в соответствии с нормативными требованиями должны быть определены категории зданий и сооружений по взрывопожарной опасности, а также разработаны мероприятия по оснащению помещений и оборудования средствами автоматической пожарной сигнализации (ПС) и средствами автоматического пожаротушения (АПТ).

Оснащение помещений и оборудования средствами автоматического пожаротушения и средствами пожарной сигнализации должно обеспечивать выдачу сигнала о пожаре с указанием конкретного помещения, иметь датчики обнаружения возгорания, от которых должны выдаваться сигналы на открытие запорно-пусковых органов подачи воды и срабатывании системы пожаротушения на центральный пульт управления.

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

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;

- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.
-

7.3.1 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Система противопожарного водоснабжения на ГЭС должна быть самостоятельной. Выполнение наружной и внутренней систем противопожарного водоснабжения определяется проектом.

Объектами водяного пожаротушения на проектируемой ГЭС являются:

- Гидрогенераторы СВ-850/190-40: –4 шт;
- Силовые трансформаторы ТДЦ 125000/220-У1 – 4шт;
- Кабельные сооружения ОРУ 220кВ;
- Подпультные помещения;

При возникновении пожара запуск насосов в насосных станциях автоматического пожаротушения производится автоматически по падению давления в системе при открывании любого пожарного крана и дистанционно со щита управления.

На генераторах ГЭС в случае возгорания обмоток статора в результате КЗ устанавливаются защиты, которые автоматически сигнализируют о наличии возгорания.

В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода.

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 монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Число оросителей определяется типом трансформатора и площадью поверхности трансформатора. Обычно принимается расход 0,2 л/сек на 1 м². В качестве огнегасящего вещества используется вода. Трансформаторы в случае возникновения пожара оборудованы аварийными клапанами слива масла и специальными емкостями для масла – «маслоуловителями или маслоприемниками».

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

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

7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

В период строительства должны быть предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по уменьшению воздействия строительства на окружающую среду. Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища;
- трансформация ландшафтов;
- климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и очистка территории.
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить очистку территории от остатков строений и мусора. Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности. При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

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

7.5 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Для строительства гидротехнических сооружений общий объем выемки мягкого грунта составит 164000 м³, выемка скального грунта 55000 м³, также при наполнении водохранилища будет затоплена площадь 95,7 кв. км при объеме 1,88 куб.км, преимущественно, горной местности, необходимо предусмотреть мероприятия, не нарушающие экологию местности. Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 97 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

7.6 Отходы, образующиеся при строительстве

В период эксплуатации Чусовой ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизельгенераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

1. Регулирование водного режима;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

7.7 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки к строительству, процессу строительства, монтажа оборудования ГЭС, эксплуатации ГЭС должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 г (изменён 13.07.2015 г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах;

- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспыливания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.8 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.11.2007 года № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74-ФЗ от 03.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновывается граница водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, также определяются комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.11.2007 года № 800 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горюче-смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным водоохранной зоной запрещается:

- распашка земель;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

7.9 Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме этого, для обеспечения собственных нужд ГЭС требуется потребление определённого объёма воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки, отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

1. Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
2. Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;
3. Сточные производственные воды сбрасывать в водоём незагрязненными;
4. Хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоём очищать и хлорировать;
5. Твёрдые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

8.Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Электричество это уникальный товар, так как она не может быть накоплена и её реализация должна осуществляться мгновенно, по мере производства. Оценка объёмов продаж представлена в таблице 8.1:

Таблица 8.1 – Оценка объёмов продаж впервые годы выпуска электроэнергии

Наименование	Год			
	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность, МВт	348,00	348,00	348,00	348,00
Число часов использования установленной мощности, ч	5 890,00	5 890,00	5 890,00	5 890,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	2 049 720,00	2 049 720,00	2 049 720,00	2 049 720,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,00	1,00	1,00	1,00
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	20 497,20	20 497,20	20 497,20	20 497,20
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	2 029 222,80	2 029 222,80	2 029 222,80	2 029 222,80
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1 286,00	1 318,00	1 349,00	1 379,00
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	2 609 580 520,80	2 674 515 650,40	2 737 421 557,20	2 798 298 241,20
НДС к выручке, тыс.руб.	36 244 173,90	37 146 050,70	38 019 743,85	38 865 253,35

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- Амортизационные отчисления;
- Расходы по страхованию имущества;
- Эксплуатационные расходы;
- Расходы на ремонт производственных фондов;
- Расходы на услуги регулирующих организаций;
- Налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Период расчета в программе 300 месяцев, период окупаемости 72 месяца.

Эксплуатационные расходы на уровне представлены в таблице 8.2:

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла в первые годы эксплуатации

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	88 809 600
Прочие расходы	274,0	95 352 000
Итого	-	184 161 600

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9), таблица 8.3:

Таблица 8.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб
ОАО"СО-ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	47 112 240,00
ОАОАТС(администраторторговойсистемы)	0,001097 тыс.руб./МВт*ч	4 712 712,00
ОАОЦФР(центрфинансовыхрасчетов)	0,00032 тыс.руб./МВт*ч	1 374 720,00
Итого	-	53 199 672,00

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Подкаменная Тунгуска составляет 4,8руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии приведены в таблице 8.4:

Таблица 8.4 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии, руб.

Наименование	Год реализации проекта			
	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления	261 212 534, 39	313 585 575, 31	314 987 622, 57	314 987 622, 57
Расходы на страхование	146 369 669, 37	172 229 636, 02	169 431 204, 04	166 407 322, 86
Эксплуатационные затраты	184 161 600, 00	184 161 600, 00	184 161 600, 00	184 161 600, 00
Расходы на ремонт производственных фондов	13 722 156,5 0	16 146 528,3 8	15 884 175,3 8	15 600 686,5 2
Расходы на услуги регулирующих компаний	53 199 672,0 0	53 199 672,0 0	53 199 672,0 0	53 199 672,0 0
Налог на воду	18 902 400,0 0	20 620 800,0 0	20 620 800,0 0	20 620 800,0 0
Итого	677 568 032, 27	759 943 811, 71	758 285 073, 99	754 977 703, 95

Структура текущих затрат по гидроузлу представлена на рисунке 8.2:

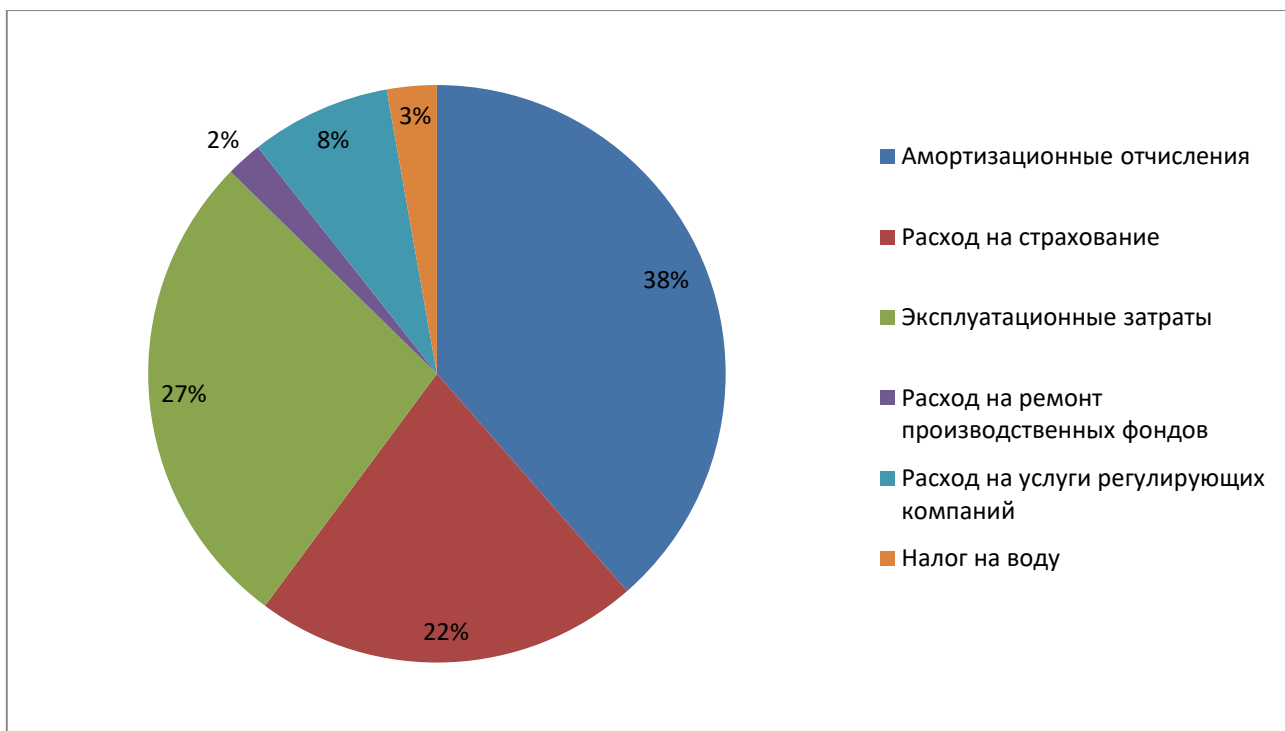


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Чусовой ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль–20%;
- НДС–20%;
- Взносы в социальные фонды–34%;
- Налог на имущество–2,2%
- Налог на воду на 1 тыс.кВт·ч–4,8руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Наименование	Годреализациипроекта			
	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб.	90,34	540,39	601,47	665,19
НДС, млн.руб.	960,60	1024,26	1035,78	1044,83
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	23,94	23,94	23,94	23,94
Налог на имущество, млн.руб	383,37	376,44	369,51	362,58

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена для целевого варианта в таблице 8.6:

Таблица 8.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка(нетто),млн.руб.	4700,12	4816,65	4929,55	5044,51	5128,32
Текущие расходы,млн.руб.	677,57	759,94	758,28	754,98	751,67
ЕВИТДА(Валовая прибыль),млн.руб.	4022,55	4056,71	4171,26	4289,53	4376,65
Скорректированный налог на прибыль,млн.руб.	804,51	811,34	834,25	857,90	875,33
НОПАТ(Чистая прибыль),млн.руб.	3218,04	3245,36	3337,01	3431,62	3501,32
Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Объём чистой прибыли зависит от объёма валовой прибыли и величины налогов, и растёт по мере увеличения выработки электроэнергии, что показано на рисунке 8.4:

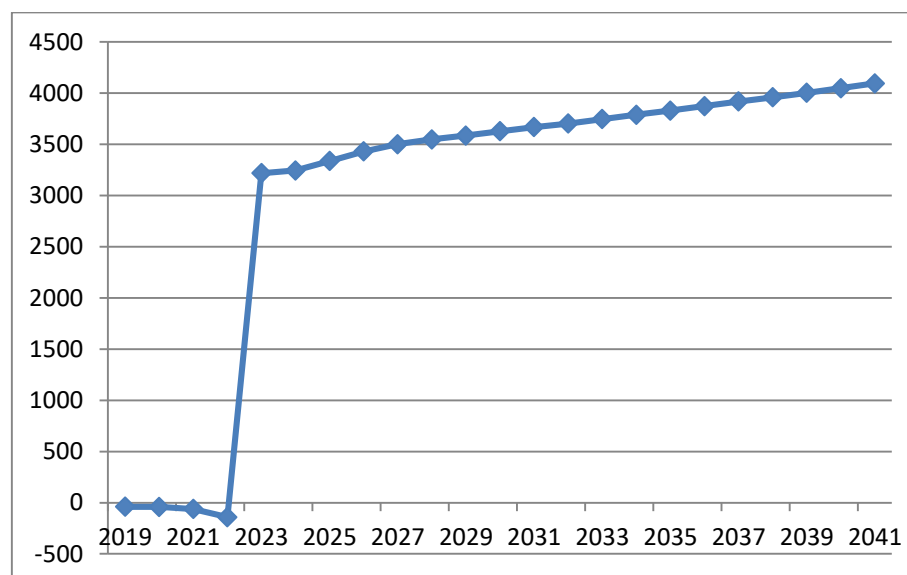


Рисунок 8.4 – Чистая прибыль, млн. руб.

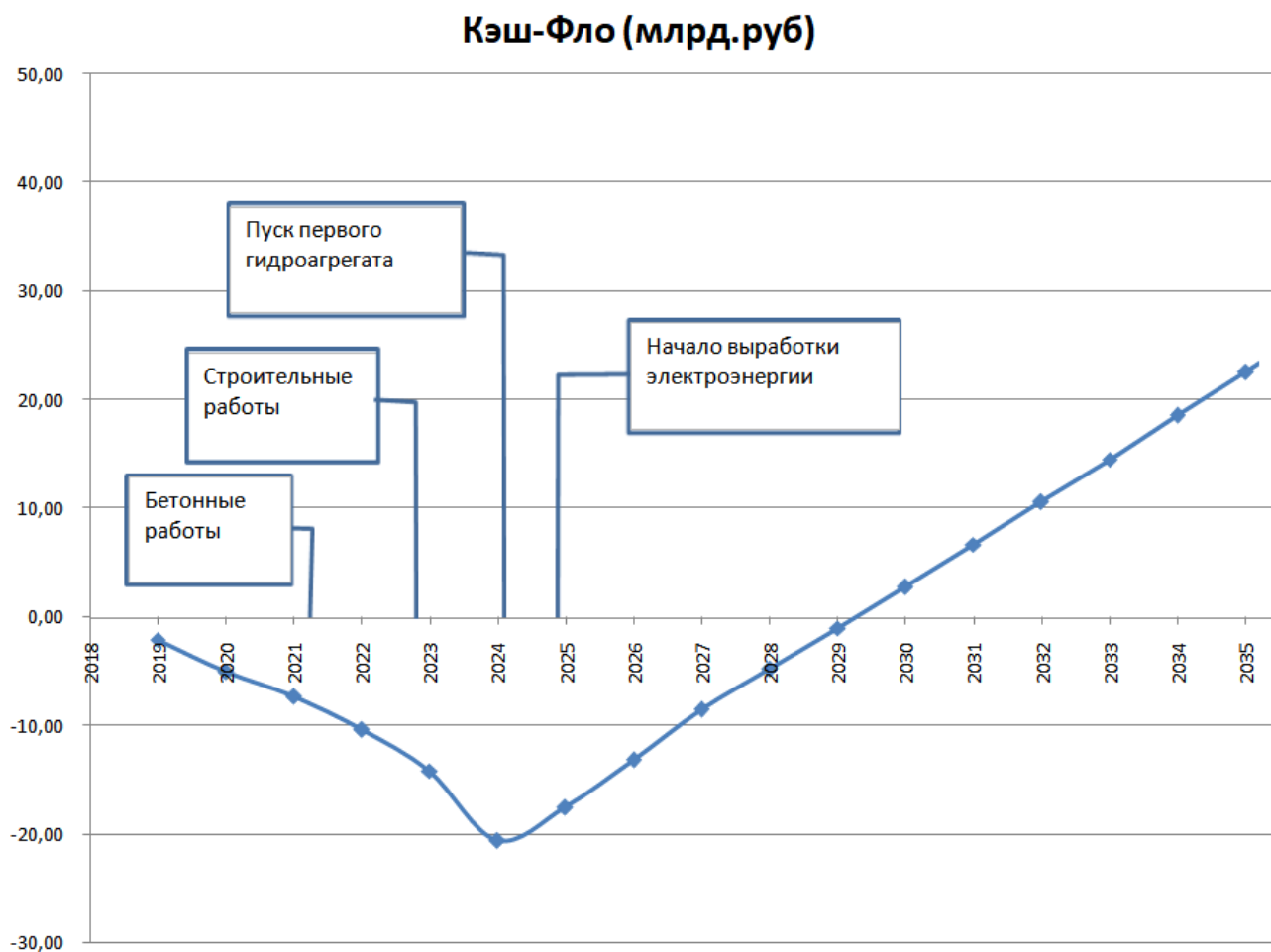


Рисунок 8.5– Кэш-Фло (млрд.руб)

8.5 Показатели эффективности проекта

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Критерии эффективности инвестиций приведены в таблице 8.7:

Таблица 8.7 – Эффективность инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	124
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	2406,09
Индекс прибыльности - PI	1,17
Себестоимость руб./кВт·ч	0,18
Удельные капиталовложения, руб/кВт	61576,83

8.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2025	2026	2027	2028	2029
Налоговые поступления, млн. руб.	887,43	1252,68	1257,05	1274,07	1285,28
В Федеральный бюджет, млн. руб.	621,26	842,77	866,32	890,69	908,84
В региональный бюджет, млн. руб.	266,18	409,90	390,73	383,37	376,44

8.7 Анализ чувствительности

Инвестиции – вложения капитала с целью получения прибыли. Инвестиции являются неотъемлемой частью современной экономики. От кредитов инвестиции отличаются степенью риска для инвестора (кредитора) — кредит и проценты необходимо возвращать в оговорённые сроки независимо от прибыльности проекта, инвестиции (инвестированный капитал) возвращаются и приносят доход только в прибыльных проектах. Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Выручка (оборот, объём продаж) — количество денежных средств или иных благ, получаемых компанией за определённый период её деятельности, в основном за счёт продажи товаров или услуг своим клиентам.

Влияние выбранных показателей на изменение чистого приведенного дохода показано на следующих рисунках 8.7 – 8.10:



Рисунок 8.5–Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов, млрд. руб.

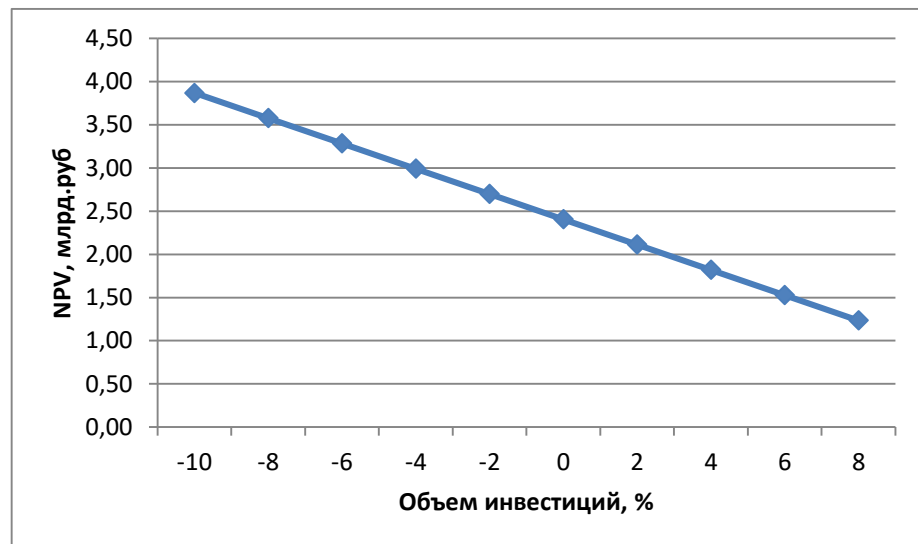


Рисунок 8.6– Сумма NPV в зависимости от изменения объёма инвестиций, млрд. руб.

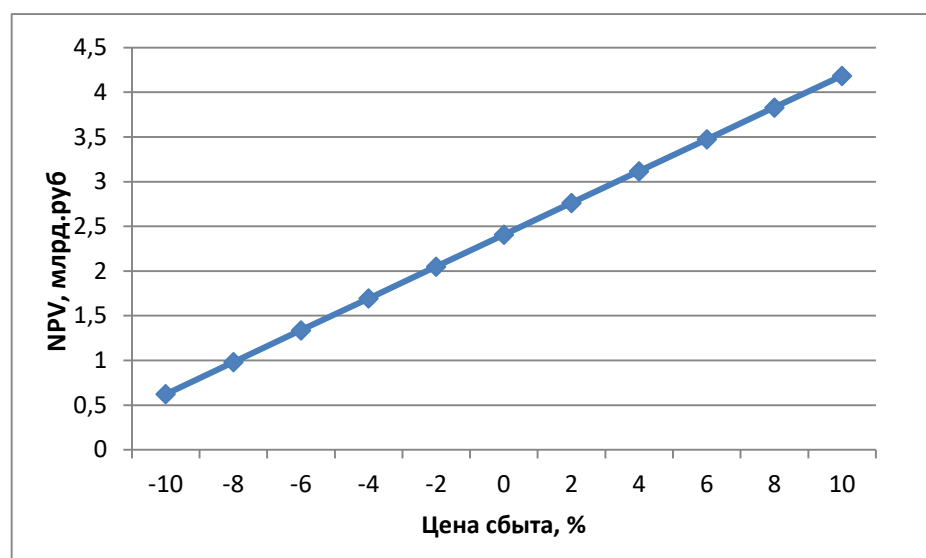


Рисунок 8.7– Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта, млрд. руб.

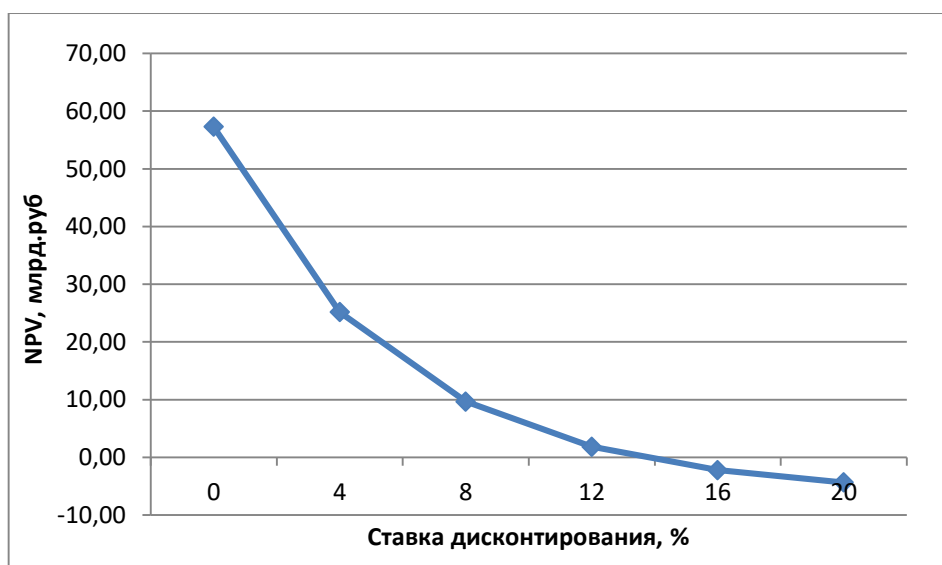


Рисунок 8.8– Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования, млрд. руб.

Таблица 8.9 - Основные экономические показатели

Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	124
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	2406,09
Индекс прибыльности - PI	1,17
Себестоимость руб./кВт·ч	0,18
Удельные капиталовложения, руб/кВт	61576,83

9. Заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, способы защиты оборудования и людей.

9.1 Общие сведения

Исследования характеристик заземляющих устройств с самого начала развития теории электрических полей считались одними из сложнейших задач электротехники. Основная трудность заключалась в том, что электрическая структура верхних слоев земли, в которой располагаются заземлители, имеет довольно неоднородное и изменяющееся (в зависимости от сезона) удельное электрическое сопротивление. Степень неоднородности зависит от большого количества факторов: вида почв, геологических пород, колебаний уровней грунтовых вод, количества осадков, температуры и влажности воздуха, вида и количества растительности, хозяйственной деятельности людей и др.

В основе всех разделов теории заземляющих устройств (математического описания их рабочего процесса, методов предпроектных изысканий, расчета, эксплуатационного контроля) лежит модель системы заземлитель — земля. Модель, как известно, должна наиболее полно отражать влияние факторов, определяющих рассматриваемое явление, однако их выделение возможно лишь путем изучения явления. В свою очередь большое влияние на изучение явления оказывает развитие и совершенствование моделей системы.

Заземляющим устройством (ЗУ) принято считать совокупность заземлителя и заземляющих проводников. В зависимости от назначения, ЗУ может выполнять разные функции. В соответствии с ними устройства делят на грозозащитные, рабочие, защитные. Грозозащитные необходимы для заземления стержневых, тросовых громоотводов. Они решают задачу отвода атмосферного тока в землю. Рабочие устройства обеспечивают необходимый режим функционирования электроустановки в стандартных и чрезвычайных условиях. Защитные устройства позволяют при непредвиденном замыкании на нетоковедущие части установки рабочей фазы защитить от поражения электротоком людей, обслуживающих оборудование. Заземление электроустановок может быть многофункциональным. Такие решения позволяют сэкономить ресурсы. Нередко в набор функций устройств входит как обеспечение корректной работы установки, так и защита людей от поражения электрическим током.

9.2 Рабочие и электрозащитные функции заземляющих устройств

Основная рабочая функция заземляющих устройств заключается в обеспечении достаточной для срабатывания релейной защиты проводимости цепи замыкания находящихся под рабочим напряжением частей электроустановки на заземленный корпус или землю.

Поэтому важнейшей электрической характеристикой заземляющего устройства является проводимость заземляющего устройства.

Сопротивление растеканию тока с заземлителя в землю формируется всей зоной растекания тока - объемом земли, начиная от поверхности заземлителя, электрический потенциал ϕ которого при прохождении тока $I_{кз}$ в землю равен ϕ , и до зоны, в которой ϕ практически равен нулю (зона нулевого потенциала).

Электрозащитная функция заземляющего устройства состоит в ограничении до допустимых пределов напряжения, под которое может попасть человек, прикоснувшийся к заземленному корпусу электроустановки (к металлическим конструктивным частям электроустановки, нормально не находящимся под напряжением), во время замыкания фазы на корпус или землю.

Распредустройства (РУ) электрических станций требуют повышенного внимания к состоянию и уровню эксплуатации заземляющих устройств (ЗУ). Последние должны выполнять, по крайней мере, 4 основные функции:

- обеспечение электробезопасности при замыканиях на землю в сетях высокого и низкого напряжений;
- обеспечение взрыво и пожаробезопасности при протекании аварийных токов;
- рабочее заземление сетей высокого и низкого напряжений;
- снижение электромагнитных влияний на вторичные цепи.

9.3 Конструктивное исполнение

Заземлитель - это основной элемент заземляющего устройства, представляет собой одиночный заземляющий электрод или группу электродов (контур заземления), находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через проводящую среду. Для устройства заземлителя применяют угловую сталь, круглую сталь, некондиционные и маломерные трубы. Кроме того, в качестве заземлителей можно использовать стальные конструкции сооружений, свинцовые оболочки кабелей, арматуру железобетонных фундаментов и стен, водопроводные и другие металлические трубопроводы, проложенные в земле, металлические шпунты гидротехнических сооружений, водоводы, закладные части затворов. Причем в этом случае заземлитель должен быть связан с заземляющим контуром электроустановок не менее чем двумя проводниками, присоединенными в различных местах. Это требование не распространяется на опоры воздушных линий, повторное заземление нулевого провода и металлические оболочки кабелей. В грунтах, где усиленную коррозию металла могут вызвать агрессивные грунтовые воды, применяют оцинкованные или омедненные заземлители.

Все виды заземлителей условно делят на две группы. Первая группа - это простые заземлители, состоящие всего из одного электрода. Вторая группа включает сложные заземлители, состоящие из 2-х и более электродов, образующих различные комбинации горизонтальных и вертикальных электродов (стержней, уголков, полос и т.п.). Если все электроды сложного заземлителя расположены горизонтально и образуют в плане замкнутый контур

с внутренними перемычками, то его называют заземляющей сеткой, а при наличии также и вертикальных электродов - комбинированным заземлителем.

Помимо заземления для защиты оборудования очень часто используется зануление. **Защитное зануление** в электроустановках напряжением до 1 кВ - преднамеренное соединение открытых проводящих частей с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с заземленной точкой источника в сетях постоянного тока, выполняемое в целях электробезопасности.

Оборудование любых электрических станций, включая установленные на них понижающие трансформаторы, имеет нулевую точку или нейтраль; В соответствии с требованиями ПУЭ, эта точка обязательно соединяется с местным ЗУ, обустроенным непосредственно на территории подстанции; Заземление выполняется в виде непосредственной связи с грунтом, вследствие чего такая точка называется глухо-заземлённой; Действие этого заземления распространяется на все потребители, подключаемые к данной электрической подстанции через разветвлённую систему электропитания.

- Оборудование любых электрических станций, включая установленные на них понижающие трансформаторы, имеет нулевую точку или нейтраль;
- В соответствии с требованиями ПУЭ, эта точка обязательно соединяется с местным ЗУ, обустроенным непосредственно на территории подстанции;
- Заземление выполняется в виде непосредственной связи с грунтом, вследствие чего такая точка называется глухо-заземлённой;
- Действие этого заземления распространяется на все потребители, подключаемые к данной электрической подстанции через разветвлённую систему электропитания.

Таким образом, до каждого потребителя вместе с фазными проводами подводится так называемая «нулевая защитная» жила, уже заземлённая наглухо на стороне подстанции. Зануление обеспечивает снижение угрозы поражения электротоком при случайном прикосновении к открытым металлическим частям оборудования, вследствие аварии оказавшимся под напряжением. При сравнении и выборе между занулением и заземлением, всегда нужно учитывать, что зануление гарантирует автоматическое отключение повреждённой линии от питающей сети, а заземление – нет.

9.4 Монтаж контуров заземления

Для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители. Если при этом сопротивление заземляющих устройств или напряжение прикосновения имеет допустимые значения, а также обеспечиваются нормированные значения на заземляющем устройстве, то искусственные заземлители должны применяться лишь при необходимости снижения плотности токов, протекающих по естественным заземлителям или стекающих с них. Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно

приводить к их повреждению при протекании по ним токов КЗ или к нарушению работы устройств и механизмов, с которыми они связаны.

Устройство естественных заземлителей не требуется, так как они уже существуют независимо от заземляемой электроустановки. В качестве естественных заземлителей рекомендуется использовать:

- 1) металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей, в том числе железобетонные фундаменты зданий и сооружений, имеющие защитные гидроизоляционные покрытия в неагрессивных, слабоагрессивных и среднеагрессивных средах;
- 2) обсадные трубы буровых скважин;
- 3) проложенные в земле водопроводные и другие металлические трубопроводы, за исключением трубопроводов горючих жидкостей, горючих или взрывчатых газов и смесей;
- 4) металлические шунты гидротехнических сооружений, водоводы, затворы и т.п.;
- 5) металлические оболочки кабелей, проложенных в земле. Если оболочки кабелей служат единственными заземлителями, то в расчете заземляющих устройств они должны учитываться при количестве кабелей не менее двух. Алюминиевые оболочки кабелей не допускается использовать в качестве естественных заземлителей.;
- 6) заземлители опор воздушных линий (ВЛ), соединенные с заземляющим устройством электроустановки при помощи грозозащитного троса ВЛ, если трос не изолирован от опор ВЛ;
- 7) рельсовые пути магистральных не электрифицированных железных дорог и подъездные пути при наличии преднамеренного устройства перемычек между рельсами.
- 8) другие находящиеся в земле металлоконструкции и сооружения

Применение естественных заземлителей значительно уменьшает капиталовложения при проектировании установок, упрощает монтаж оборудования и тд.

Для заземления в электроустановках различных напряжений и различных назначений, но территориально приближенных одна к другой, рекомендуется применять одно общее заземляющее устройство.

Для объединения заземляющих устройств разных электроустановок в одно общее заземляющее устройство следует использовать все имеющиеся в наличии естественные, в особенности протяженные, заземляющие проводники. Их число должно быть не менее двух.

Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок одного или различных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих этих установок: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т. д.

Применение защитного заземления чаще всего требуется на распределительных устройствах (РУ) подстанций. Для этого по периметру подстанции вбиваются в землю вертикальные электроды. В их качестве выступают чаще всего стальные стержни. Затем они опоясываются горизонтальным заземлителем, в качестве которого служит стальная полоса. Присоединение заземляющих магистралей к заземлителям, а также полос связи к заземлителям из труб и стержней, а также угловой стали следует выполнять с использованием сварки. Полосы связи и магистрали заземления сваривают внахлест, длина которой должна быть не меньше двойной ширины полосы при прямоугольном сечении проводников и шести диаметров - при круглом сечении. Сварочный шов накладывают в два слоя по всем сторонам соединения. Прочность сварки проверяют сильными ударами молотка массой 1,5 - 2 кг по сварным швам.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены друг к другу, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать 6х6 м.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

В электроустановках под непосредственным въездом нужно закладывать две-три стальные полосы в форме козырька с постепенным заглублением на 1,5–2 м.

В местах перекрещивания заземляющих проводников с кабелями, трубопроводами, железнодорожными путями, в местах их ввода в здания и в других местах, где возможны механические повреждения заземляющих защитных проводников, эти проводники должны быть защищены.

Места соединения рекомендуется проливать битумом для уменьшения коррозии. При необходимости число вертикальных электродов, равно как и горизонтальных увеличивают

При использовании в качестве заземляющих проводников трубной электропроводки должны быть надежно выполнены металлические соединения

труб друг с другом и с корпусом электрооборудования, в которые они вводятся. Открыто проложенные заземляющие проводники окрашиваются в черный цвет.

В помещениях сухих, без агрессивной среды, заземляющие и нулевые защитные проводники допускается прокладывать непосредственно по стенам.

Во влажных, сырых и особо сырых помещениях и в помещениях с агрессивной средой заземляющие и нулевые защитные проводники следует прокладывать на расстоянии от стен не менее чем 10 мм. Сама магистраль выводится к месту устройства заземления.

На ГЭС для электрооборудования всех напряжений выполняется общее заземляющее устройство. Сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,5 Ом.

В случаях когда распределительное устройство (ОРУ, ЗРУ) находится не совместно с ГЭС, то связь заземляющего устройства здания ГЭС, трансформаторной площадки и плотины с заземляющим контуром распределительного устройства осуществляется кабелем заземления, магистралью заземления и грозозащитными тросами ЛЭП.

В качестве естественного заземлителя используются металлоконструкции здания ГЭС и плотины, имеющие соединения с водой и грунтом.

К заземляющему контуру распределительного устройства присоединяются заземляющие системы трос-опора отходящих воздушных линий.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку 6х6 м.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных (см. ГОСТ 12.1.038). Сопротивление заземляющего устройства при этом определяется по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания на землю.

При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия следует принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. При определении допустимых значений напряжений прикосновения у рабочих мест, где при производстве оперативных переключений могут возникнуть КЗ на конструкции, доступные для прикосновения производящему переключения персоналу, следует принимать время действия резервной защиты, а для остальной территории - основной защиты.

Продольные и поперечные заземлители следует закладывать в грунт на глубину не менее 0,3 м. Для снижения напряжения прикосновения у рабочих мест в необходимых случаях может быть выполнена подсыпка щебня слоем толщиной 0,1-0,2 м.

В случае объединения заземляющих устройств разных напряжений в одно общее заземляющее устройство напряжение прикосновения должно определяться по наибольшему току короткого замыкания на землю объединяемых ОРУ.

При выполнении заземляющего устройства с соблюдением требований, предъявляемых к его сопротивлению или к напряжению прикосновения, дополнительно следует:

прокладывать заземляющие проводники, присоединяющие оборудование или конструкции к заземлителю, в земле на глубине не менее 0,3 м;

прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители (в четырех направлениях) вблизи мест расположения заземляемых нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей.

Внешнюю ограду охранной зоны электроустановок не допускается присоединять к заземляющему устройству.

Если от электроустановки отходят ВЛ 110 кВ и выше, то ограду следует заземлить с помощью вертикальных заземлителей длиной 2-3 м, установленных у стоек ограды по всему ее периметру через 20-50 м. Установка таких заземлителей не требуется для ограды с металлическими стойками и с теми стойками из железобетона, арматура которых электрически соединена с металлическими звеньями ограды. Ограждение следует присоединять к внешнему заземляющему устройству не менее чем в четырех точках.

Для исключения электрической связи внешней ограды с заземляющим устройством расстояние от ограды до элементов заземляющего устройства, расположенных вдоль нее с внутренней, внешней или с обеих сторон, должно быть не менее 2 м. Выходящие за пределы ограды горизонтальные заземлители, трубы и кабели с металлической оболочкой или броней и другие металлические коммуникации должны быть проложены посередине между стойками ограды на глубине не менее 0,5 м. В местах примыкания внешней ограды к зданиям и сооружениям, а также в местах примыкания к внешней ограде внутренних металлических ограждений должны быть выполнены кирпичные или деревянные вставки длиной не менее 1 м.

Питание электроприемников, установленных на внешней ограде, следует осуществлять от разделительных трансформаторов. Эти трансформаторы не допускается устанавливать на ограде. Линия, соединяющая вторичную обмотку разделительного трансформатора с электроприемником, расположенным на ограде, должна быть изолирована от земли на расчетное значение напряжения на заземляющем устройстве.

Эти требования монтажа так же справедливы и для районов с многолетней мерзлотой.

В районах многолетней мерзлоты, кроме рекомендаций, приведенных выше следует:

- 1) помещать заземлители в непромерзающие водоемы и талые зоны;
- 2) использовать обсадные трубы скважин;

3) в дополнение к углубленным заземлителям применять протяженные заземлители на глубине около 0,5 м, предназначенные для работы в летнее время при оттаивании поверхностного слоя земли;

4) создавать искусственные талые зоны.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ, а также до 1 кВ с изолированной нейтралью для земли с удельным сопротивлением более 500 Ом· м, если нет возможности получить приемлемые по экономическим соображениям заземлители, допускается повысить значения сопротивлений заземляющих устройств в $0,002\rho$ раз, где ρ - эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом· м. При этом увеличение сопротивлений заземляющих устройств должно быть не более десятикратного.

Также можно привести и дополнительные требования к устройству цепи заземляющих проводников:

- в них не должно быть разъединяющих приспособлений и предохранителей.
- заземляющие защитные проводники должны быть защищены от химических воздействий.
- использование специально проложенных заземляющих защитных проводников для иных целей не допускается.

9.5 Расчет защитного заземления

Расчет заземления производится для того, чтобы определить сопротивление сооружаемого контура заземления при эксплуатации, его размеры и форму. Как известно, контур заземления состоит из вертикальных заземлителей, горизонтальных заземлителей и заземляющего проводника. Вертикальные заземлители вбиваются в почву на определенную глубину.

Горизонтальные заземлители соединяют между собой вертикальные заземлители. Заземляющий проводник соединяет контур заземления непосредственно с электроцитом. Размеры и количество этих заземлителей, расстояние между ними, удельное сопротивление грунта – все эти параметры напрямую зависят на сопротивление заземления.

Основной **расчет защитного заземления сводится** к определению сопротивления растекания тока заземлителя. Это сопротивление зависит от размеров и количества заземляющих проводников, расстояния между ними, глубины их заложения и проводимости грунта.

Длина заземляющего стержня должна быть не меньше 1.5 – 2 м. (рис. 9.1)

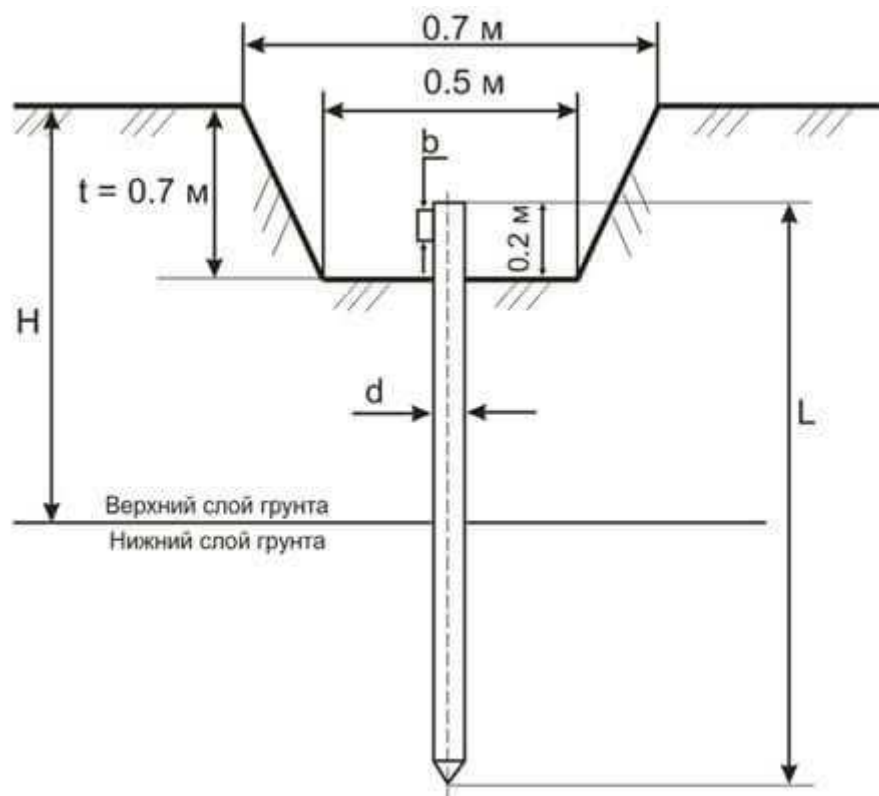


Рис. 9.1 Пример заземляющего стержня

Расстояния между заземляющими стержнями берется из соотношения их длины (рис. 9.4), то есть:

$$a = 1 \cdot L, \text{ или}$$

$$a = 2 \cdot L, \text{ или}$$

$$a = 3 \cdot L$$

(9.1)

Где L - длина одного стержня.

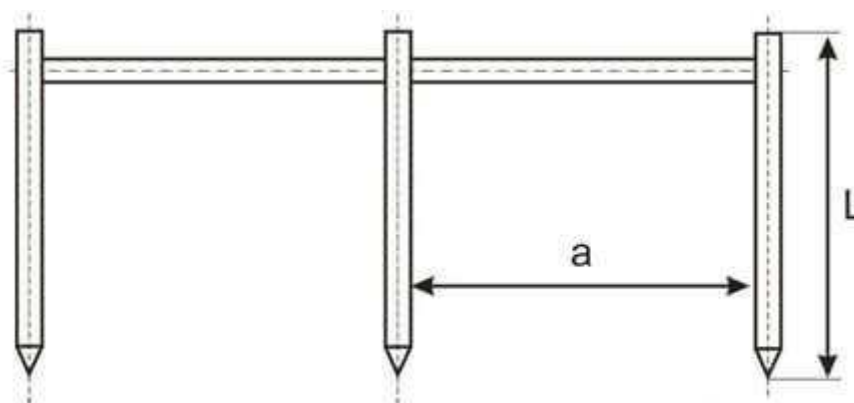


Рис. 9.2 Расстояние между стержнями

В зависимости от позволяющей площади и удобства монтажа заземляющие стержни можно размещать в ряд, либо в виде какой ни будь фигуры (треугольник, квадрат и т.п.).

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня), находится по формуле:

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{экв}}}{2\pi \cdot L} \left(\ln \left(\frac{2L}{d} \right) + 0.5 \ln \left(\frac{4T + L}{4T - L} \right) \right) \quad (9.2)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L – длина стержня, м;

d – его диаметр, м;

T – расстояние от поверхности земли до середины стержня, м.

В случае установки заземляющего устройства в неоднородный грунт (двухслойный), эквивалентное удельное сопротивление грунта находится по формуле:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{\psi \cdot \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot L}{(\rho_1(L - H + t_r) + \rho_2(H - t_r))} \quad (9.3)$$

где – Ψ - сезонный климатический коэффициент (таблица 2);

ρ_1, ρ_2 – удельное сопротивления верхнего и нижнего слоя грунта соответственно, Ом·м (таблица 1);

H – толщина верхнего слоя грунта, м;

t - заглубление вертикального заземлителя (глубина траншеи) $t = 0.7$ м.

Так как удельное сопротивление грунта зависит от его влажности, для стабильности сопротивления заземлителя и уменьшения на него влияния климатических условий, заземлитель размещают на глубине не менее 0.7 м.

Таблица 1: Удельное сопротивление грунта:

Грунт	Удельное сопротивление грунтар, Ом·м
Торф	20
Почва (чернозем и др.)	50
Глина	60
Супесь	150
Песок при грунтовых водах до 5 м	500
Песок при грунтовых водах до 5 м	1000

Таблица 2: Значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта:

Тип заземляющих электродов	Климатическая зона			
	I	II	III	IV
Стержневой (вертикальный)	1.8 ÷ 2	1.5 ÷ 1.8	1.4 ÷ 1.6	1.2 ÷ 1.4
Полосовой (горизонтальный)	4.5 ÷ 7	3.5 ÷ 4.5	2 ÷ 2.5	1.5
Климатические признаки зон				
Средняя многолетняя низшая температура (январь)	от -20+15	от -14+10	от -10 до 0	от 0 до +5
Средняя многолетняя высшая температура (июль)	от +16 до +18	от +18 до +22	от +22 до +24	от +24 до +26

Заглубление горизонтального заземлителя можно найти по формуле:

$$T = \left(\frac{L}{2} \right) + t \quad (9.4)$$

Количество стержней заземления без учета сопротивления горизонтального заземления находится по формуле:

$$n_0 = \frac{R_0 \cdot \psi}{R_H} \quad (9.5)$$

где R_H - нормируемое сопротивление растеканию тока заземляющего устройства, определяется исходя из правил ПТЭЭП (таблица 3).

Таблица 3: Наибольшее допустимое значение сопротивления заземляющих устройств (ПТЭЭП):

Характеристика электроустановки	Удельное сопротивление грунтар, Ом·м	Сопротивление заземляющего устройства, Ом
Искусственный заземлитель к которому присоединяется нейтраль генераторов и трансформаторов, а также повторные заземлители нулевого провода (в том числе во вводах помещения) в сетях с заземленной нейтралью на напряжение, В:	до 100	15
	свыше 100	$0.5 \cdot \rho$
660/380	до 100	30
	свыше 100	$0.3 \cdot \rho$
380/220	до 100	60
	свыше 100	$0.6 \cdot \rho$
220/127	до 100	60
	свыше 100	$0.6 \cdot \rho$

Как видно из таблицы нормируемое сопротивление для нашего случая должно быть не больше 30 Ом. Поэтому R_n принимается равным $R_n = 30$ Ом. Сопротивление растекания тока для горизонтального заземлителя:

$$R_{\Gamma} = 0.366 \left(\frac{\rho_{\text{экс}} \cdot \Psi}{L_{\Gamma} \cdot \eta_{\Gamma}} \right) \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L_{\Gamma}^2}{b \cdot t} \right) \quad (9.6)$$

где L_{Γ} - длина горизонтального заземлителя;

b – длина и ширина заземлителя;

Ψ – коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

η_{Γ} – коэффициент спроса горизонтальных заземлителей (таблица 4).

Длину самого горизонтального заземлителя найдем исходя из количества заземлителей:

$$L_{\Gamma} = a \cdot (n_0 - 1) - \text{в ряд}; \quad L_{\Gamma} = a - \text{по контуру}. \quad (9.7)$$

где a – расстояние между заземляющими стержнями.

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_H}{(R_{\Gamma} - R_H)} \quad (9.8)$$

Полное количество вертикальных заземлителей определяется по формуле:

$$n = \frac{R_0}{R_0 \cdot \eta_B} \quad (9.9)$$

где η_B – коэффициент спроса вертикальных заземлителей (таблица 4).

Таблица 4: Коэффициент использования заземлителей:

Для горизонтальных заземлителей				Для вертикальных заземлителей			
Число электродов	По контуру			Число электродов	По контуру		
	Отношение расстояния между электродами к их длине a/L				Отношение расстояния между электродами к их длине a/L		
	1	2	3		1	2	3
4	0.45	0.55	0.65	4	0.69	0.78	0.85
5	0.4	0.48	0.64	6	0.62	0.73	0.8
8	0.36	0.43	0.6	10	0.55	0.69	0.76
10	0.34	0.4	0.56	20	0.47	0.64	0.71
20	0.27	0.32	0.45	40	0.41	0.58	0.67
30	0.24	0.3	0.41	60	0.39	0.55	0.65
50	0.21	0.28	0.37	100	0.36	0.52	0.62
70	0.2	0.26	0.35	-	-	-	-
100	0.19	0.24	0.33	-	-	-	-
Число электродов	В ряд			Число электродов	В ряд		
	Отношение расстояния между электродами к их длине a/L				Отношение расстояния между электродами к их длине a/L		
	1	2	3		1	2	3
4	0.77	0.89	0.92	2	0.86	0.91	0.94
5	0.74	0.86	0.9	3	0.78	0.87	0.91
8	0.67	0.79	0.85	5	0.7	0.81	0.87
10	0.62	0.75	0.82	10	0.59	0.75	0.81
20	0.42	0.56	0.68	15	0.54	0.71	0.78
30	0.31	0.46	0.58	20	0.49	0.68	0.77
50	0.21	0.36	0.49	-	-	-	-
65	0.2	0.34	0.47	-	-	-	-

Рис. 9.3 Таблица коэффициентов использования заземлителей

Коэффициент использования показывает как влияют друг на друга токи растекания с одиночных заземлителей при различном расположении последних. При соединении параллельно, токи растекания одиночных заземлителей оказывают взаимное влияние друг на друга, поэтому чем ближе расположены друг к другу заземляющие стержни тем общее *сопротивление заземляющего контура больше*.

Полученное при расчете число заземлителей округляется до ближайшего большего.

Расчет заземления по указанным выше формулам можно автоматизировать воспользовавшись для расчета специальной программой «Электрик v.6.6»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основываясь на полученные исходные данные, был спроектирован Тунгусский гидроузел, с рядом определённых параметров.

На первом этапе проектирования был произведён водно-энергетический расчёт, в ходе которого была проведена работа по анализу графиков суточной нагрузки энергосистемы, в которой проектируется ГЭС, с учётом этого, основываясь на гидрологические данные был произведён расчёт, результатом которого является установленная мощность станции $N_{ГЭС} = 348 \text{ МВт}$, полный объём водохранилища составляет $V = 7 \text{ км}^3$, месяцем начала сработки назначается октябрь.

После этого был произведён выбор турбинного и вспомогательного оборудования. Было проведено сравнение ряда турбин, подходящих по условиям эксплуатации, но в результате сравнения, была выбрана поворотно - лопастная турбина ПЛ-60-В-530 как самый оптимальный вариант. Основные характеристики турбины:

- Диаметр рабочего колеса $D_1 = 5,3 \text{ м}$;
- КПД в точке оптимума $\eta_{\text{опт}} = 94\%$;
- КПД в расчётной точке $\eta_{\text{расч}} = 93,3\%$;
- Установленная мощность турбины $N_{\text{УСТ}} = 87 \text{ МВт}$;
- Расчётный расход через турбину $Q_{\text{расч}} = 131,37 \text{ м}^3 / \text{с}$;
- Синхронная частота вращения турбины $n_c = 150 \text{ об} / \text{мин}$;
- Высота отсасывания $H_s = -0,22 \text{ м}$;

Так же для этой турбины был выбран гидрогенератор СВ-850/190-40 с номинальными параметрами:

- Полная мощность $S_{\text{НОМ}} = 100 \text{ МВА}$;
- Активная мощность $P_{\text{НОМ}} = 90 \text{ МВт}$;
- Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}} = 16,5 \text{ кВ}$;
- Коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,9 \text{ о. е.}$;
- КПД $\eta = 98\%$;

В результате технико-экономических расчётов выбрана структурная схема ГЭС с обычными блоками на напряжении 220 кВ.

В качестве силовых трансформаторов выбраны 4 трансформатора ТДЦ-125000/220-У1. Так же произведен выбор трансформаторов собственных нужд (ТСЗС-4000/15,75 У3) и выбор проводников линий электропередачи (АС 240/32).

Главная схема электрических соединений для РУ 220 кВ - две рабочие системы сборных шин.

В качестве распределительного устройства выбрано ОРУ 220 кВ, которое удовлетворяет всем условиям работы станции.

Составлена нормальная схема электрических соединений станции, в соответствии со всеми принятыми решениями на стадии проектирования.

Также был произведён выбор защит гидрогенератора, составлена матрица отключений защит, выбраны уставки срабатывания для обеспечения селективной защиты генератора без нарушения его нормальной работы. Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно – производственного предприятия «ЭКРА».

Затем выполнено проектирование напорного фронта Чусовой ГЭС. Результатом проектирования является гидротехническое сооружение I класса. В состав напорного фронта входит: глухая левобережная плотина длиной 97,50 м, водосливная плотина длиной 117 м, станционная плотина 78,00 м, правобережная глухая плотина длиной 78,00 м.

В ходе расчётов был определён следующий ряд параметров водосливной плотины: высота плотины составляет 59,2 м, протяжённость водосливно-го фронта равна 117 м, число пролётов для пропуска расчётного расхода 1% обеспеченности равно 6, ширина пролёта равна 19,5 м, удельный расход на водосливе 41,4 м²/с, заложение низовой грани равно 0,75. Гашение энергии потока в нижнем бьефе осуществляется по схеме отброшенной струи носком – трамплином. Также был предусмотрен донный водосброс для полного или частичного опорожнения водохранилища, а так же пропуска наносов.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий был определён сокращённый состав нагрузок, на основании которого выбран оптимальный профиль бетонной плотины. Расчётный коэффициент запаса устойчивости равен 1,36, при этом коэффициент надёжности по ответственности для гидросооружений I класса равен 1,24, что свидетельствует о соответствии требованиям прочности, устойчивости и экономичности сооружения.

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

Выполняя анализ и расчет экономических показателей, был сделан вывод об экономической эффективности строительства Чусовой ГЭС на реке Чусовая, в результате получены следующие показатели:

- Ставка дисконтирования 11,6%;
- Дисконтированный срок окупаемости 124 месяца;
- Чистый приведенный доход 2409,09 млн. руб;
- Индекс прибыльности 1,17;
- Себестоимость электроэнергии 18 коп/кВт·ч;
- Удельные капиталовложения 61576,83 руб/кВт;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. – Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
9. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.
12. Каталог трансформаторов «СВЭЛ» [Электронный ресурс] // АО «Группа СВЭЛ». – Режим доступа: <http://www.svel.ru>.
13. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

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

15.Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

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

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

18.Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.

19.Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа:<http://www.kondensator.su>.

20.СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

21.Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>

22.СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

23.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.

24.СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.

25. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.

26. 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.

27. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

28. 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.

29. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
30. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
31. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва :ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
32. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва :ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
33. Владиславлев, Л. А. Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций / Л. А. Владиславлев. 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергия, 1972. – 176 с.
- 34.«СТО 17330282.27.140.010-2008. Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования»– Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 46 с.
- 35.ГОСТ ИСО 10816-1-97 Вибрация. Контроль состояния машины по результатам измерений вибрации на не вращающихся частях. Ч.1. Общие требования. – Введ. 01.07.1999. – Москва : Госстандарт России, 1997. – 24 с.
36. ГОСТ 26044-83 Вибрация. Аппаратура для эксплуатационного контроля вибрационного состояния энергетических гидротурбинных агрегатов. Общие технические требования. – Введ. 01.01.1990. – Москва : Госкомитет СССР по стандартам, 1990.
37. СТО 56947007 – 29.240.014 – 2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжение 6-750 кВ. – Введ. 2008 – 04 – 18 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. -12с.
38. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
39. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная версия СНиП 2.06.06-85 - М.: ФГУП
40. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.1. - 584 с.
41. Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

 М. В. Кочетков

подпись


«13» июня 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника


**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧУСОВОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧУСОВАЯ.
ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ КОНТУРЫ ГЭС И РУ - КОНСТРУКТИВНОЕ
ИСПОЛНЕНИЕ, СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ И ЛЮДЕЙ**

Руководитель

 зав. каф. ГТЭЭС
подпись, дата 14.06.19 должность

Кочетков М.В.
фамилия, инициалы

Выпускник

 14.06.19
подпись, дата

Карасев К.А.
фамилия, инициалы

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чусовой ГЭС на реке Чусовая. Заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, способы защиты оборудования и людей».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты	<u>Зайд 06.06.19</u> подпись, дата	<u>В.Ю. Замеев</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Ашев 06.06.19</u> подпись, дата	<u>А.В. Масиенко</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Тур 09.06.19</u> подпись, дата	<u>А.В. Толстова</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>Сф 13.06.19</u> подпись, дата	<u>А.В. Шаронов</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Сф 13.06.19</u> подпись, дата	<u>Т.А. Лобина</u> инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	<u>Сф 13.06.19</u> подпись, дата	<u>В.В. Тарасов</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	<u>Сф 13.06.19</u> подпись, дата	<u>В.А. Карпов</u> инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	<u>Сф 11.06.19</u> подпись, дата	<u>В.В. Ланасова</u> инициалы, фамилия
<u>Консультант</u>	_____	_____
Нормоконтролер	<u>Сф 16.06.19</u> подпись, дата	<u>А.А. Тетерин</u> инициалы, фамилия