

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАРАНАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СУЛАК.
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНАЯ ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ. ДФЗ-201
тема

Руководитель

подпись, дата

Канд. техн. наук, доцент,
доцент кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенского
филиала СФУ

ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

И.И. Литвинов
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.А. Васин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Каранайской ГЭС на реке Сулак. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий электропередачи напряжением 110-220 кВ. ДФЗ-201».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КАРАНАЙСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Общая часть.....	10
1.1 Климат.....	10
1.2 Гидрологические данные.....	10
1.3 Инженерно-геологические условия.....	13
2 Водно-энергетические расчеты.....	15
2.1 Регулирование стока воды.....	15
2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов.....	15
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	16
2.1.3 Выбор расчетных гидрографов.....	19
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов.....	21
2.2.1 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	21
2.2.2 Баланс энергии.....	21
2.2.3 Водно-энергетический расчет в маловодном году.....	23
2.2.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования.....	24
2.2.5 Баланс мощностей.....	25
2.2.6 Определение установленной мощности.....	26
2.2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году.....	26
3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование ..	27
3.1 Выбор числа и типа агрегатов.....	27
3.1.1 Построение режимного поля.....	27
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ..	28
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	33
3.3 Расчет и построение плана металлической спиральной камеры.....	35
3.4 Выбор типа серийного генератора.....	38
3.5 Выбор вспомогательного оборудования.....	38
4 Электрическая часть.....	39
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	39
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	39
4.2.1 Выбор синхронного генератора.....	39
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками.....	40
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединенным блоком.....	42
4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	43
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	44

4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	45
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	47
4.6	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	48
4.6.1	Расчет исходных данных	48
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	49
4.7	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	50
4.8	Выбор и проверка электрооборудования	51
4.8.1	Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 10,5 кВ	51
4.8.2	Выбор разъединителей на генераторное напряжение 10,5 кВ	52
4.8.3	Выбор трансформаторов тока на генераторное напряжение 10,5 кВ	53
4.8.4	Выбор генераторного анализатора и синхронизатора	53
4.8.5	Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 110 кВ	54
4.8.6	Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 110 кВ	54
4.9	Выбор вспомогательного электрооборудования	55
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	55
5.1	Технические данные защищаемого оборудования	55
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор	56
5.3	Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор	57
5.4	Описание защит и расчет их уставок	59
5.4.1	Расчет уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > TB$), ($I >> TB$)	59
5.4.2	Продольная дифференциальная защита ($I \Delta G$)	63
5.4.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))	66
5.4.4	Защита от повышения напряжения ($U1 >$), ($U2 >$)	68
5.4.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)	68
5.4.6	Защита от симметричных перегрузок ($I1$)	72
5.4.7	Дистанционная защита генератора ($Z1 <$), ($Z2 <$)	74
5.4.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	77
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	79
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	79
6	Компоновка и сооружения гидроузла	79
6.1	Назначение класса ГТС	79
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	79
6.2.1	Определение отметки гребня плотины	79
6.2.2	Определение ширины водосливного фронта	81

6.2.3	Определение отметки гребня водослива	82
6.2.4	Проверка пропуска поверочного расчетного расхода	83
6.2.5	Построение профиля водосливной грани	84
6.2.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	86
6.2.7	Расчет свободно отброшенной струи	87
6.2.8	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы	88
6.3	Конструирование плотины	89
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	89
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	90
6.3.3	Быки	90
6.3.4	Устои	90
6.3.5	Галереи в теле плотины	90
6.3.6	Основные элементы плотины	91
6.4	Определение основных нагрузок на плотину	91
6.4.1	Вес сооружения и затворов	91
6.4.2	Сила гидростатического давления воды	92
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления	92
6.4.4	Сила фильтрационного давления	92
6.4.5	Давление грунта	93
6.4.6	Волновое давление	93
6.5	Оценка прочности плотины	93
6.6	Критерии прочности плотины и ее основания	96
6.7	Обоснование устойчивости плотины	96
7	Мероприятия по охране окружающей среды	97
7.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	97
7.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	99
7.3	Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период	100
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве	101
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	102
8	Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда	102
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений	102
8.2	Опасные производственные факторы, действующие на предприятии ...	103
8.3	Охрана труда Каранайской ГЭС. Общие положения	104
8.4	Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи	107
8.5	Пожарная безопасность	107
8.5.1	Общие требования к пожарной безопасности	107
8.5.2	Объекты водяного пожаротушения	109
8.5.3	Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования	111
8.5.4	Пожарная безопасность в аккумуляторных установках	112

9	Технико-экономические показатели	113
9.1	Оценка объемов реализации энергии и расходов	113
9.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	113
9.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	113
9.1.3	Налоговые расходы.....	116
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	117
9.3	Анализ денежных потоков	118
9.4	Оценка инвестиционного проекта.....	119
9.4.1	Методология, исходные данные и оценка инвестиционного проекта	119
9.4.2	Показатели коммерческой эффективности проекта.....	120
9.4.3	Бюджетная эффективность	120
9.5	Анализ чувствительности.....	121
10	Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий электропередачи напряжением 110-220 кВ. ДФЗ-201.....	123
10.1	Принцип действия дифференциально-фазной защиты.....	123
10.2	Основные органы дифференциально-фазной защиты и их особенности	125
10.3	Искажение фаз сравниваемых токов.....	126
10.4	Дифференциально-фазная защита типа ДФЗ-2.....	127
10.5	Программные способы расчета мест повреждений ВЛ	127
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	131
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	135
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	139
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	145

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КАРАНАЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Сулак;
2. Наименование ГЭС..... Каранайская;
3. Местонахождение ГЭС..... республика Дагестан;
4. Тип проектируемой установки..... ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний..... 176 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 0,1%..... 725 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,01%..... 788 м³/с;
 - г) минимальный..... 60 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... годичный;
 - б) отметка НПУ..... 423,00 м;
 - в) отметка ФПУ..... 424,00 м;
 - г) отметка УМО..... 398,27 м;
 - д) объем водохранилища полный..... 2,625 м³;
 - е) объем водохранилища полезный..... 1,72 м³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 76,86 м;
 - б) расчетный..... 62,92 м;
 - в) минимальный..... 49,48 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность..... 148 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии..... 855 млн. кВт·ч;
9. Размеры плотины (общая длина):
 - а) левобережная глухая бетонная плотина..... 248 м;
 - б) станционная часть..... 69 м;
 - в) водосбросная часть..... 42 м;
 - г) правобережная глухая бетонная плотина..... 220 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролетов..... 2x8 м;
 - б) общая длина..... 22 м;
 - в) максимальная высота..... 73 м;
 - 10.2 Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения..... 2, круглое;
 - б) размеры сечения..... 2,0 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания..... приплотинное;
 - б) число агрегатов..... 3;
 - в) грунт основания..... гранит;
 - г) тип спиральной камеры..... металлическая;
 - д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;

12. Основное оборудование:

- а) тип турбин..... ПЛД90-В45-355;
- б) тип генератора..... СВ-735/115-30;
- в) номинальная активная мощность генератора..... 50,5 МВт;
- г) частота вращения..... 200 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТД-63000/110;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости..... 156 месяцев;
- б) себестоимость электроэнергии..... 0,17 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения..... 102,91 тыс. руб/кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электроэнергии является обязательным условием существования человечества. В настоящее время количество потребителей электрической энергии стремительно растет за счет развития технологий, поэтому необходимо наращивать генерирующие мощности. Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях различного типа.

Гидроэлектростанции занимают фундаментальное место в современных энергосистемах, выполняя основную роль регулирования их параметров в нестабильных режимах, а также покрывая пиковые части графиков нагрузки.

Основными проблемами в топливно-энергетическом комплексе республики являются:

- ограниченность ввода в действие новых производственных мощностей во всех отраслях топливно-энергетического комплекса области при недостаточных предложениях со стороны инвесторов;

- повышенная зависимость топливно-энергетического комплекса области от состояния централизованного рынка энергоресурсов, незначительное использование альтернативных традиционным видов топлива для производства тепловой и электрической энергии.

Основными факторами, которые могут положительно повлиять на развитие топливно-энергетического комплекса республики, являются:

- удобное географическое положение и комфортные природно-климатические условия, незначительная удаленность от крупнейших научно-производственных центров России, доступность автомобильного, железнодорожного транспорта, выгодная логистика, наличие на территории области федеральных трасс и объектов транспортировки энергоресурсов;

- обеспечение потребителей энергоресурсами всех видов при приоритете наличие местных видов возобновляемых топливно-энергетических ресурсов.

Из перечисленных выше проблем и факторов можно сделать вывод, что создание на территории области ГЭС повлечет за собой сугубо положительный эффект и способствует развитию топливно-энергетического комплекса.

Целью данной работы является: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Каранайской ГЭС на реке Сулак, а также проработка специального вопроса – «Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий электропередачи напряжением 110-220 кВ. ДФЗ-201».

1 Общая часть

1.1 Климат

В районе строительства гидроузла: умеренно континентальный, близкий к морскому, для которого характерны избыточное увлажнение, нежаркое лето, теплая продолжительная осень, умеренно-мягкая зима и прохладная затяжная весна.

Среднегодовая температура воздуха +10,4 °С.

Наибольшее количество осадков – в летние месяцы, наименьшее – в январе-марте. Годовое количество осадков 455 мм.

1.2 Гидрологические данные

Среднемноголетний расход реки составляет 176 м³/с. Питание реки Сулак имеет смешанный характер.

Основными притоками реки Сулак являются:

- река Ахсу;
- река Чвахунбак;
- река Тлар.

Протяженность реки составляет 169 км, площадь бассейна – 15,2 тыс. км².

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Сулак в период 1925-1979 гг. представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Сулак

№ п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год, м ³ /с
1	1925	31	32	47	120	284	456	274	166	130	101	90	32	147
2	1926	40	43	49	95	268	374	467	363	167	159	103	68	183
3	1927	49	50	52	119	417	423	280	194	122	87	77	57	161
4	1928	42	45	45	164	301	564	431	334	160	147	105	74	201
5	1929	50	53	55	165	484	419	360	208	162	149	73	51	186
6	1930	43	49	49	85	188	424	365	195	118	98	70	55	145
7	1931	41	46	54	120	251	432	543	226	142	89	74	58	173
8	1932	46	48	80	159	399	548	432	345	173	153	113	74	214
9	1933	59	55	54	109	270	305	335	217	155	153	96	74	157
10	1934	50	57	67	83	204	294	402	249	138	87	68	48	146
11	1935	44	47	48	128	319	340	334	239	125	82	68	52	152
12	1936	39	40	40	123	248	335	431	351	153	146	123	77	175
13	1937	54	59	60	120	354	439	468	355	147	108	73	62	192
14	1938	59	64	69	155	398	454	374	295	169	166	107	67	198
15	1939	47	47	54	140	402	420	442	246	150	126	101	70	187
16	1940	49	52	53	163	382	502	436	244	139	138	95	64	193

Окончание таблицы 1.1

№ п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год, м ³ /с
17	1941	55	58	66	168	439	563	316	230	123	100	81	56	188
18	1942	46	47	49	113	509	600	503	346	166	135	115	74	225
19	1943	44	46	57	98	275	525	474	262	164	153	120	78	191
20	1944	55	60	74	149	436	572	544	398	168	130	94	61	228
21	1945	47	48	53	108	325	439	327	184	114	109	69	50	156
22	1946	48	49	55	147	423	487	364	283	167	161	135	79	200
23	1947	41	42	46	108	294	503	271	250	172	164	133	82	176
24	1948	57	64	64	97	356	514	375	234	168	155	85	64	186
25	1949	52	57	64	131	229	259	244	186	124	97	85	57	132
26	1950	45	48	60	104	198	415	346	217	156	148	105	71	159
27	1951	51	54	57	146	326	417	402	196	106	72	52	43	160
28	1952	35	36	37	102	266	388	366	256	145	91	66	52	153
29	1953	43	45	47	100	350	440	345	183	111	79	56	43	153
30	1954	36	37	38	84	263	400	361	308	155	154	89	67	166
31	1955	48	51	53	135	324	498	444	257	163	151	95	73	191
32	1956	53	54	66	131	255	306	305	190	114	89	64	47	139
33	1957	37	39	41	89	313	395	417	250	165	149	83	62	170
34	1958	42	46	49	165	297	503	428	410	169	151	109	75	204
35	1959	59	61	61	171	334	391	343	282	165	124	84	63	178
36	1960	36	42	54	114	215	501	403	305	163	152	107	46	178
37	1961	40	44	59	170	345	553	377	287	168	121	126	55	195
38	1962	50	57	67	115	381	445	486	182	136	102	93	48	180
39	1963	38	40	56	106	316	506	280	259	161	94	89	63	167
40	1964	39	49	63	134	278	584	377	303	168	90	90	49	185
41	1965	36	40	59	135	322	353	297	224	161	153	96	79	163
42	1966	52	56	63	80	291	516	326	278	117	104	77	71	169
43	1967	38	41	45	168	408	544	310	323	154	153	127	67	198
44	1967	38	57	58	136	189	325	330	232	142	102	78	60	147
45	1969	43	48	59	85	363	416	369	251	165	145	65	59	172
46	1970	41	57	66	161	298	489	466	192	150	71	63	61	176
47	1971	45	46	57	143	222	353	294	266	142	120	112	44	154
48	1972	49	52	67	173	343	589	258	209	171	161	81	58	184
49	1973	46	51	71	124	230	348	262	197	137	107	82	60	143
50	1974	44	45	55	92	417	502	323	250	161	111	52	51	175
51	1975	41	41	46	108	199	517	485	188	121	108	73	53	165
52	1976	35	43	60	108	192	454	358	314	149	89	67	53	160
53	1977	43	48	64	140	374	469	325	202	152	126	107	55	175
54	1978	39	51	52	146	183	460	473	218	107	90	60	58	161
55	1979	45	53	72	150	276	329	459	188	155	212	64	55	172
Ср. знач		45	49	57	127	313	447	378	255	148	124	88	60	176

Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности

Параметры	Значения					
	0,01	0,1	0,5	1,0	3,0	$Q_{с.п.}$
$p, \%$	0,01	0,1	0,5	1,0	3,0	$Q_{с.п.}$
$Q_{\max}, \text{м}^3/\text{с}$	788	724	672	647	604	60
УНБ, м	349,85	349,61	349,41	349,31	349,15	345,77

Кривая зависимости отметки нижнего бьефа от расхода водохранилища ($Z_{\text{НБ}} = f(Q)$) представлена на рисунке 1.1.

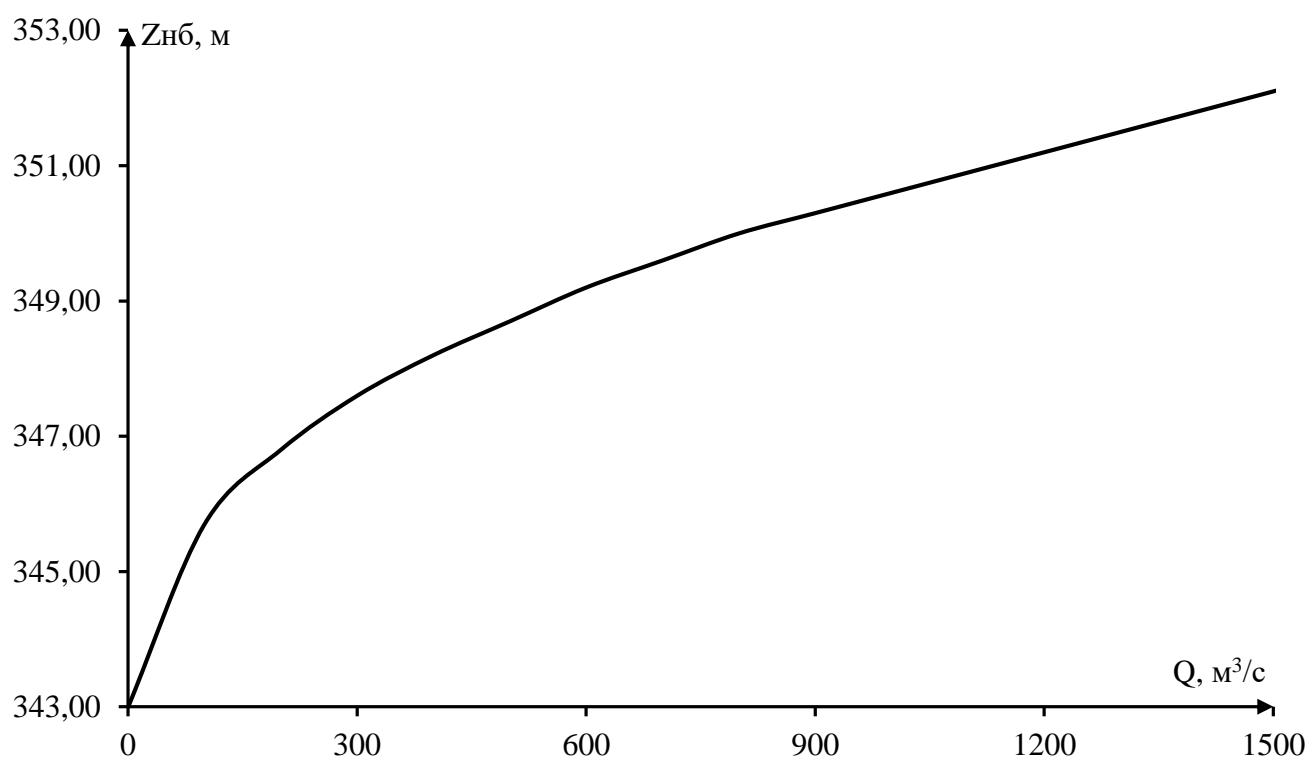


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$

Кривая зависимости отметки верхнего бьефа от объема водохранилища ($Z_{\text{ВБ}} = f(V_{\text{вдхр.}})$) представлена на рисунке 1.2.

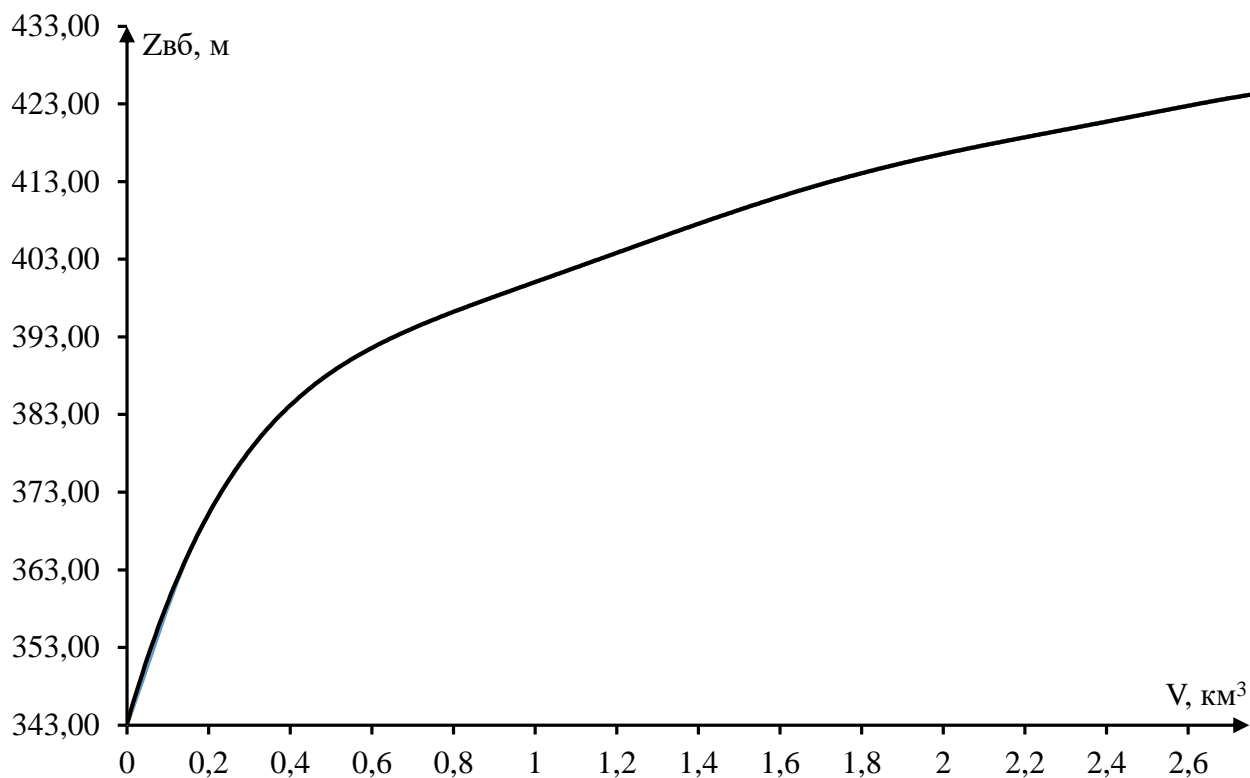


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр.})$

1.3 Инженерно-геологические условия

В районе гидроузла река течет по Главному Сулакскому каньону. Тип грунта основания: скальное основание (алевролит).

Физико-механические свойства грунта:

- удельный вес – 27 кН/м³;
- сцепление (c) – 150 кПа;
- угол внутреннего трения (φ_{zp}) – 38,7°.

Каранайская ГЭС работает в объединенной энергосистеме Юга, в Дагестанском РДУ.

Годовой максимум нагрузки энергосистемы: $P_c^{max} = 1096$ МВт.

Ближайшей существующей ГЭС к проектируемой станции является Чиркейская ГЭС.

Суточные графики нагрузки, совмещенные с интегральными кривыми нагрузки (ИКН) энергосистемы для типичных суток зимнего и летнего сезонов представлены на рисунках 1.3 и 1.4 соответственно.

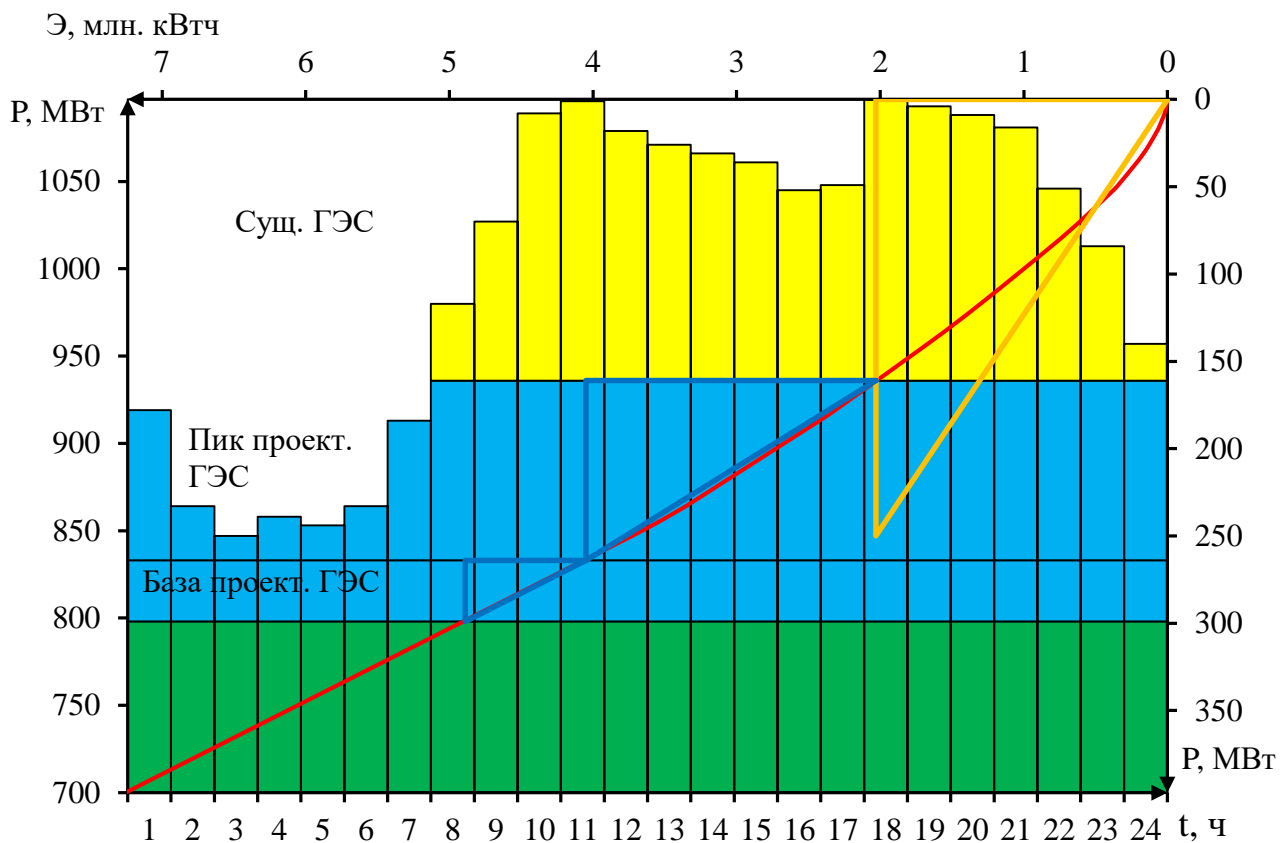


Рисунок 1.3 – Суточный график нагрузки и ИКН для типичных суток января

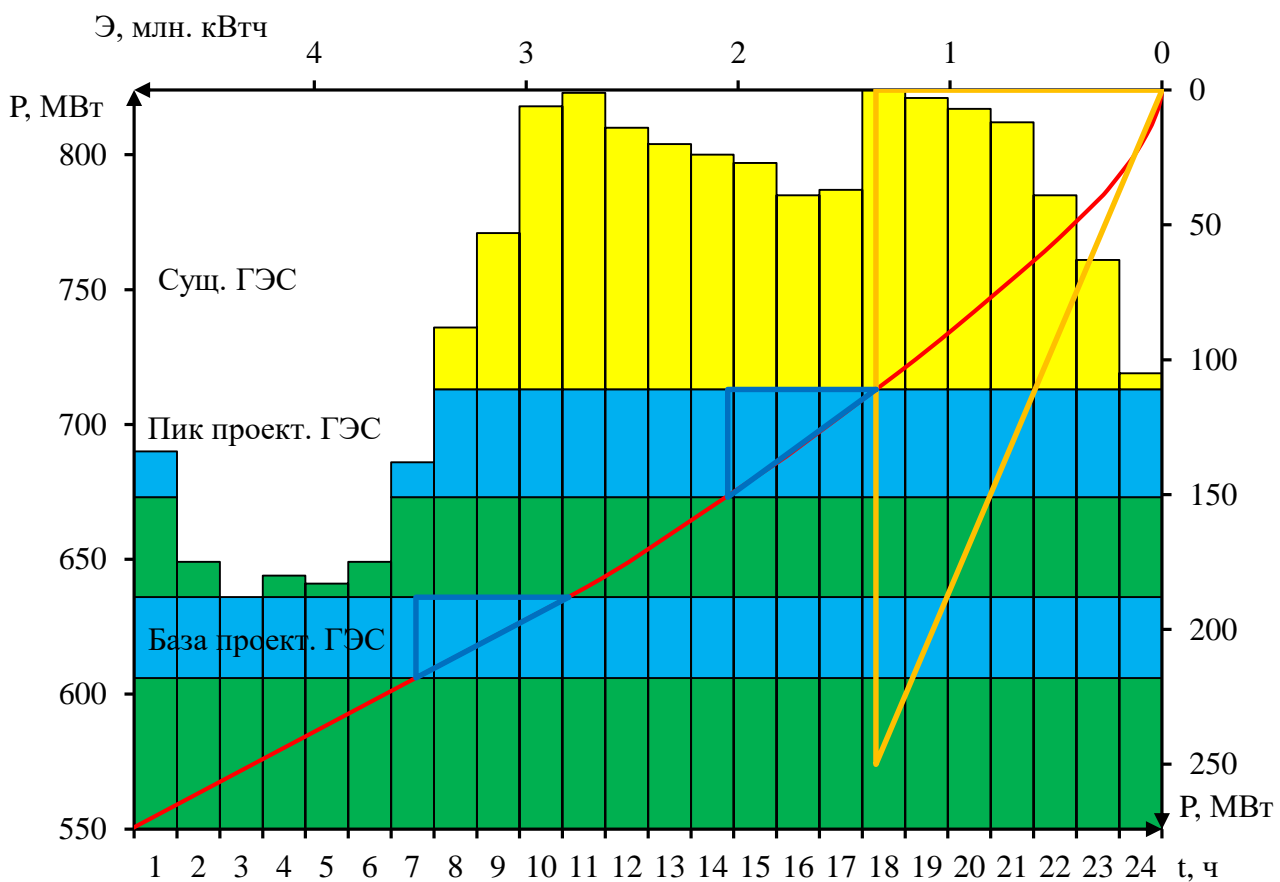


Рисунок 1.4 – Суточный график нагрузки и ИКН для типичных суток июня

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов

Средний многолетний расход вычисляется по формуле 2.1.

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\sum Q}{n}, \quad (2.1)$$

где $\sum Q$ – сумма среднемесячных расходов за 55 лет;
 n – период наблюдений (количество лет).

$$Q_{\text{ср}} = \frac{9557,1}{55} = 173,8 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Затем вычисляем модульные коэффициенты K по формуле 2.2.

$$K = \frac{Q_i}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.2)$$

где Q_i – соответствующее значение расхода, за период наблюдений.

Для проверки вычислений следует помнить, что сумма значений K должна равняться общему числу членов ряда n : $\sum K = n = 55$.

Вычисляем отклонения от середины $(K - 1)$. Для проверки: сумма $(K - 1)$ должна быть равна нулю. Затем подсчитываем $(K - 1)^2$. Далее подсчитываем $(K - 1)^3$.

Контроль построения теоретической кривой обеспеченности расходов выполняется следующим образом по формуле 2.3.

$$p = \frac{m - 0,3}{n + 0,4} \cdot 100\%, \quad (2.3)$$

где m – порядковый номер члена ряда;

n – общее число членов ряда.

Коэффициент вариации вычисляется по формуле 2.4.

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (K - 1)^2}{n}}, \quad (2.4)$$

$$C_{\vartheta} = \sqrt{\frac{0,766}{55}} = 0,12.$$

Коэффициент асимметрии вычисляется по формуле 2.5.

$$C_S = \frac{\sum(K - 1)^3}{n \cdot C_{\vartheta}^3}, \quad (2.5)$$

$$C_S = \frac{0,029}{55 \cdot 0,12^3} = 0,32.$$

Средняя квадратическая ошибка определения коэффициента вариации вычисляется по формуле 2.6.

$$\delta_{C_{\vartheta}} = \pm \frac{\sqrt{1 + 3 \cdot C_{\vartheta}^2}}{\sqrt{2(n - 1)}} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

$$\delta_{C_{\vartheta}} = \pm \frac{\sqrt{1 + 3 \cdot 0,12^2}}{\sqrt{2 \cdot (55 - 1)}} \cdot 100\% = 9,82\%.$$

Данная ошибка незначительная для данного ряда.

Средняя квадратическая ошибка коэффициента асимметрии вычисляется по формуле 2.7.

$$\delta_{C_S} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n}} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot C_{\vartheta}^2 + 5 \cdot C_{\vartheta}^4}}{C_S} \cdot 100\%, \quad (2.7)$$

$$\delta_{C_S} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{59}} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0,12^2 + 5 \cdot 0,12^4}}{0,32} \cdot 100\% = 1,07\%.$$

Данная ошибка считается незначительной.

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья

относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле 2.8.

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.8)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчетов представлены в таблица 2.1. Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

Таблица 2.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности

№ п/п	P, %	Q _{ср.год} , м ³ /с	Год	Q _{меж} , м ³ /с	Год	Q _{пол} , м ³ /с	Год
1	1,3	226,8	1944	59,4	1938	600	1942
2	3,1	222,0	1942	59,2	1959	589	1972
3	4,9	211,7	1932	57,3	1948	584	1964
4	6,7	202,9	1958	54,7	1944	554	1928
5	8,5	201,0	1928	54,6	1941	553	1961
6	10,3	199,6	1946	53,6	1937	552	1944
7	12,1	198,1	1967	53,5	1933	543	1931
8	13,9	197,0	1938	52,3	1966	524	1967
9	15,7	195,4	1961	51,9	1949	518	1932
10	17,5	193,0	1940	50,3	1929	517	1975
11	19,3	190,9	1955	50,1	1968	516	1966
12	21,1	190,8	1937	49,3	1972	514	1948
13	22,9	189,5	1943	48,6	1927	506	1963
14	24,7	187,2	1939	48,6	1940	503	1947
15	26,5	186,0	1948	48,4	1946	501	1960
16	28,3	185,8	1929	48	1934	498	1955
17	30,1	185,4	1964	47,6	1962	489	1970
18	31,9	183,4	1972	47,5	1955	486	1962
19	33,8	183,0	1926	46,9	1939	482	1940
20	35,6	180,1	1962	46,9	1956	474	1929
21	37,4	179,6	1941	46,6	1945	473	1978
22	39,2	178,2	1960	46,4	1973	469	1977
23	41,0	178,1	1959	46,3	1942	468	1937

Окончание таблицы 2.2

m	P, %	Q _{ср.год} , м ³ /с	Год	Q _{меж} , м ³ /с	Год	Q _{пол} , м ³ /с	Год
24	42,8	176,2	1970	45,7	1932	467	1946
25	44,6	175,5	1936	45,4	1979	467	1926
26	46,4	175,5	1947	45,1	1950	459	1979
27	48,2	175,0	1974	44,4	1974	455	1943
28	50,0	174,5	1977	43,9	1943	454	1976
29	51,8	172,9	1931	43,6	1971	453	1941
30	53,6	171,5	1969	43,5	1935	443	1958
31	55,4	170,0	1957	43	1930	442	1939
32	57,2	169,2	1966	42,5	1951	440	1953
33	59,0	167,3	1963	42,5	1953	439	1945
34	60,8	166,0	1954	42,5	1969	436	1925
35	62,6	165,0	1975	42,4	1928	424	1938
36	64,4	163,9	1979	41,6	1958	424	1930
37	66,2	162,9	1965	40,6	1947	423	1927
38	68,1	161,5	1978	40,5	1931	422	1974
39	69,9	161,0	1976	40,5	1970	417	1957
40	71,7	160,6	1927	40,5	1975	417	1951
41	73,5	160,1	1951	40	1926	416	1969
42	75,3	159,4	1950	39,5	1961	415	1950
43	77,1	156,8	1933	39,2	1964	402	1934
44	78,9	156,0	1945	38,9	1936	400	1954
45	80,7	153,6	1971	38,9	1978	391	1959
46	82,5	153,5	1953	38	1963	388	1952
47	84,3	153,3	1952	37,5	1925	361	1936
48	86,1	152,1	1935	37,5	1967	340	1935
49	87,9	146,6	1968	37,5	1977	335	1933
50	89,7	146,4	1925	37,1	1957	330	1968
51	91,5	145,5	1934	36,2	1960	322	1965
52	93,3	144,9	1930	36,2	1965	308	1973
53	95,1	143,9	1973	35,8	1954	306	1956
54	96,9	139,4	1956	35,2	1976	294	1971
55	98,7	131,6	1949	34,9	1952	259	1949

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

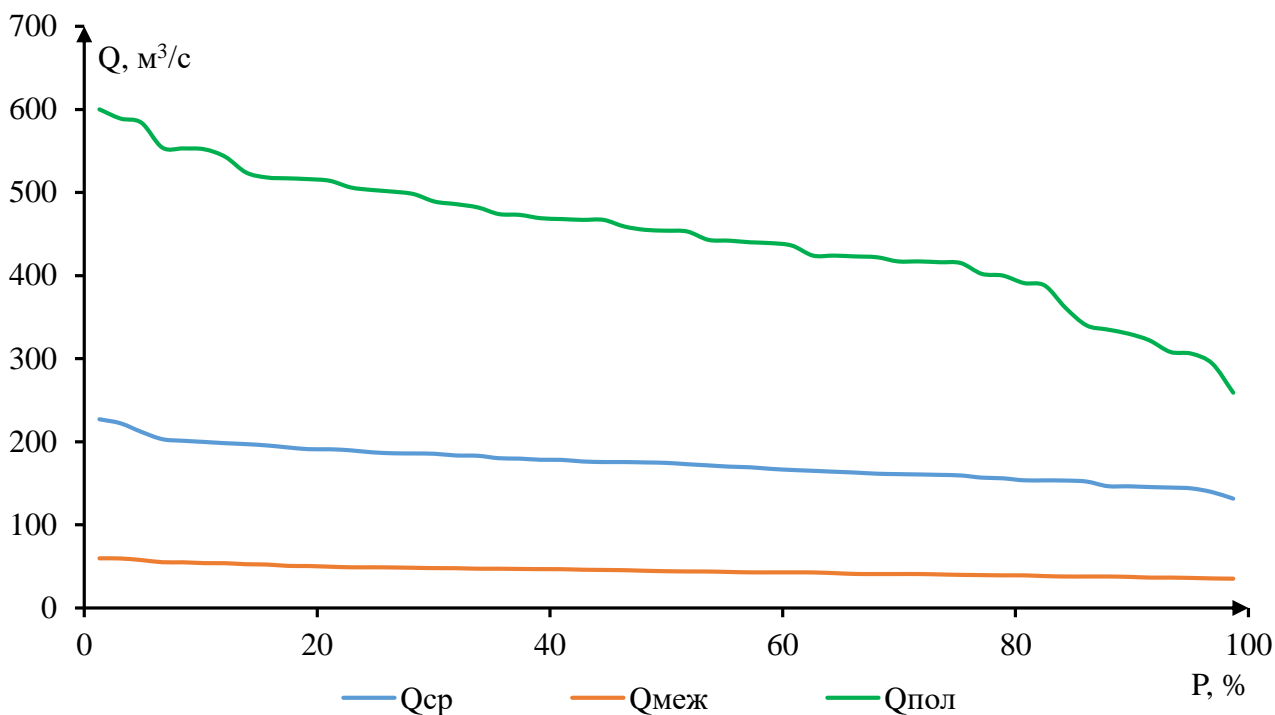


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчетных гидрографов

По расчетным значениям обеспеченности определяется маловодный и средневодный год.

За расчетный маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае это 1934 год.

За расчетный средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, в данном случае это 1977 год.

Вычисляются коэффициенты приведения по межени и половодью.

Для 1977 года ($P_{50\%}$) коэффициенты приведения по половодью и межени соответственно:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1977 \text{ г. по половодью}}} = \frac{347}{343} = 1,01, \quad (2.9)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1977 \text{ г. по межени}}} = \frac{92}{89} = 0,97. \quad (2.10)$$

Для 1934 года ($P_{90\%}$) коэффициенты приведения по половодью и межени соответственно:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1977 \text{ г. по половодью}}} = \frac{282}{287} = 0,98, \quad (2.11)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1977 \text{ г. по межени}}} = \frac{73}{75} = 0,97. \quad (2.12)$$

В таблице 2.3 представлены расходы с приведением по средневодному и маловодному году.

Таблица 2.3 – Расчетные расходы средневодного и маловодного года

Месяцы	Средневодный год		Маловодный год	
	Q _{50%}	С привед.	Q _{90%}	С привед.
I	43	42	50	49
II	48	47	57	55
III	64	62	67	65
IV	140	136	83	80
V	374	376	204	200
VI	469	474	294	288
VII	325	328	402	394
VIII	202	204	249	244
IX	152	147	138	134
X	126	122	87	85
XI	107	104	68	65
XII	55	53	48	47
Среднее значение	175	175	146	142

По скорректированным данным строится расчетный гидрограф средневодного и маловодного года. Гидрографы представлены на рисунке 2.2.

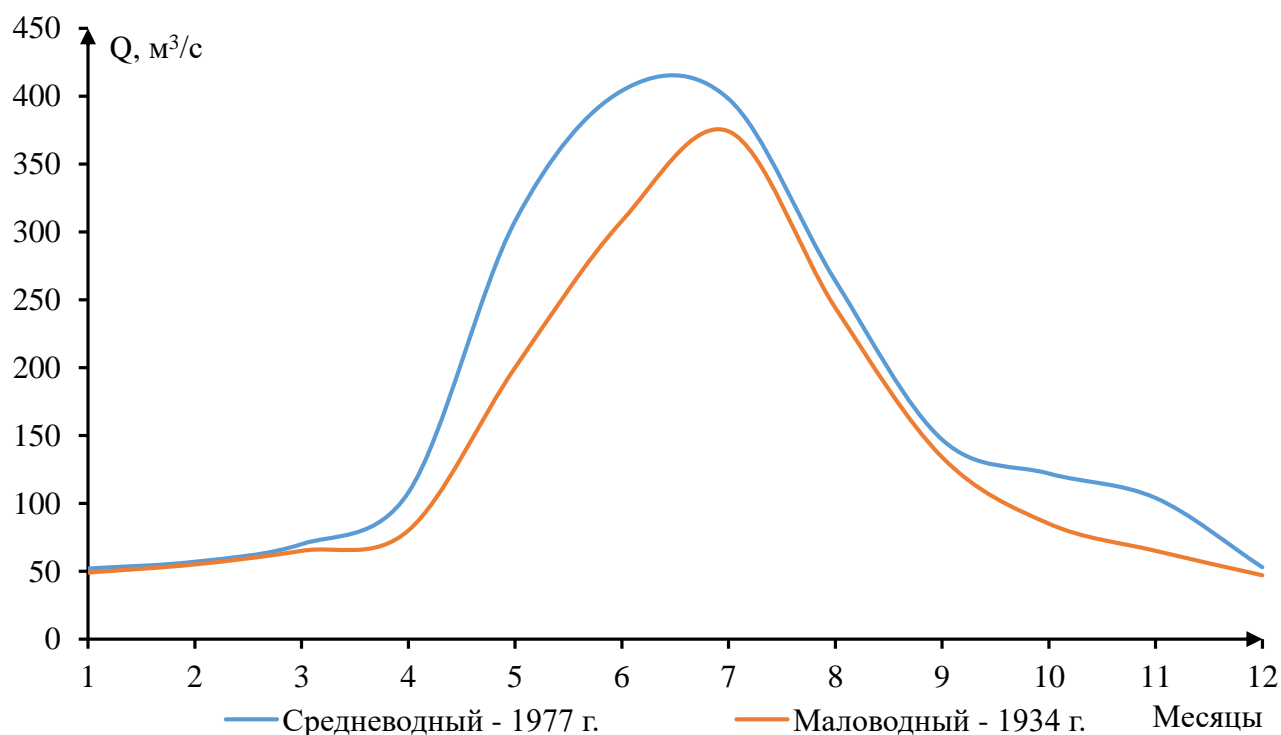


Рисунок 2.2 – Расчетный гидрограф средневодного и маловодного года

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

На данном этапе работы необходимо для условий маловодного года в первом приближении перераспределить сток с половодного периода на зимний период, дефицитный как по воде, так и по электроэнергии. В процессе перераспределения стока, в зависимости от того, какой объем воды удастся аккумулировать в водохранилище, определим гарантированную энергоотдачу. Результаты расчетов представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.4 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	По бытовому стоку					По ВХК					N _{быт.-} N _{ВХК} , МВт
	Q _{быт.} , м ³ /с	Z _{вб} , м	Z _{нб} , м	H _{ГЭС} , м	N _{быт.} , МВт	Q _{ВХК} , м ³ /с	Z _{вб} , м	Z _{нб} , м	H _{ГЭС} , м	N _{ВХК} , МВт	
I	49	423	344,4	78,6	32	120	423	345,4	77,6	77	-45
II	55	423	344,5	78,5	36	120	423	345,4	77,6	77	-41
III	65	423	344,7	78,3	42	120	423	345,4	77,6	77	-35
IV	80	423	345,1	77,9	52	120	423	345,4	77,6	77	-25
V	200	423	346,8	76,2	126	120	423	345,4	77,6	77	49
VI	308	423	347,8	75,2	192	120	423	345,4	77,6	77	115
VII	374	423	348,2	74,8	232	120	423	345,4	77,6	77	155
VIII	244	423	347,3	75,7	153	120	423	345,4	77,6	77	76
IX	134	423	346,0	77,0	86	120	423	345,4	77,6	77	9
X	85	423	345,2	77,8	55	120	423	345,4	77,6	77	-22
XI	65	423	344,7	78,3	42	120	423	345,4	77,6	77	-35
XII	47	423	344,3	78,7	31	120	423	345,4	77,6	77	-46

Далее, для построения баланса энергии, необходимо сравнить режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку и определить избыточную мощность.

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 404 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

2.2.2 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

После сравнения двух режимов работы ГЭС, избыток бытовой мощности в половодный период переносится на зиму. Мощность перераспределяется таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы. В данном случае вытесняются средние мощности, эквивалентные выработки электроэнергии.

Данное распределение мощностей приблизительно, так как при расчете мощностей не учитывалось изменение уровня водохранилища в процессе его сработки-наполнения.

Характерные данные баланса энергии представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.5 – Характерные данные баланса энергии

Месяц	$P_{ср}$, МВт	$N_{сущ}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{ВХК}$, МВт	$N_{гар}$, МВт - в первом приближении	$N_{гар}$, МВт - конечный вариант
I	944	85	32	77	80	83
II	904	81	36	77	112	119
III	825	74	42	77		
IV	747	67	52	77		
V	668	60	126	77		
VI	629	56	192	77		
VII	629	56	232	77		
VIII	668	60	153	77		
IX	747	67	96	77		
X	825	74	55	77		
XI	904	81	42	77	112	119
XII	944	85	31	77	80	83

В результате графического расчета получаем гибридный режим работы станции: в месяцы, которые находятся под регулированием, станция работает по гарантированным мощностям, во все остальные – по требованиям ВХК. Значения гарантированных мощностей определяется, как разность координаты линии «гарантированной мощности» и координаты линии существующих ГЭС. Баланс энергии представлен на рисунке 2.3.

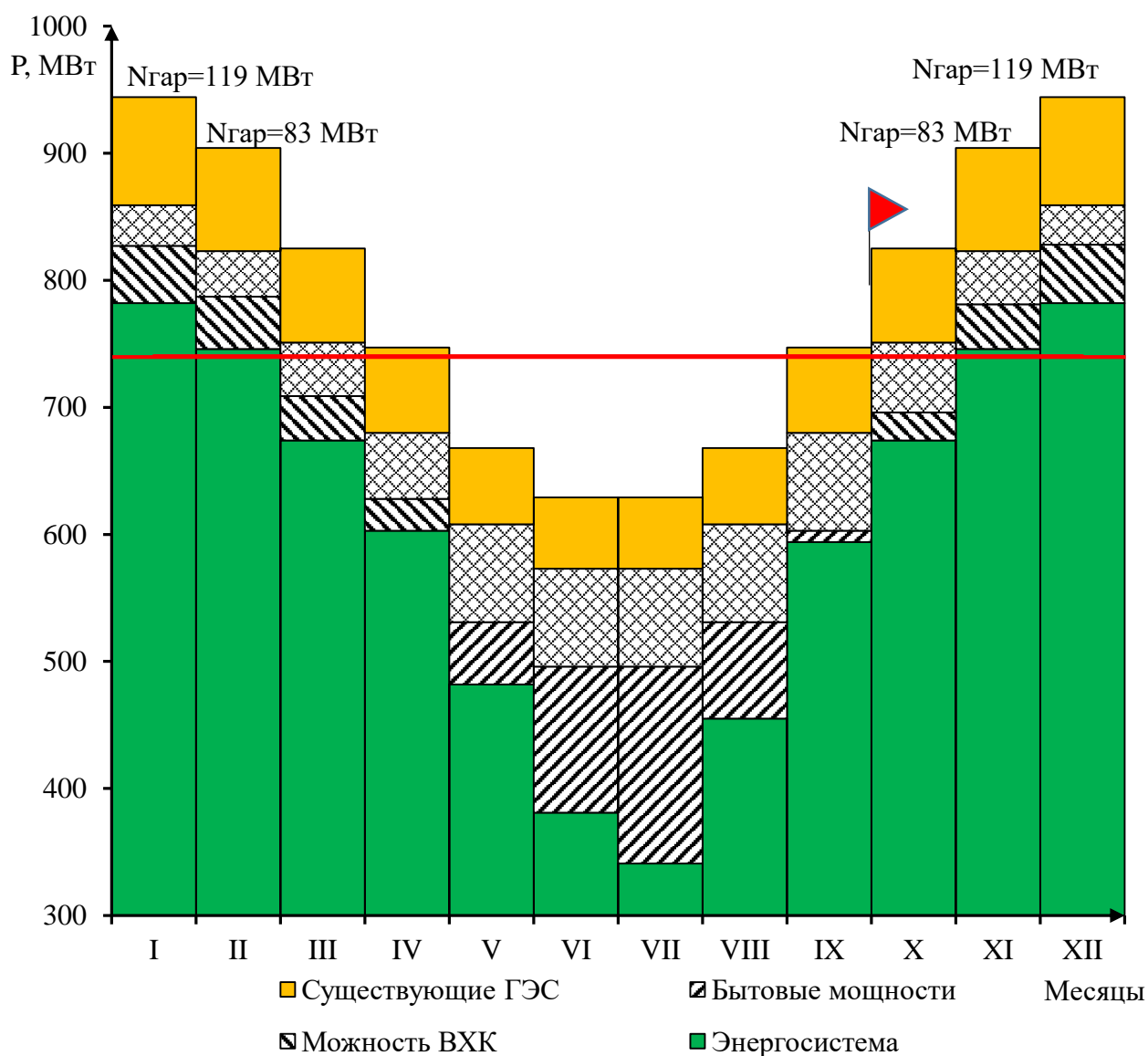


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

2.2.3 Водно-энергетический расчет в маловодном году

На данном этапе работы проводится водно-энергетический расчет, при котором определяется режим сработки-наполнения водохранилища при заданной отдаче ГЭС по активной мощности.

Расчет начинается с того момента времени, когда бытового стока недостаточно, чтобы покрыть требования водохозяйственного комплекса либо выдать гарантированную мощность, а именно: после окончания весенне-летнего половодья, когда водохранилище заполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен отметке НПУ. Исходя из условий расчета, начало сработки водохранилища начинается с X месяца.

Обязательным условием для водно-энергетических расчетов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной емкости водохранилища. Чтобы выполнить данное условие, было

выполнено 2 итерации, которые представлены в приложении А, таблица А.1 и А.2.

Результатами водно-энергетических расчетов по условиям маловодного года является:

- гарантированная мощность ($N_{\text{гар}}$) I и XII месяца – 119 МВт, а также II и XI месяца – 83 МВт;
- отметка уровня мертвого объема (УМО) – 398,27 м;
- полезный объем водохранилища ($V_{\text{пол}}$) – 1,72 м³.

2.2.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Расчет резервов необходим для построения баланса мощностей и определения установленной мощности – это суммарная мощность гидроагрегатов гидроэлектростанции.

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}, \quad (2.14)$$

где $N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}}$ – максимальная рабочая мощность;

$N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}$ – мощность резервов ГЭС.

Резервная мощность ГЭС является суммой нагрузочной, аварийной и ремонтной мощностей:

$$N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{нагр.}}^{\text{проект.ГЭС}} + N_{\text{авар.}}^{\text{проект.ГЭС}} + N_{\text{рем.}}^{\text{проект.ГЭС}}. \quad (2.15)$$

Далее показан пример расчета мощностей для декабря (января).

Нагрузочный резерв для энергосистемы принимают как 2% от максимальной нагрузки, а аварийный – 9%.

$$P_{\text{нагр.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,02 = 1092 \cdot 0,02 = 22 \text{ МВт}, \quad (2.16)$$

$$P_{\text{авар.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,09 = 1092 \cdot 0,09 = 98 \text{ МВт}. \quad (2.17)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующими ГЭС пропорционально их максимальным рабочим мощностям, тогда:

$$N_{\text{нагр.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 10 \text{ МВт},$$

$$N_{\text{нагр.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 12 \text{ МВт.}$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, так как вода, как энергоноситель, для покрытия этого резерва не нужна, поэтому при расчете установленной мощности, проектируемой ГЭС, он считается равным нулю.

Для определения величины ремонтного резерва, необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС, соответственно:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{161}{6} = 27 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.18)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{793}{6} = 132 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.19)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{138}{6} = 23 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.20)$$

Ремонтный резерв ГЭС располагают после периода половодья, перед началом сработки в 8-ом месяце. Ремонтный резерв ТЭС – в месяцы провала нагрузки, в данном случае 6 и 7 месяц.

2.2.5 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям. Его построение производится на годовом графике максимальных мощностей.

Для обеспечения критерия максимального вытеснения тепловых мощностей проводится линия, выравнивающая нижнюю огибающую мощностей проектируемой ГЭС в зимние месяцы, что и на балансе энергии.

Над графиком (в самом верху) размещаются резервы и ремонты, так как эти мощности не участвуют в покрытии нагрузки системы.

Данные для построения баланса мощностей представлены в приложении А, таблица А.3.

График баланса мощностей представлен на рисунке 2.4.

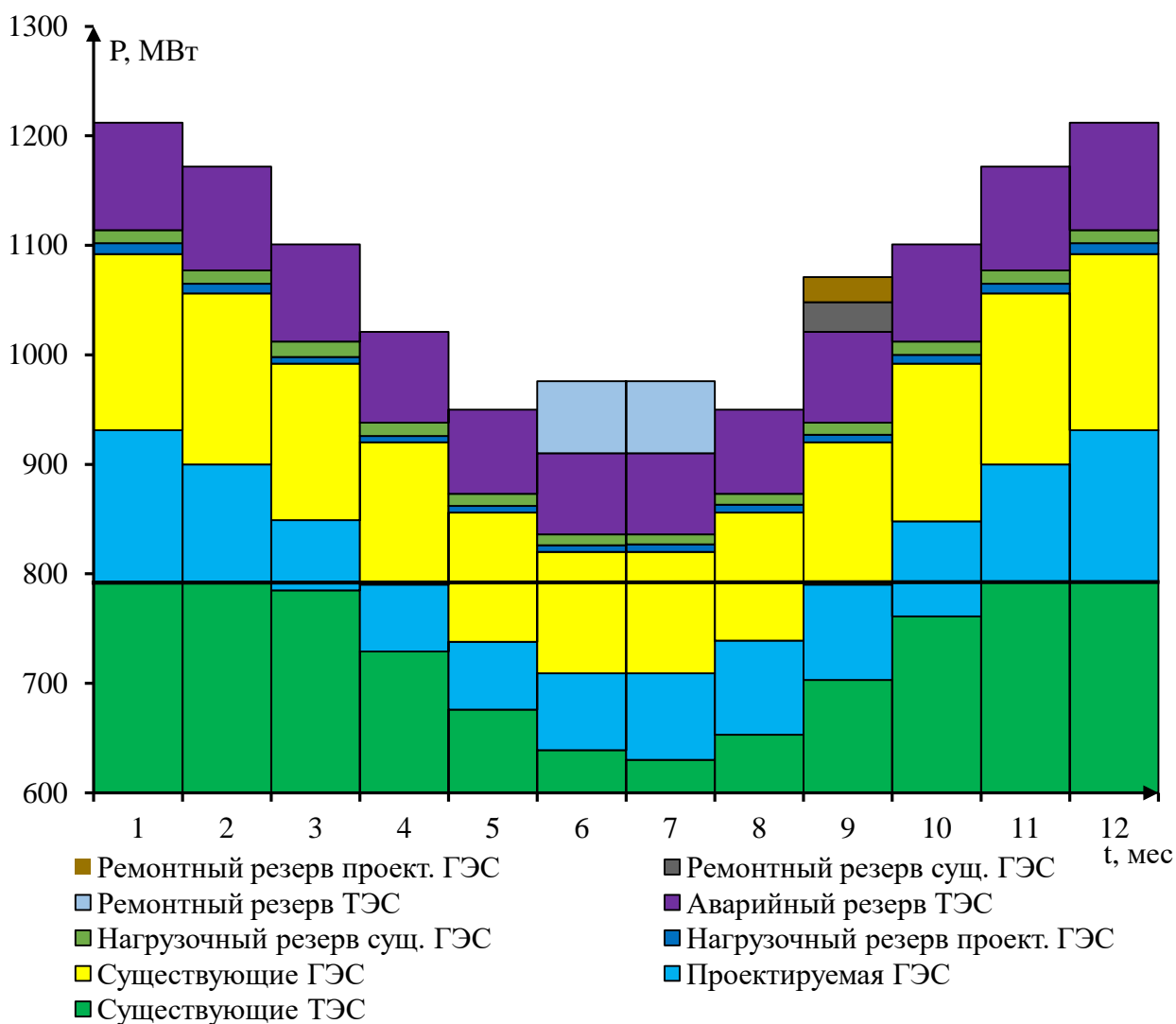


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

2.2.6 Определение установленной мощности

После расчета резервов и построения баланса мощности необходимо определить установленную мощность проектируемой станции по формуле 2.14.

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 138 + 10 = 148 \text{ МВт.}$$

2.2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году необходим для определения среднегодовой выработки ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньше полученных при работе ГЭС в расчетных маловодных условиях. Максимальная выработка составила 855 млн кВт·ч.

Данные расчета представлены в приложении А, таблица А.4.

График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году представлен на рисунке 2.5.

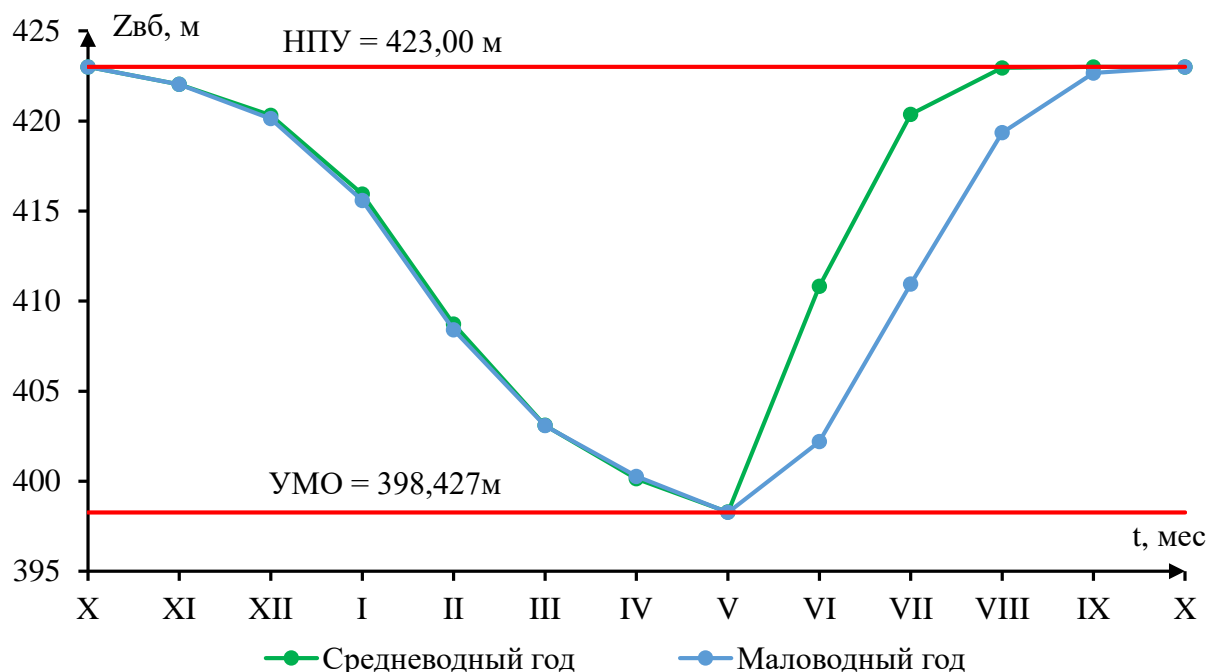


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик гидроэлектростанции. Режимное поле – это область допустимых режимов работы ГЭС.

На построенном режимном поле определяется минимальный и максимальный напоры, которые обуславливают типы и модификации турбин, которые пригодны для установки на Каранайской ГЭС.

Режимное поле представлено на рисунке 3.1.

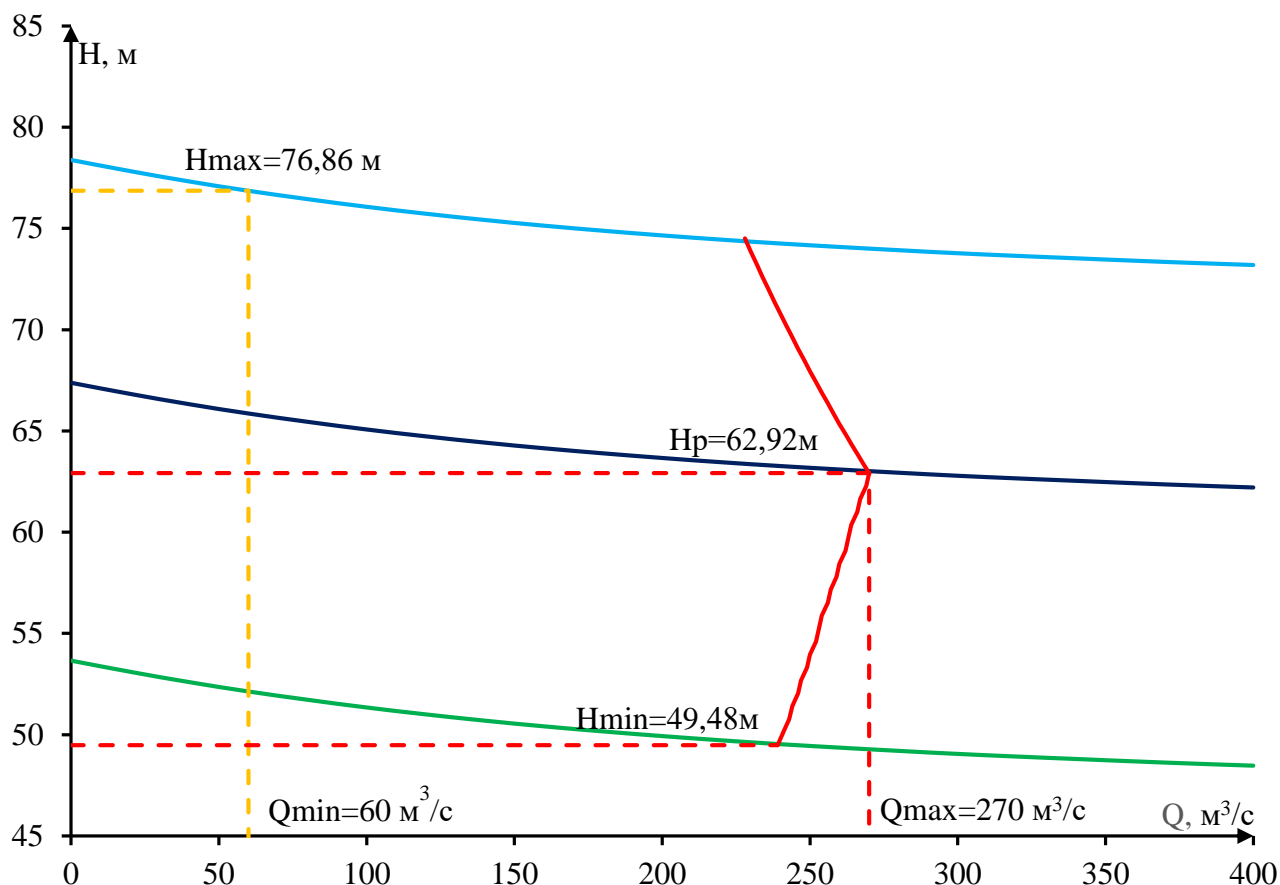


Рисунок 3.1 – Режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Из режимного поля определяется диапазон изменения напоров и расходов:
 $H_{\max} = 76,86$ м, $H_{\text{расч}} = 62,92$ м, $H_{\min} = 49,48$ м, $Q_{\min} = 60$ м³/с, $Q_{\max} = 270$ м³/с.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса (D_1) и синхронной частоты вращения ($n_{\text{синх}}$), при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД, при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Таким образом, был осуществлен подбор вариантов турбин, основываясь на, полученном из режимного поля, диапазоне напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛД90-В45	Р075-В
$H_{пред}, \text{М}$	90	75
H_{min}/H_{max}	0,5	0,6
$n'_{I \text{ опт}}, \text{Об/М}$	85	83
$Q_{I \text{ опт}}, \text{Л/с}$	820	1020
$\eta_{\text{м опт}}$	0,921	0,92
$Q'_{I \text{ max}}, \text{Л/с}$	1300	1200
$\sigma(Q'_{I \text{ max}})$	0,45	0,13
$D_{I \text{ м}}, \text{М}$	0,46	0,46
$H_{\text{мод}}, \text{М}$	4	4
$t_{\text{мод}}, \text{°С}$	16	20

Далее производится выбор номинального диаметра рабочего колеса. В таблице 3.2 представлен ряд стандартных значений диаметров рабочих колес.

Таблица 3.2 – Ряд стандартных значений диаметров рабочих колес

$D_I, \text{мм}$								
1000	1250	1400	1600	1800	1900	2000	2120	2240
2360	2500	2650	2800	3000	3150	3350	3550	3750
4000	4250	4500	4750	5000	5300	5600	6000	6300
6700	7100	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10600

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 , производились расчеты следующих параметров:

– КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

где η_M – КПД модельной турбины в расчетной точке;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, принимается для ПЛ $\varepsilon = 0,75$;

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

$H_{\text{мод}}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной турбины;

v_H – коэффициент кинематической вязкости, $v_H = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

$v_{\text{мод}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.

Выбирается по таблице 3.3, с учетом температуры для модели ($t_{\text{мод}}$).

Таблица 3.3 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

Параметры	Значения								
	$t, ^\circ\text{C}$	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6, \text{м}^2/\text{с}$	1,79	1,51	1,30	1,14	1,01	0,90	0,81	0,74	

– Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N'_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

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

H_p – расчетный напор;

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора, принимают $\eta_G = 0,975$.

– Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность гидроузла в кВт;

$N'_{\text{агр}}$ – мощность гидроагрегата в расчетной точке.

Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчетной точке ($N_{\text{агр}}$) с помощью формулы (3.4).

$$N_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

– Поправка на масштабный эффект:

$$m = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.5)$$

где η_T – КПД натурной турбины;

η_M – КПД модельной турбины.

– Частота вращения турбины:

$$n' = \frac{n'_{\text{opt}} \sqrt{m \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где n'_{opt} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в точке оптимума;

m – поправка на масштабный эффект;

H_p – расчетный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины.

Частота вращения турбины округляется до стандартного значения.

– Приведенные частоты вращения:

$$n'_{1max} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{min}}}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{1\text{расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{расч}}}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{1min} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{max}}}}. \quad (3.9)$$

– Произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_{H_p} \cdot \eta_T = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (m \cdot H_p)^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.10)$$

где $N_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной турбины;

m – поправка на масштабный эффект;

η_G – КПД генератора.

– Произведение для построения линии ограничения по генератору:

$$Q'_{H_{\text{max}}} \cdot \eta_T = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (m \cdot H_{\text{max}})^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.11)$$

где $N_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{max} – максимальный напор натурной турбины;

m – поправка на масштабный эффект;

η_G – КПД генератора.

Левая часть уравнений (3.10) и (3.11) определена подбором положения точек на линиях $n'_{1\text{расч}}$ и n'_{1min} соответственно.

В качестве примера представлен расчет гидротурбины ПЛ90-В45-355.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,921) \left((1 - 0,75) + 0,75^5 \sqrt{\frac{0,46}{3,55}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{62,92}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3 \cdot 10^6}{1,1 \cdot 10^6}} \right) = 0,949,$$

$$N'_{\text{агр}} = 9,81 \cdot 1,3 \cdot 3,55^2 \cdot 62,92 \cdot \sqrt{62,92} \cdot 0,949 \cdot 0,95 = 70648 \text{ кВт},$$

$$Z'_{\text{арп}} = \frac{148000}{70648} = 2,1 \text{ шт} \Rightarrow Z_{\text{арп}} = 3 \text{ шт},$$

$$N_{\text{арп}} = \frac{148000}{3} = 49333 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{0,949}{0,921} = 1,03,$$

$$n' = \frac{85 \cdot \sqrt{1,03 \cdot 62,92}}{3,55} = 192,75 \Rightarrow n'_{\text{синх}} = 200 \text{ об/мин},$$

$$n'_{1 \text{ max}} = \frac{200 \cdot 3,55}{\sqrt{1,03 \cdot 49,48}} = 79,8 \text{ об/мин},$$

$$n'_{1 \text{ расч}} = \frac{200 \cdot 3,55}{\sqrt{1,03 \cdot 62,92}} = 88,2 \text{ об/мин},$$

$$n'_{1 \text{ min}} = \frac{200 \cdot 3,55}{\sqrt{1,03 \cdot 76,86}} = 99,5 \text{ об/мин},$$

$$Q'_{\text{Нр}} \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{49333}{9,81 \cdot 3,55^2 \cdot (1,03 \cdot 62,92)^{1,5} \cdot 0,95} = 0,824,$$

$$Q'_{\text{Нmax}} \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{49333}{9,81 \cdot 3,55^2 \cdot (1,03 \cdot 76,86)^{1,5} \cdot 0,95} = 0,610.$$

Рассчитанные параметры для различных диаметров натуральных турбин ПЛД90-В45, РО75-В представлены в таблице 3.4 и 3.5 соответственно.

Таблица 3.4 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины ПЛД-90-В45

Параметры	Значения					
	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55
D_1 , м	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55
$\eta_{\text{т}}$, о.е	0,948	0,948	0,948	0,949	0,949	0,949
$N'_{\text{арп}}$, кВт	39,3	43,9	50,4	55,6	62,9	70,648
$Z'_{\text{арп}}$, шт	3,77	3,37	2,94	2,66	2,35	2,09
$Z_{\text{арп}}$, шт	4	4	3	3	3	3
$N_{\text{арп}}$, кВт	37	37	49,33	49,33	49,33	49,33
m	1,029	1,029	1,029	1,03	1,03	1,03
n' , об/мин	258,09	244,27	227,98	217,23	204,26	192,75
$n'_{\text{синх}}$, об/мин	272,7	250	230,8	230,8	214,3	200
$n'_{1 \text{ max}}$, об/мин	81,3	78,7	77,9	81,7	80,7	79,8
$n'_{1 \text{ расч}}$, об/мин	89,8	87	86,1	90,3	89,2	88,2
$n'_{1 \text{ min}}$, об/мин	101,3	98,1	97	101,8	100,6	99,5
$Q'_{\text{Нр}} \cdot \eta_{\text{т}}$	1,109	0,994	1,154	1,047	0,926	0,824
$Q'_{\text{Нmax}} \cdot \eta_{\text{т}}$	0,822	0,736	0,855	0,775	0,686	0,61

Таблица 3.5 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины РО75-В

Параметры	Значения					
D_1 , м	0,946	0,947	0,947	0,947	0,948	0,948
η_T , о.е	36,2	40,4	46,4	51,1	57,9	65
$N'_{арр}$, кВт	4,09	3,66	3,19	2,9	2,56	2,28
$Z'_{арр}$, шт	5	4	4	3	3	3
$Z_{арр}$, шт	29,6	37	37	49,33	49,33	49,33
$N_{арр}$, кВт	1,028	1,029	1,029	1,029	1,03	1,03
m	251,9	238,52	222,62	212,02	199,46	188,22
n' , об/мин	272,7	250	230,8	230,8	214,3	200
$n'_{синх}$, об/мин	81,3	78,7	77,9	81,8	80,7	79,8
$n'_{I\max}$, об/мин	89,9	87	86,1	90,4	89,2	88,2
$n'_{I\text{расч}}$, об/мин	101,3	98,1	97	101,9	100,6	99,5
$n'_{I\min}$, об/мин	0,888	0,994	0,866	1,047	0,926	0,824
$Q'_{Нр} \cdot \eta_T$	0,946	0,947	0,947	0,947	0,948	0,948
$Q'_{Н\max} \cdot \eta_T$	0,657	0,736	0,641	0,775	0,686	0,61

Данные турбины были отобраны по следующим критериям:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- приемлемое число гидроагрегатов.

Из дальнейшего рассмотрения убраны турбины РО75-В, так как точка оптимума не попадает в зоны работы этих турбин. Зоны работы ГТ обозначены на ГУХе и с расположены в приложении Б, на рисунке Б.1, Б.2, Б.3, Б.4.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы, находится по формуле (3.12).

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_5, \quad (3.12)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания H_5 определено наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре H_{\max} и расчетной мощности;
- работа минимального числа при расчетном напоре $H_{\text{расч}}$ и расчетной мощности;

– работа минимального числа при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.13)$$

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

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных точек;

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

$\Delta Z_{х.пл}$ – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин $\Delta Z_{х.пл} = 0$.

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{m \cdot H}, \quad (3.14)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;

Z_a – количество гидроагрегатов, принято $Z_a = 1$;

H – соответствующий напор;

m – поправка на масштабный эффект.

Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчетные параметры для определения H_s

Параметры	ПЛД90-В45					
	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55
$Q'_{(Hmax)}$, м ³ /с	0,896	0,804	0,934	0,844	0,748	0,667
$Q'_{(Hрасч)}$, м ³ /с	1,220	1,085	1,270	1,148	1,011	0,898
$Q'_{(Hmin)}$, м ³ /с	1,100	0,980	1,150	1,040	0,910	0,800
$Q_{(Hmax)}$, м ³ /с	55	55	74	73	74	74
$Q_{(Hрасч)}$, м ³ /с	68	67	91	90	90	60
$Q_{(Hmin)}$, м ³ /с	55	55	74	73	74	74
Z_{max}	344,53	344,53	344,93	344,91	344,93	344,93
$Z_{расч}$	344,81	344,79	345,26	345,24	345,24	344,64
Z_{min}	344,53	344,53	344,93	344,91	344,93	344,93
$H_{s max}$, М	-5,36	-1,54	-7,01	-3,19	-0,2	1,94
$H_{s расч}$, М	-16,02	-9,08	-19,44	-12,15	-5,9	-1,38
$H_{s min}$, М	-4,96	-1,4	-7,1	-2,99	0,57	3,04

Отметки установки рабочих колес приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Отметки установки рабочего колеса, в зависимости от высоты отсасывания

Параметры	ПЛД90-В45					
	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55
$\nabla Z_{PK}(H_{max})$	339,17	342,99	337,92	341,72	344,73	346,87
$\nabla Z_{PK}(H_p)$	328,79	335,71	325,82	333,09	339,34	343,26
$\nabla Z_{PK}(H_{min})$	339,54	343,1	337,81	341,92	345,46	347,91

Таким образом, после проведенного анализа выбранных диаметров рабочих колес, определен наиболее оптимальный вариант – турбина ПЛД90-В45-355.

Данный выбор был обусловлен зоной работы турбины, в которую попадает точка оптимума, наибольшим значением КПД, наименьшей высотой отсасывания и коэффициентом кавитации, по сравнению с другими турбинами, что обуславливает наименьшую стоимость строительства. Также большую роль в выборе данной турбины сыграло наличие трех агрегатов, что, в свою очередь, удовлетворяет условия по надежности.

3.3 Расчет и построение плана металлической спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров ее радиальных сечений и формы спирали в плане.

По чертежам проточной части модельной гидротурбины, которые представлены в приложении Б, рисунок Б.5, были определены основные геометрические размеры гидротурбины, которые представлены ниже.

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_0 = 345^\circ$.

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 3,55 = 1,33 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,33 + 0,02 = 1,35 \text{ м.} \quad (3.16)$$

После определения основных размеров произведен расчет спиральной камеры. Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 1,35 + 2 \cdot 0,346 = 2,04 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимается по графику $v_{вх} = f(H_p)$, откуда $v_{вх} = 7,09 \text{ м/с}$.

Расчётный расход:

$$Q_p = \frac{N_{\text{арп.}}}{9,81 \cdot \eta_T \cdot H_{\text{расч}}} = \frac{49330}{9,81 \cdot 0,949 \cdot 62,92} = 84,21 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.18)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 84,21 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 80,70 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.19)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{вх}}} = \frac{80,70}{7,35} = 10,98 \text{ м}^2. \quad (3.20)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{10,98}{3,14}} = 1,87 \text{ м}. \quad (3.21)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,915 + \sqrt{1,87^2 - \left(\frac{2,04}{2}\right)^2} = 4,48 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + p_{\text{вх}} = 4,48 + 1,87 = 6,35 \text{ м}. \quad (3.23)$$

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

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a_{\text{вх}} - \sqrt{a_{\text{вх}}^2 - p_{\text{вх}}^2} = 4,48 - \sqrt{4,48^2 - 1,87^2} = 0,409. \quad (3.24)$$

При принятом значении: $\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = 0,96, \frac{1}{c} = 0,427$.

Последовательно, задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитаны все сечения спиральной камеры, результаты расчетов приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Данные для построения металлической спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$\frac{[4]}{\left(\frac{H_1}{1}\right)^2}$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$\frac{[8]}{\left(\frac{H_1}{1}\right)^2}$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$\frac{[10]}{+ [11]}$
°	°	-	м	м	м ⁻²	м	м ²	м ²	м	м	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
345	0,958	0,409	2,384	1,340	1,158	1,567	2,455	3,499	1,871	4,482	6,35
330	0,917	0,391	2,280	1,236	1,112	1,503	2,259	3,303	1,817	4,418	6,24
315	0,875	0,373	2,175	1,131	1,063	1,436	2,062	3,106	1,762	4,351	6,11
300	0,833	0,355	2,070	1,026	1,013	1,368	1,871	2,915	1,707	4,283	5,99
285	0,792	0,338	1,971	0,927	0,963	1,301	1,693	2,737	1,654	4,216	5,87
270	0,750	0,320	1,866	0,822	0,907	1,227	1,506	2,550	1,597	4,142	5,74
255	0,708	0,302	1,761	0,717	0,847	1,149	1,320	2,364	1,538	4,064	5,60
240	0,667	0,285	1,662	0,618	0,786	1,071	1,147	2,191	1,480	3,986	5,47
225	0,625	0,267	1,557	0,513	0,716	0,983	0,966	2,010	1,418	3,898	5,32
210	0,583	0,249	1,452	0,408	0,639	0,888	0,789	1,833	1,354	3,803	5,16
195	0,542	0,231	1,347	0,303	0,550	0,781	0,610	1,654	1,286	3,696	4,98
180	0,500	0,213	1,242	0,198	0,445	0,658	0,433	1,477	1,215	3,573	4,79
165	0,458	0,195	1,137	0,093	0,305	0,500	0,250	1,294	1,138	3,415	4,55

Так как спиральная камера, для дальнейших углов φ принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Поэтому построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты ($\varphi_0 = 0^\circ; R_0 = \frac{D_b}{2} = \frac{4,73}{2} = 2,365 \text{ м}$). Недостающий участок построен методом прогнозирования, с помощью линии тренда, в программной среде Microsoft Excel (см. рис. 3.2).

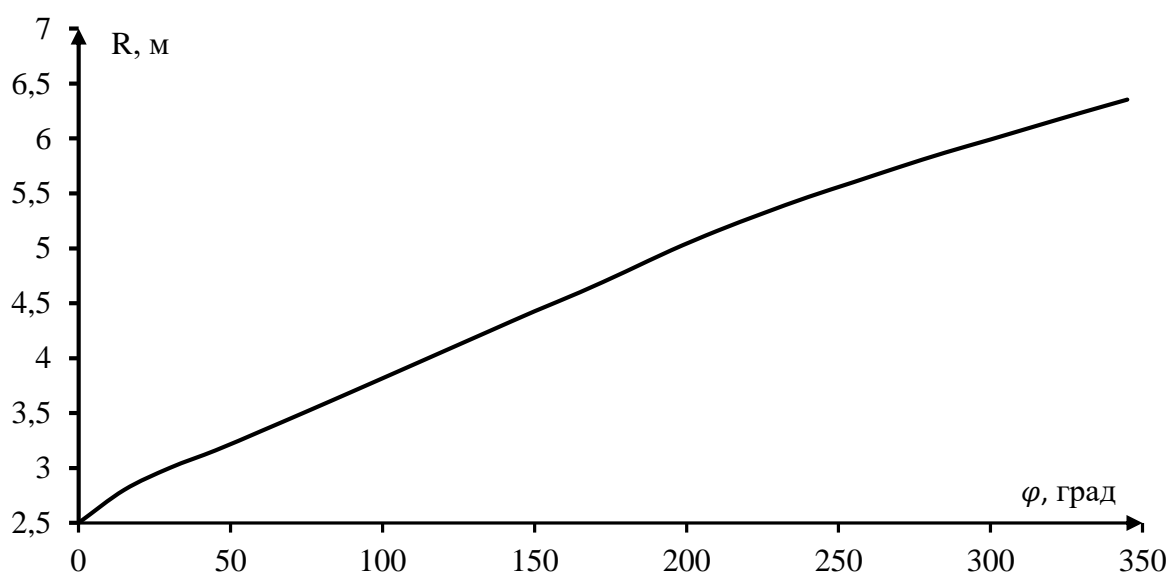


Рисунок 3.2 – Измерение наружного радиуса спиральной камеры

3.4 Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения.

Был выбран гидрогенератор СВ-735/115-30, его номинальные данные представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.9 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-735/115-30

Параметры	Значения
$S_{\text{ном}}$, МВА	63
$P_{\text{ном}}$, МВт	50,5
$\cos \varphi$	0,8
$U_{\text{ном}}$, кВ	10,5
$n_{\text{ном}}$, об/мин	200
КПД, %	97,7
Масса общая, т	410
Диаметр статора, мм	8500
Исполнение	Подвесное

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

Подобран следующий тип маслонапорной установки для $H_{\text{max}} = 76,86$ м и $D_1 = 3,55$ м:

МНУ 2,5/1-40-4-2, где:

2,5 – объем гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;

4 – вместительность сливного бака в м³;

2 – количество насосов.

Для поворотно-лопастной турбины выбран электрогидравлический регулятор с комбинатором.

ЭГРК-2И1-150-4, где:

ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;

2И1 – на интегральных микросхемах;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

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

На карте энергосистемы Новгородской области самой ближайшей подстанцией оказалась ПС «Махачкала» 330/110/10 кВ на расстоянии 45 км от проектируемого гидроузла.

Для рассмотрения принимаются два варианта: схема с тремя одиночными блоками и одним объединенными блоком (один укрупненный и один одиночный блок).

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

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронного генератора

Номинальная активная мощность гидрогенераторов и их число уже известны, следовательно, выбор генераторов сводится фактически только к выбору их типа.

По проведенным ранее расчетам выбирается синхронный генератор СВ 735/115-30. Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. – Паспортные данные генератора СВ 735/115-30

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	63
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	50,5
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Коэффициент полезного действия	η	%	97,7
Номинальное напряжение	$U_{нои}$	кВ	10,5
Индуктивные сопротивления	x''_d	о.е.	0,18
	x'_d	о.е.	0,27
	x_d	о.е.	1,06

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

На рисунке 4.1 представлена схема с одиночными блоками.

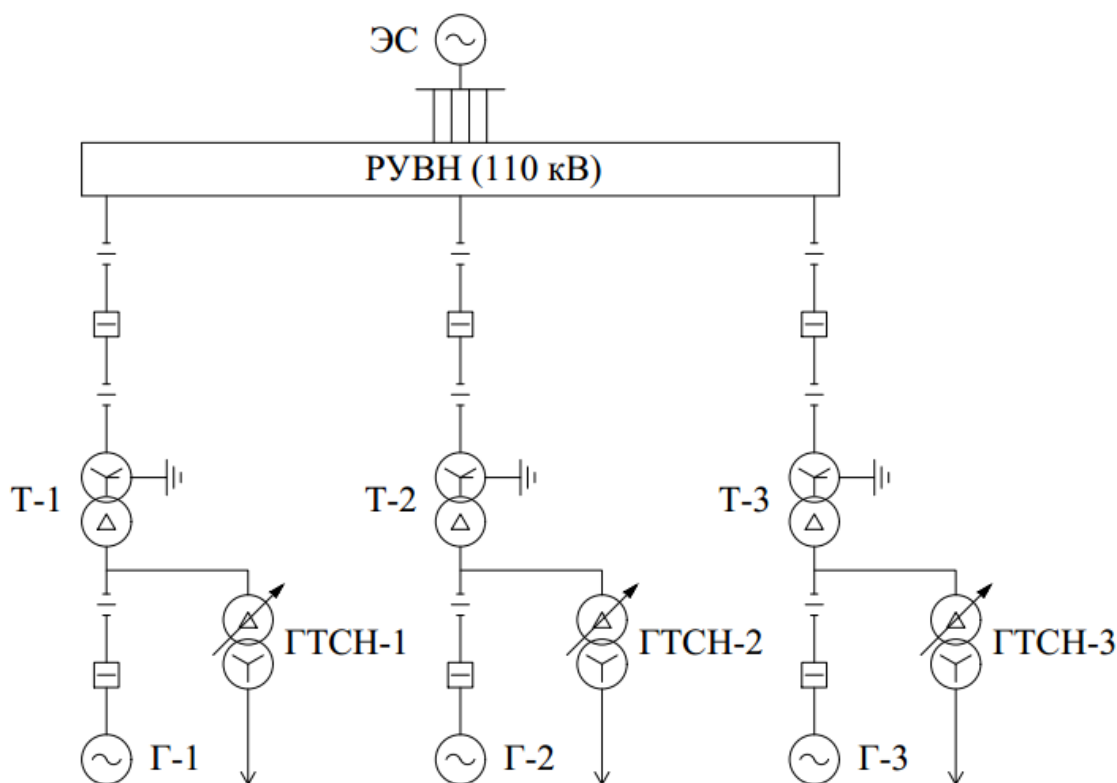


Рисунок 4.1– Схема с одиночными блоками

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

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

$$S_{\text{расч.т.}} = \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{50,5 - (0,005 \cdot 148)}{0,8} = 61,28 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольятинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТД-63000/110. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТД 63000/110-У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
63	115	10,5	10,5	245	50	0,5

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год.} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

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

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,05 \cdot 8729 = 436 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч.т.}}}{S_{\text{т.ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,245}{1} \cdot \left(\frac{45,71}{63}\right)^2 \cdot 2405 = 310 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}, \quad (4.6)$$

где β_1 – тарифная ставка в режиме холостого хода;

β_2 – тарифная ставка в режиме короткого замыкания.

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 436 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 310 = 6,34 \text{ тыс. руб/год.}$$

Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$И_{(\text{од})} = И \cdot 3 = 6,34 \cdot 3 = 19,06 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.7)$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединенным блоком

На рисунке 4.2 представлена схема с объединенными блоками.

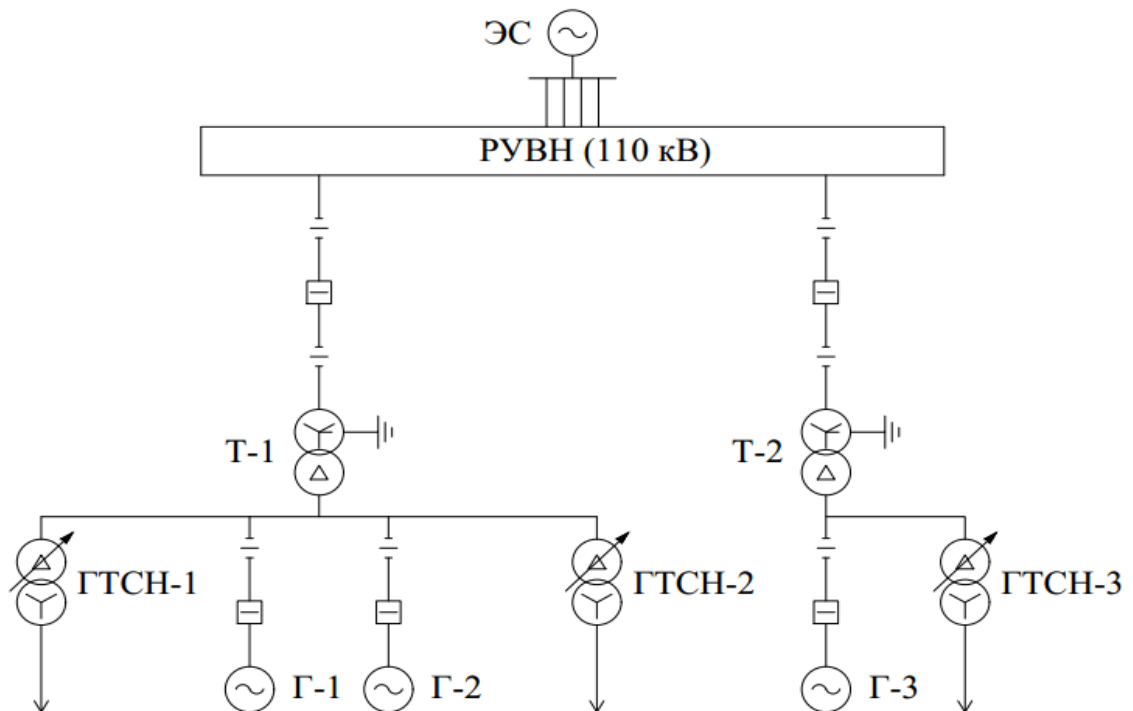


Рисунок 4.2 – Схема с объединенным блоком

Схема с объединенным блоком состоит из одного укрупненного блока и одного одиночного блока. Таким образом, производится расчет для укрупненного блока.

В обязательном наличии трансформатор расщепленную обмотку НН.

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

$$S_{\text{расч.т.}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\phi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{50,5 - (0,005 \cdot 148)}{0,8} = 122,56 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.8)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТРДЦ-125000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТРДЦ-125000/110-У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
125	115	10,5	11	400	105	0,55

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год.} \quad (4.9)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.} \quad (4.10)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,105 \cdot 8729 = 917 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.11)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,4}{1} \cdot \left(\frac{91,42}{125}\right)^2 \cdot 2405 = 515 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для укрупненного блока:

$$I^y = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 917 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 515 = 11,68 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.13)$$

Величина издержек для схемы с объединенным блоком:

$$I_{(\text{об})} = I^y + I = 11,68 + 6,34 = 18,02 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.14)$$

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Согласно действующей нормативной документации трансформатор собственных нужд ГЭС, выбирается с таким значением номинальной мощности,

чтобы он смог обеспечить электропотребление всей станции при отказе других ГТСН. Данное требование обуславливается надежностью станции.

В распределительных сетях СН и выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией, а также должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

Выбранный трансформатор собственных нужд обязан иметь РПН.

$$S_{с.н.} = 0,005 \cdot \frac{P_{уст.ГЭС}}{\cos\varphi_{ген}} = 0,01 \cdot \frac{148000}{0,8} = 925 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.15)$$

Выбираем трансформатор ТСЗ-1600/10 производства «Чебоксарского Электрозавода». Паспортные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 –Паспортные данные трансформатора ТСЗ–1600/10

$S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{н}, \text{кВ}$		$U_{к}, \%$
	$U_{вн}$	$U_{нн}$	
1	10,5	6,3	5,5

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст.ГЭС} - P_{с.н.ГЭС}}{\cos\varphi_{ген}} = \frac{148 - 0,005 \cdot 148}{0,8} = 184 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.16)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{нат} = 30 \text{ МВт}, \quad k = 1,4, \quad \cos\varphi_c = 0,8,$$

где k – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП при напряжении 110 кВ;

$P_{нат}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 110 кВ.

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{нат} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{184}{(1,4 \cdot 30 / 0,8)} + 1 = 4,5 \approx 5. \quad (4.17)$$

Рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{184}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,193 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

Расчетный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,00 \cdot 1,05 \cdot 0,193 = 0,203 \text{ кА}, \quad (4.19)$$

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

$\alpha_T = 1,00$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{184}{(5-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,241 \text{ кА}. \quad (4.20)$$

По полученным значениям токов выбираем стандартный провод марки АСК–70/11.

Длительный допустимый ток:

$$I_{\text{длит.доп.}} = 0,265 \text{ кА}.$$

Проверка:

$$- 0,265 \text{ кА} > 0,203 \text{ кА},$$

$$- 0,265 \text{ кА} > 0,241 \text{ кА}.$$

$I_{\text{длит.доп.}} > I_{\text{п.ав.}}$ и $I_{\text{длит.доп.}} > I_{\text{расч}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АСК–70/11 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АСК–70/11

Число проводов в фазе, шт	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	б ₀ , см/км
1	0,422	0,444	$2,547 \cdot 10^{-6}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Технико-экономический расчет сочетает в себе капиталовложения на стоимость РУ высокого напряжения, стоимость силовых трансформаторов и на стоимость трансформаторов собственных нужд.

Капитальные вложения для схемы с одиночными блоками:

$$K = (k + n) \cdot K_{\text{ОРУ}} + i \cdot K_{\text{с.т.}} + m \cdot K_{\text{т.с.н.}} =$$

$$= (8 + 1) \cdot 6,3 + 3 \cdot 42,6 + 3 \cdot 0,7 = 186,60 \text{ млн. руб.} \quad (4.21)$$

где $K_{\text{с.т.}}$ – стоимость силового трансформатора;

$K_{\text{т.с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{ОРУ}}$ – стоимость ячейки ОРУ;

k – кол-во присоединений;

n – кол-во служебных присоединений;

i – кол-во силовых трансформаторов;

m – кол-во трансформаторов собственных нужд.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E_n \cdot K + И = 0,15 \cdot 186,60 + 0,028 = 28,02 \text{ млн. руб.} \quad (4.22)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент;

K – капитальные затраты;

$И$ – издержки.

Капитальные вложения для схемы с объединенным блоком:

$$K = (k + n) \cdot K_{\text{ОРУ}} + i \cdot K_{\text{с.т.}} + m \cdot K_{\text{т.с.н.}} =$$

$$= (7 + 1) \cdot 6,3 + 42,6 + 71,91 + 3 \cdot 0,7 = 167,01 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком:

$$Z_2 = E_n \cdot K + И = 0,15 \cdot 167,01 + 0,026 = 25,08 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$\Delta = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.23)$$

$$\Delta = \frac{28,02 - 25,08}{28,02} \cdot 100\% = 10,5 \%$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем делаем вывод, что два варианта являются экономически неравноценными, так как разность между двумя вариантами составила 10,5 %, и выбрать схему необходимо из технических соображений.

Согласно СТО РусГидро – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

Станция имеет 3 генератора, значит правильнее будет выбрать схему с одиночными блоками, так как при выведении одного блока в аварийном режиме и при ремонтах станция продолжит снабжать электроэнергией потребителей, тем

самым повышается надежность по сравнению со схемой с объединенным блоком. Таким образом, выбираем схему с одиночными блоками.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Согласно СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 – «Схема 13 (две рабочие системы шин) и схема 13Н с двумя рабочими и обходной системами сборных шин применяется на напряжении 110...220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин.». Для данной проектируемой станции, исходя из количества присоединений (7) и требований к надежности, маневренности и экономичности, была выбрана схема №110-13 (две рабочие системы шин). Выбранная схема представлена на рисунке 4.3.

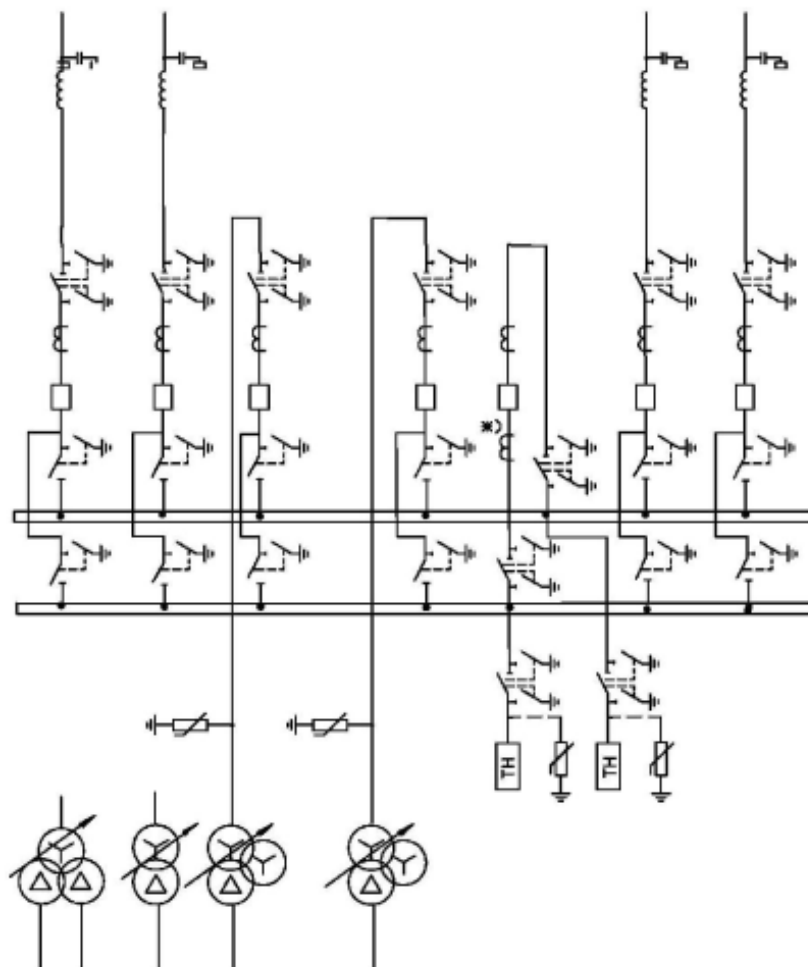


Рисунок 4.3 – Схема РУВН №110-13

4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

4.6.1 Расчет исходных данных

Определены индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,17 \cdot \frac{10,5^2}{47} = 0,399 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{К\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 22,042 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{115^2}{100} = 132,250 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,444 \cdot 52 = 23,088 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\phi 1} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ.} \quad (4.29)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{115} = 0,091. \quad (4.30)$$

Определены активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,399}{0,45 \cdot 314} = 0,003 \text{ Ом,} \quad (4.31)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{132,25}{0,025 \cdot 314} = 16,847 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

$$r_l = r_{0,уд} \cdot l = 0,422 \cdot 52 = 21,944 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_0^2}{S_{ном}^2} = \frac{0,245 \cdot 115^2}{63^2} = 0,816 \text{ Ом}. \quad (4.34)$$

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

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Это все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		11
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок - 1		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок - 2		11
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок - 3		11
7	<input type="checkbox"/>			у	7	ОРУ		115
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		115

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Г1 - Блок - 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Г2 - Блок - 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Г3 - Блок - 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Блок - 1 - ОРУ	0,82	22,04					0,091
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Блок - 2 - ОРУ	0,82	22,04					0,091
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Блок - 3 - ОРУ	0,82	22,04					0,091
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			ОРУ - Система	21,94	23,09					
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			ОРУ - Система	21,94	23,09					
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			ОРУ - Система	21,94	23,09					
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			ОРУ - Система	21,94	23,09					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1		1	0,003	0,399	0,003	0,399	0,003	0,399	11,865
2			2		2	0,003	0,399	0,003	0,399	0,003	0,399	11,865
3			3		3	0,003	0,399	0,003	0,399	0,003	0,399	11,865
4			4		8	16,847	132,250	16,847	132,250	16,847	132,250	115,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчетов токов КЗ представлены на рисунках 4.7, 4.8, 4.9 и сведены в таблицу 4.6.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	7					5,2177	-87,61			5,2177	-87,61			5,2177	-87,61

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов однофазного КЗ в П7

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	7					10,5281	-87,59

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов трехфазного КЗ в П7

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1					17,3881	-89,54

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трехфазного КЗ в П1

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчета в точках КЗ

№	Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$, кА	i_y , кА
1	1ф	7	15,654	35,642
2	3ф	7	10,528	23,971
3	3ф	1	17,388	48,664

4.7 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

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

$$\begin{aligned}
 I_{г,раб.мах} &= 1,05 \cdot I_{г.НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \\
 &= 1,05 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,637 \text{ кА.} \tag{4.35}
 \end{aligned}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{тр-ра}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}(-5\%)} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,95} = 0,333 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{184}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,193 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

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

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{184}{(5-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,241 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

4.8 Выбор и проверка электрооборудования

4.8.1 Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 10,5 кВ

Выбрана распределительная установка среднего напряжения, компании ООО «Сименс», NXAIR до 17,5 кВ, 50 кА, которая сконпонована по принципу сменных модулей и оптимально подходит для применения с генераторами на небольших промышленных электростанциях мощностью до 65 МВт.

Благодаря классификации стойкости к паразитной дуге IAC A FLR 50 кА, 1 с, NXAIR гарантирует максимальную защиту персонала, а благодаря категории эксплуатационной готовности LSC 2B и классу ограничения распространения дуги PM – максимальную безотказность в работе и надежность.

Данный выбор был сделан, исходя из требований к коммутационной способности, компактности, доступности, и повсеместной модернизации ГЭС по всей стране, чтобы соответствовать вышеперечисленным требованиям.

Параметры генераторной распределительной установки NXAIR представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры и проверка генераторной распределительной установки NXAIR

Параметры	Данные по каталогу	Расчетные данные
Диапазон применения	10 МВт – 65 МВт	40 МВт
Расчетное напряжение	до 17,5 кВ	10,5 кВ
Сила рабочего тока	до 4000 А	2714 А
Продолжительность расчетного кратковременного тока	до 50 кА/3с	17,388 кА
Расчетный импульсный ток	до 125 кА	48,664 кА

Окончание таблицы 4.7

Параметры	Данные по каталогу	Расчетные данные
Классификация стойкости к паразитной дуге	дугостойкость IAC A FLR, 50 кА/1 сек.	
Класс защиты	IP3XD	
Категория эксплуатационной готовности	LSC 2B	
Установка	внутри помещений	
Способ подключения	кабель, канал для шинпровода	
Направление подключений: спереди/сзади	•	
Направление подключений: вверху/внизу	•	
Направление подключений: сбоку		
Ответвление для собственного энергопотребления	•	
Возбуждающее ответвление, пусковой выключатель		
Установка с несколькими генераторами	•	

4.8.2 Выбор разъединителей на генераторное напряжение 10,5 кВ

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$I_{\text{г.раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$$

Выбран разъединитель типа РВРЗ-10/4000 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО», параметры представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры и проверка разъединителя РВРЗ-10/4000 МУЗ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб.мах}} = 3,64 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 17,388 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 48,664 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 17,388^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 24,187 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.3 Выбор трансформаторов тока на генераторное напряжение 10,5 кВ

Выбран трансформатор тока ТШЛК-10-У3. Производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Параметры трансформатора тока ТШЛК-10-У3 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Параметры и проверка трансформатора тока ТШЛК-10-У3

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma.\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб.мах}} = 3,64 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3 \text{ кА}$

4.8.4 Выбор генераторного анализатора и синхронизатора

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт. Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10

4.8.5 Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 110 кВ

Выключатели и разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$W_{\text{к.расч}} \leq W_{\text{к.ном}}$$

Выбран элегазовый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-110/50/УХЛ1 фирмы «Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург), а также был выбран разъединитель типа РГП-СЭЩ-110/1250/УХЛ1 фирмы «Электроцит ТМ Самара», параметры представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Параметры и проверка выключателя и разъединителя 110кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-УЭТМ-110/50/УХЛ1	Разъединитель РГП-СЭЩ-110/1250/УХЛ1
$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} = 241 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 15,654 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 35,642 \text{ кА}$	$i_{\text{пик.скв}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 80 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,642^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 19,604 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2$ $\cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.6 Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 110 кВ

Выбран трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1-У1. Производитель ПО «Запорожтрансформатор». Параметры трансформатора тока ТФЗМ-110Б-1-У1 представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Параметры и проверка трансформатора тока ТФЗМ-110Б-1-У1

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{T}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утяж}} = 241 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-110-У1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-110-У1 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Параметры и проверка трансформатора напряжения ЗНОГ-110-У1

Параметры	Расчетные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

4.9 Выбор вспомогательного электрооборудования

Согласно ПУЭ, трансформаторы со всех сторон должны защищаться ограничителями перенапряжений. В цепи напряжения 110 кВ выбран ОПН-П1–110/73/10/550/УХЛ1, производитель ЗАО «ЗЭТО». В цепи генераторного напряжения 10,5 кВ выбран ОПН-П1–10/10,5/10/2/УХЛ1, производитель ЗАО «ЗЭТО».

Выбираем дизельную генераторную установку (ДГУ), исходя из обеспечения работы системы пожаротушения, собственных нужд агрегата, общестанционных нужд станции, приводов затворов и других ответственных потребителей. Принимаем один АД1300-Т400 Vaudouin мощностью 1300 кВт, производитель «Завод электростанций РЕСУРС».

5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Данные защищаемого оборудования представлены в таблице 5.1, 5.2 и 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Параметры		Данные
Тип		СВ-735/115-30
Мощность номинальная	полная, МВА	63
	активная, МВт	50,5
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности $\cos\varphi_{\Gamma}$		0,85
Частота вращения, об/мин		136,4
Номинальный ток статора, А		2584
Индуктивное сопротивление, о.е.	синхронное x_d , о.е.	0,27
	переходное x_d' , о.е.	0,18
	сверхпереходное x_d'' , о.е.	63
Система возбуждения	самовозбуждение	
Кратность форсировки	2,5	
Ток ротора, А	915	
Напряжение ротора, В	200	

Таблица 5.2 – Номинальные данные блочного трансформатора ТД 63000/110

Параметры	Данные
Тип	ТД 63000/110
Полная мощность номинальная, МВА	63
Номинальное напряжение, кВ	115/10,5
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Мощность короткого замыкания, кВт	245
Мощность холостого хода, кВт	50
Ток холостого хода, %	0,5

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Параметры	Данные
Тип	ТДНС-1000/10,5
Мощность номинальная, кВА	1000
Номинальное напряжение, кВ	10,5/6,3
Напряжение короткого замыкания, %	5,5
Мощность короткого замыкания, кВт	11,2
Мощность холостого хода, кВт	3

5.2 Перечень защит блока генератор-трансформатор

На генераторе СВ-735/115–30:

- продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- защита от повышения напряжения;
- защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- защита от симметричных перегрузок статора;
- дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- контроль исправности цепей напряжения (КИН);
- контроль наличия тока генератора.

На силовом трансформаторе блока ТД 63000/110:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- газовая защита;
- контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-110);
- резервная максимальная токовая защита;
- защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- реле тока охлаждения трансформатора блока;
- защита от перегрева трансформатора.

На трансформаторе собственных нужд ТСЗ-1600/10-УЗ:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- защита от перегрузки;
- реле тока охлаждения.

На выпрямительном трансформаторе ТСЗП:

- максимальная токовая защита;
- токовая отсечка.

Защиты воздушных линий 110 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- УРОВ 110 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ).

5.3 Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор

Основываясь на паспортных данных гидрогенератора необходимо произвести выбор системы возбуждения (далее, СВ). Ток длительно допустимого режима работы ротора находится по формуле:

$$I_{д.д.рот.} = 1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 915 = 1007 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Из каталога рассматривается СВ с длительным током, превышающим длительно допустимый ток. Тип и параметры выбранной системы возбуждения представлены в таблице 1.4.

Таблица 5.4 – Параметры системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-2П-210-1100-2,5 УХЛ4	1100/2000	210/480

После выбора системы возбуждения необходимо выбрать выпрямительный трансформатор СВ. Для этого требуется найти линейное напряжение вторичной обмотки выпрямительного трансформатора из условия обеспеченности принятой кратности форсировки:

$$U_{ТВ} = \frac{2,5U_{РОТ.НОМ.} + \Delta U}{K_U(1-X_T)K_{СН}} = \frac{2,5 \cdot 200 + 5}{1,35 \cdot (1 - 0,05) \cdot 0,9} = 438 \text{ В.} \quad (5.2)$$

где X_T – реактивность выпрямительного трансформатора (5-8%);

ΔU – падение напряжения в вентилях и кабелях связи (3-6 В, зависит от количества тиристорov в ветвях выпрямителя);

K_U – коэффициент выпрямления схемы Ларионова по напряжению = 1,35;

$K_{СН}$ – коэффициент, учитывающий снижение напряжения на выпрямительном трансформаторе при коммутациях = 0,9.

Номинальная мощность выпрямительного трансформатора определяется по формуле:

$$S_{TE} = \sqrt{3}U_{TE}I_{длит.} = \sqrt{3} \cdot 438 \cdot 1100 = 835 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (5.3)$$

По каталожным данным произведен выбор выпрямительного трансформатора. Параметры представлены в таблице 1.5.

Таблица 5.5 – Данные трансформатора СВ

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток		Ток преоб-ля, А
		Сетевой, кВ	Вентильной, В	
ТСЗП-1600/10-ГТ-У3	1342	10,5	475	2000

После выбора трансформатора СВ производится выбранной проверка на перегрузочную способность в режиме форсировки:

$$k_{пер} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{сх}}{I_{н TE}} = \frac{2000 \cdot 0,816}{915} = 1,78, \quad (5.4)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 2000 А;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы, равный 0,816;

$I_{нТЕ}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 915 А.

Допустимая перегрузочная способность при 60% составляет 5 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Для расчета уставок защит необходимо найти номинальные токи выпрямительного трансформатора и приводят их к низшей стороне трансформаторов тока:

$$I_{ТВ.ВН}^{(1)} = \frac{S_{Т\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1342}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 73,79 \text{ А}, \quad (5.5)$$

$$I_{ТВ.ВН.ТТ}^{(1)} = \frac{I_{ТВ.ВН}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{73,79}{200/5} = 1,84 \text{ А}, \quad (5.6)$$

$$I_{Н.ГГ}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464 \text{ А},$$

$$I_{Н.ГГ.ТТ}^{(1)} = \frac{I_{Н.ГГ}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{1464}{4000/5} = 4,33 \text{ А},$$

$$I_{Т.ВН}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316 \text{ А},$$

$$I_{Т.ВН.ТТ}^{(1)} = \frac{I_{Т.ВН}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{316}{400/5} = 3,95 \text{ А}.$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Расчет уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > ТВ$), ($I \gg ТВ$)

На рисунке 5.1 представлена схема для расчета защит преобразовательного трансформатора.

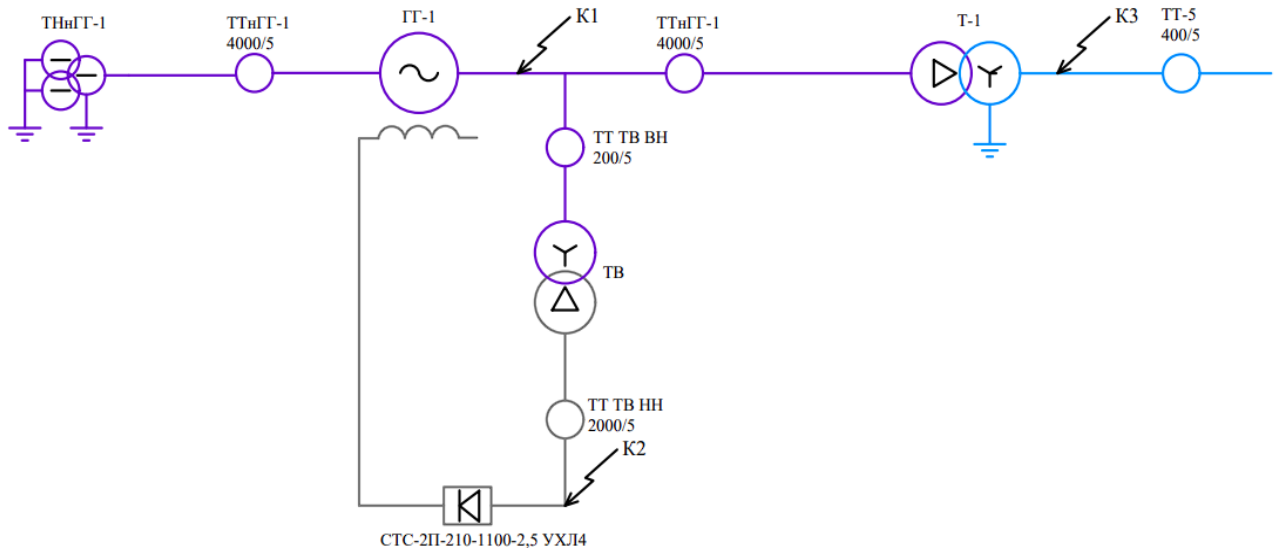


Рисунок 5.1 – Схема для расчета защит преобразовательного трансформатора

Расчет производится приближенным приведением в относительных единицах. За базисную мощность принята $S_6 = 100$ МВА.

Для синхронных генераторов сверхпереходную ЭДС в предшествующем режиме следует определять по формуле:

$$E''_q = \sqrt{(\cos\varphi_r)^2 + (\sin\varphi_r + x''_d)^2} = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,18)^2} = 1,12 \text{ о. е.}, \quad (5.7)$$

где $\sin\varphi_r = \sqrt{1 - (\cos\varphi_r)^2} = \sqrt{1 - 0,8^2} = 0,6$.

Все полученные токи КЗ в данном расчете приводятся к первой ступени напряжения, равной 10,5 кВ.

Базисный ток первой ступени:

$$I_6^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5499 \text{ А.} \quad (5.8)$$

Сопротивления генератора и трансформаторов вычисляются по формулам:

$$x_{ГТ} = x''_d \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = 0,18 \cdot \frac{100}{63} = 0,28571 \text{ о. е.}, \quad (5.9)$$

$$x_{Т} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,16667 \text{ о. е.}, \quad (5.10)$$

$$x_{ТВ} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{6,3}{100} \cdot \frac{100}{1,342} = 4,69449 \text{ о. е.}$$

Токи трехфазного КЗ в приведенных единицах:

$$I''_{K1.макс} = \frac{E''_q}{X_{ГГ}} = \frac{1,12}{0,28571} = 3,920 \text{ о. е.}, \quad (5.11)$$

$$I''_{K1.мин} = \frac{E''_*}{X_{ГГ}} = \frac{1}{0,28571} = 3,500 \text{ о. е.}, \quad (5.12)$$

$$I''_{K2.макс} = \frac{E''_q}{X_{ГГ}+X_{ТВ}} = \frac{1,12}{0,28571+4,69449} = 0,225 \text{ о. е.}, \quad (5.13)$$

$$I''_{K2.мин} = \frac{E''_*}{X_{ГГ}+X_{ТВ}} = \frac{1}{0,28571+4,69449} = 0,201 \text{ о. е.}, \quad (5.14)$$

$$I''_{K3.макс} = \frac{E''_q}{X_{ГГ}+X_{Т}} = \frac{1,12}{0,28571+0,16667} = 2,476 \text{ о. е.}, \quad (5.15)$$

$$I''_{K3.мин} = \frac{E''_*}{X_{ГГ}+X_{Т}} = \frac{1}{0,28571+0,16667} = 2,211 \text{ о. е.} \quad (5.16)$$

Токи трехфазного КЗ в именованных единицах:

$$I_{K1.макс}^{(3)} = I_6^{(3)} \cdot I''_{K1.макс} = 5499 \cdot 3,920 = 21556 \text{ А}, \quad (5.17)$$

$$I_{K1.мин}^{(3)} = I_6^{(3)} \cdot I''_{K1.мин} = 5499 \cdot 3,500 = 19247 \text{ А}, \quad (5.18)$$

$$I_{K2.макс}^{(3)} = I_6^{(3)} \cdot I''_{K2.макс} = 5499 \cdot 0,225 = 1237 \text{ А},$$

$$I_{K2.мин}^{(3)} = I_6^{(3)} \cdot I''_{K2.мин} = 5499 \cdot 0,201 = 1105 \text{ А},$$

$$I_{K3.макс}^{(3)} = I_6^{(3)} \cdot I''_{K3.макс} = 5499 \cdot 2,476 = 13616 \text{ А},$$

$$I_{K3.мин}^{(3)} = I_6^{(3)} \cdot I''_{K3.мин} = 5499 \cdot 2,211 = 12158 \text{ А}.$$

Токи двухфазного КЗ:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19247 = 16668 \text{ А}, \quad (5.19)$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1105 = 957 \text{ А},$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12158 = 10529 \text{ А}.$$

Токовая отсечка (далее, ТО) является основной защитой выпрямительного трансформатора от внутренних КЗ. Защита подключается к ТТ со стороны ВН

выпрямительного трансформатора и действует без выдержки времени на отключение генераторного выключателя, останов гидрогенератора, гашение поля инвертированием тиристорного преобразователя (далее, ТП), отключение АГП.

Ток срабатывания ТО:

$$I_{ТО} = \frac{k_H \cdot I_{K2, \text{макс}}^{(3)}}{k_{ТТ}} = \frac{1,4 \cdot 1237}{\frac{200}{5}} = 43,30 \text{ А}, \quad (5.20)$$

где k_H – минимальное значение коэффициента надежности для ТО, принят равным 1,4.

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot I_{ТВ,ВН}^{(1)}}{k_{ТТ}} = \frac{5 \cdot 73,79}{\frac{200}{5}} = 9,22 \text{ А}. \quad (5.21)$$

Значение уставки ТО переводится в относительные единицы:

$$I_{\text{ср.ТО}}^* = \frac{I_{ТО}}{I_{ТВ,ВН,ТТ}^{(1)}} = \frac{43,30}{1,84} = 23,53 \text{ о. е.} \quad (5.22)$$

Коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{k_{ТТ} \cdot I_{ТО}} = \frac{16668}{\frac{200}{5} \cdot 43,30} = 9,62 > 2,0. \quad (5.23)$$

Максимальная токовая защита (далее, МТЗ) резервирует ТО выпрямительного трансформатора при междуфазных КЗ. Защита подключается к ТТ на стороне ВН выпрямительного трансформатора и с выдержкой времени действует аналогично ТО.

Минимальное значение тока уставки реле МТЗ находится по формуле:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_H \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_p}{k_B \cdot k_{ТТ}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 915}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 3,17 \text{ А}, \quad (5.24)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

k_{ϕ} – коэффициент форсировки, принимается равным 2,5;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, 0,816;

I_p – величина тока ротора, 915 А;

k_B – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

$k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{ТП}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,475.

Получившееся значение переводят в относительные единицы:

$$I_{\text{МТЗ}}^* = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{I_{\text{ТВ.ВН.ТТ}}^{(1)}} = \frac{3,17}{1,84} = 1,72 \text{ о. е.} \quad (5.25)$$

Далее определяется коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{МТЗ}}} = \frac{957}{\frac{200}{5} \cdot 3,17} = 7,55 > 1,5. \quad (5.26)$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей ТП и составляет $t_{\text{МТЗ}} = 0,4$ с.

5.4.2 Продольная дифференциальная защита ($I\Delta G$)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Защита действует на отключение генераторного выключателя, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск автоматического пожаротушения генератора.

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

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

$$\begin{aligned} I_{\text{НБ(Н)}} &= (K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon^* + \Delta f_{\text{ВЫР}}^*) \cdot I_{\text{н.ГГ}}^{(1)} = \\ &= (0,5 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 3464 = 242 \text{ А,} \end{aligned} \quad (5.27)$$

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

$\varepsilon^* = 0,1$ – относительная полная погрешность трансформаторов тока;

$\Delta f_{\text{ВЫР}}^* \approx 0,02$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

Минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты генератора определяется по условию отстройки защиты от тока небаланса номинального режима по формуле:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 242 = 484 \text{ А,} \quad (5.28)$$

где $K_{отс} = 2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность работы защиты и необходимый запас.

Так как выпрямительный трансформатор входит в зону действия дифференциальной защиты, необходимо выполнить проверку отстройки уставки срабатывания от КЗ за выпрямительным трансформатором.

$$I_{CP.0} \geq K_{отс.1} \cdot I_{K2.макс}^{(3)} = 1,1 \cdot 1237 = 1361 \text{ А},$$

где $K_{отс.1} = 1,1$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности работы защиты и расчетов.

Исходя из двух условий выбирается наибольшее значение срабатывания дифференциальной защиты, равное 1361 А.

Значение минимального тока срабатывания, приведенное к вторичной обмотке ТТ:

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{I_{CP.0}}{k_{ТТ}} = \frac{1361}{\frac{4000}{5}} = 1,70 \text{ А}. \quad (5.29)$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{I_{CP.0}^{(2)}}{I_{н.г.г.т}^{(1)}} = \frac{1,70}{4,33} = 0,39 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения выбирается по условию отстройки защиты от максимальных токов небаланса, вызванных погрешностями ТТ при внешних трехфазных КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{НБ(max)} = (K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} + \Delta f_{выр}^*) \cdot I_{K1.макс}^{(3)} = \\ = (2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 + 0,02) \cdot 21556 = 2587 \text{ А}, \quad (5.30)$$

где $K_{АП} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(max)} \cdot K_{отс}}{I_T} = \frac{2587 \cdot 2}{19874} = 0,26, \quad (5.31)$$

где $K_{отс} = 2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас;

I_T – ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ.макс} \cdot (I_{СКВ.макс} - I_{НБ(max)}) \cdot \cos \alpha} =$$

$$= \sqrt{21556 \cdot (21556 - 2587)} \cdot \sqrt{\cos 15^\circ} = 19874 \text{ А}, \quad (5.32)$$

где $\alpha = 10^\circ \div 20^\circ$ – угол между векторами токов плеч защиты.

Принимается рекомендуемое значение уставки $K_T = 0,5$.

Уставка начального торможения:

$$I_{HT} = \frac{I_{CP.0}^*}{K_T} = \frac{0,39}{0,5} = 0,78 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

Тормозной ток «В» определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе В должно выполняться условие:

$$B \geq I_{HT} = 0,78 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

Принимается типовое значение уставки $B = 1,5$. На рисунке 2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.



Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия предусматривается дифференциальная отсечка.

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 6 \cdot 3464 = 20784 \text{ А}, \quad (5.34)$$

где $k_{отс} = 6$ – коэффициент отстройки.

Уставка органа отсечки приведенная к низшей стороне ТТ:

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{20784}{\frac{4000}{5}} = 25,98 \text{ А.}$$

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

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при возникновении однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в составе блока генератор-трансформатор и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд. Защита содержит измерительный орган напряжения нулевой последовательности основной частоты (U_{oG}), измерительный орган напряжения третьей гармоники (U_{o3}) и дополнительную логику.

Орган основной гармоники реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности, защищая 85-95% витков обмотки ГГ со стороны нулевых выводов генератора и подключен к обмотке разомкнутого треугольника ТН главных выводов генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,7 + 0,007 + 0,008 + 0,27 = 0,985 \text{ мкФ/фазу,} \quad (5.35)$$

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

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

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

$C_{В.Г}$ – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ.

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 27,91 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,985} = 140,25 \text{ В,} \quad (5.36)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. Для трансформаторов с заземленной обмоткой ВН $K = 0,5$;

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,01$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 27,91 \text{ кВ.} \quad (5.37)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,985 \cdot 10^{-3} = 5,62 \text{ А}, \quad (5.38)$$

где U_L – линейное напряжение генератора, кВ;

ω – циклическая частота, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$ рад/с.

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{U_{0 \text{ ЭЛСТ}}}{K_{ТН}} = \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{140,25}{\frac{10,5 \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 100}} = 1,11 \text{ В}, \quad (5.39)$$

где $K_H = 1,3$ – коэффициент надежности;

$K_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата.

По умолчанию принимаются следующие уставки: для первой ступени 5 В с выдержкой времени 9 с действием на предупредительный сигнал; для второй ступени 10 В и выдержкой времени 0,5 с действием на отключение генераторного выключателя, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

Орган третьей гармоники реагирует на отношение напряжения третьей гармоники нейтрали и главных выводов главного генератора, защищая порядка 30 % витков обмотки статора со стороны нейтрали и подключен к обмотке разомкнутого треугольника ТН главных выводов и к ТН нейтрали генератора.

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,286, \quad (5.40)$$

где K_T – коэффициент торможения органа U_{03} :

$$K_T = \frac{1}{K_\alpha} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 - 2 \cdot 0,2}{0,2} = 1,5, \quad (5.41)$$

где K_α – коэффициент чувствительности, принимается равным 2;

α – доля витков статора генератора со стороны нейтрали, не защищённых органом U_{0G} :

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{CP}}{100} = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0,2, \quad (5.42)$$

где U_{CP} – напряжение срабатывания органа U_{0G} , В;

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,6 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Орган третьей гармоники с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение генераторного выключателя, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

Защита предусматривается для предотвращения недопустимого повышения напряжения в обмотке статора генератора, подключается к ТН главных выводов генератора и имеет две ступени:

1) Первая ступень защиты ($U1>$) предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{\frac{10500}{100}} = 120 \text{ В}, \quad (5.42)$$

где $U_{ном.г}$ – номинальное напряжение статора генератора;

$K_{ТН}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

2) Вторая ступень защиты ($U2>$) предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{\frac{10500}{100}} = 140 \text{ В}. \quad (5.43)$$

Защита действует на отключение выключателя генераторного выключателя, гашение полей генератора. Выдержка времени срабатывания первой ступени защиты принимается равной 1 с, второй ступени – 0,5 с.

5.4.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2>$)

Защита предназначена для недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в генераторе. Защита подключается к ТТ, установленным в нулевых выводах генератора.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности, содержит измерительный орган максимального тока обратной последовательности с независимой выдержкой времени ($I2>$) и измерительный орган максимального тока обратной последовательности с интегрально-зависимой выдержкой времени ($I2$), который включает в себя следующие органы:

1) Сигнальный орган, действующий на сигнал с независимой от тока выдержкой времени при превышении током обратной последовательности значения уставки срабатывания:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 0,07 \cdot 3464 = 242,48 \text{ А.} \quad (5.44)$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{242,48}{\frac{4000}{5}} = 0,3 \text{ А.} \quad (5.45)$$

2) Пусковой орган, запускающий без выдержки времени интегральный орган. При условии, что допустимый ток обратной последовательности для генератора с косвенным охлаждением $I_2^* = 0,14$ о. е. – расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2} = \frac{30}{0,14^2} = 1531 \text{ с,} \quad (5.46)$$

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

Уставку пускового органа выбираем по условию надёжного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}}$:

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,14}{1,2} = 0,12 \text{ о. е.,} \quad (5.47)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надёжности;

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки остается равным 1531 с, однако при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{(I_{2\text{ПУСК}}^*)^2} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2083 \text{ с.} \quad (5.48)$$

Минимальное время срабатывания целесообразно принимать равной минимальному значению из возможного диапазона регулирования уставки 0,5 с.

3) Интегральный орган, срабатывающий на отключение генераторного выключателя и гашение полей генератора при несимметричных режимах, сопровождающихся токами I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{СР}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}.$$

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

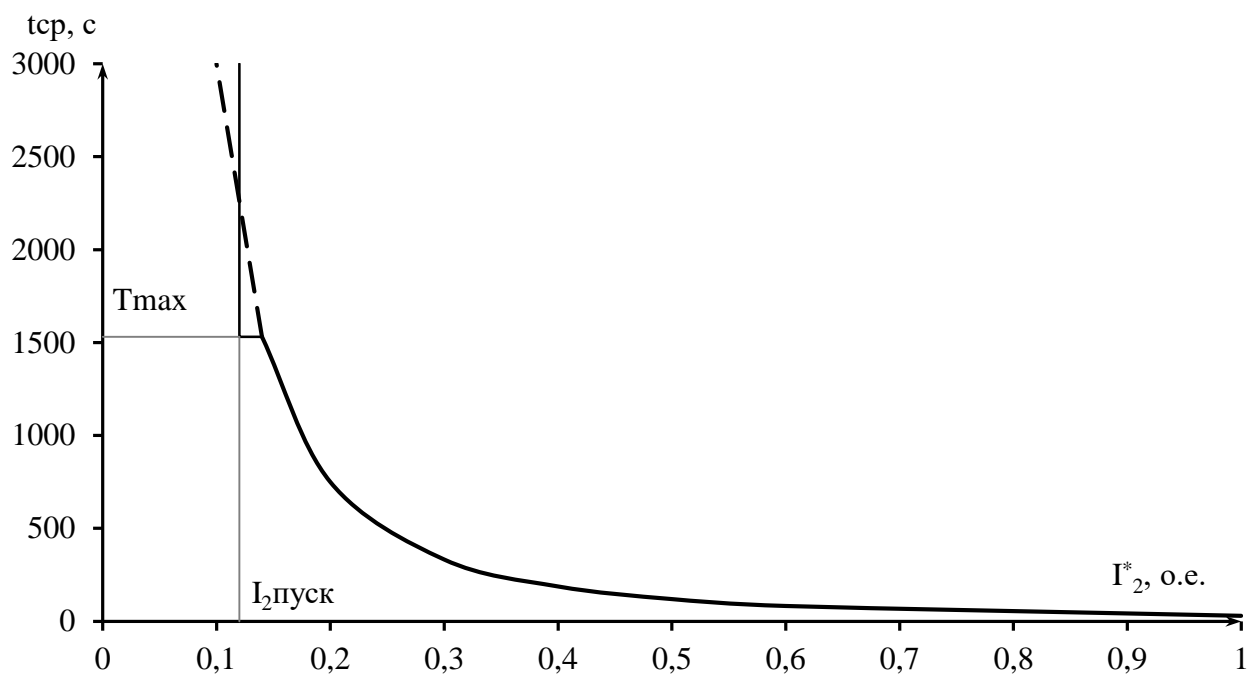


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания интегрального органа

Характеристика срабатывания интегрального органа учитывает допустимые длительности протекания токов обратной последовательности в генераторе, а также процесс охлаждения генератора после устранения перегрузки.

4) Орган токовой отсечки срабатывает без выдержки времени при превышении током I_2 значения уставки срабатывания органа и используется для дальнего резервирования.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1) Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности – выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности;

2) Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ – по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

3) Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ – ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2\text{с.з.}} = 0,8 \text{ о. е.}$

Для расчета тока срабатывания отсечки необходимо произвести расчет тока обратной последовательности при КЗ за блочным трансформатором:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,49874 + 0,34124)} = 7217 \text{ А}, \quad (5.49)$$

где $I_{2\text{МИН}}^{(2)}$ – ток обратной последовательности при КЗ за трансформатором блока;
 $x_{1\Sigma}$ – сопротивление блока генератор – трансформатор прямой последовательности;
 $x_{2\Sigma}$ – сопротивление блока генератор – трансформатор обратной последовательности.

$$x_{1\Sigma} = x_{\text{ГГ.НОМ}} + x_{\text{Т.НН}} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} + X_{\text{Т}} \cdot K_{\text{Т}}^2 = 0,18 \cdot \frac{10,5^2}{63} + 22,04 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 =$$

$$= 0,49874 \text{ Ом}, \quad (5.50)$$

$$x_{2\Sigma} = x_2 + x_{\text{Т.НН}} = 0,1575 + 0,18374 = 0,34124 \text{ Ом}, \quad (5.51)$$

где x_2 – сопротивление генератора обратной последовательности, Ом:

$$x_2 = \frac{x_{\text{ГГ.НОМ}} \cdot x_{q.\text{и.е.}}''}{x_{\text{ГГ.НОМ}} + x_{q.\text{и.е.}}''} = \frac{0,315 \cdot 0,315}{0,315 + 0,315} = 0,1575 \text{ Ом}, \quad (5.52)$$

где $x_{q.\text{и.е.}}''$ – сверхпереходное сопротивление генератора по поперечной оси, Ом:

$$x_{q.\text{и.е.}}'' = x_q'' \cdot \frac{U_{\text{Г}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,18 \cdot \frac{10,5^2}{63} = 0,315 \text{ Ом}, \quad (5.53)$$

где x_q'' – сверхпереходное сопротивление генератора по поперечной оси, указанное в паспортных данных.

Ток обратной последовательности, приведенный к вторичной обмотке ТТ:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)\text{Н.Н}} = \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{7217}{\frac{4000}{5}} = 9,02 \text{ А.}$$

Типовое значение уставки тока срабатывания органа отсечки принимается равным $0,8 \cdot I_{\text{Н.ГГ.ТТ}}^{(1)}$:

$$I_{2\text{С.З.}} = 0,8 \cdot 4,33 = 3,46 \text{ А.}$$

Далее проводят проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)\text{Н.Н}}}{I_{2\text{С.З.}}} = \frac{9,02}{3,46} = 2,61 \geq 1,2. \quad (5.54)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, с выдержкой времени 8,3 с на отключение блочных выключателей 110 кВ, с выдержкой времени 8,6 с на отключение генераторного выключателя и выключателей ТСН 6,3 кВ и гашение полей генератора.

Уставка тока срабатывания измерительного органа $I_{2>}$ выбирается по условию обеспечения необходимой чувствительности при двухфазном коротком замыкании на выводах генератора:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{2\text{К.З.}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{9238}{1,2} = 7698 \text{ А}, \quad (5.55)$$

где $I_{2\text{К.З.}}$ – ток обратной последовательности при коротком замыкании на выводах генератора;

$K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, принимается равным 1,2.

$$I_{2\text{К.З.}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{1\Sigma} + x_2)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,49874 + 0,1575)} = 9238 \text{ А}. \quad (5.56)$$

Ток срабатывания, приведенный к вторичной обмотке ТТ:

$$I_{\text{ср}}^{\text{н.н}} = \frac{I_{\text{ср}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{7698}{\frac{4000}{5}} = 9,62 \text{ А}.$$

Приведенный ток срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{ср.о.е.}}^{\text{н.н}} = \frac{9,62}{4,33} = 2,22 \text{ о. е.}$$

5.4.6 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых токами рямой последовательности обмотки статора генератора. Защита подключается к ТТ, установленным со стороны нулевых выводов генератора, выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

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

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot 3464}{0,98} = 3711 \text{ А}, \quad (5.57)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

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

Уставка сигнального органа, приведенная к вторичной обмотке ТТ:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{3711}{\frac{4000}{5}} = 4,64 \text{ А}. \quad (5.58)$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{4,64}{4,33} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.59)$$

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

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 1,1 \cdot 3464 = 3810 \text{ А.} \quad (5.60)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1$ – коэффициент отстройки.

Уставка пускового органа, приведенная к вторичной обмотке ТТ:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{3810}{\frac{4000}{5}} = 4,76 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{4,76}{4,33} = 20,61 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока I_1 выдержкой времени с учетом интегральной перегрузочной характеристики генератора токами прямой последовательности и действует на отключение генераторного выключателя и гашение полей генератора.

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

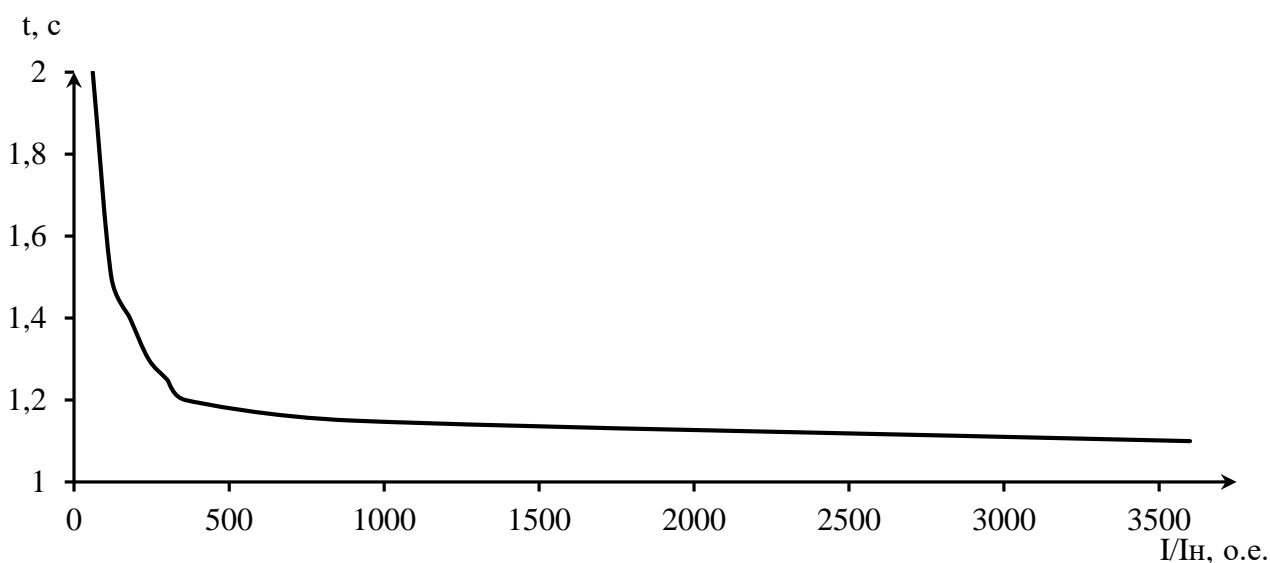


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

Минимальное время срабатывания целесообразно принимать равным минимальному значению из возможного диапазона регулирования уставки 0,5 с.

4) Орган токовой отсечки является резервной защитой от внешних симметричных коротких замыканий, выполняется с пуском по минимальному напряжению. Уставка органа отсечки выбирается по условию отстройки от максимального сквозного тока:

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,2 \cdot 3464}{0,98} = 4242 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки, приведенная к вторичной обмотке ТТ:

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ ТО}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{4242}{\frac{4000}{5}} = 5,3 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ ТО}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{5,3}{4,33} = 1,224 \text{ о. е.}$$

Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном.г}}}{K_{\text{в}} \cdot K_{\text{ТН}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot \frac{10500}{100}} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.61)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, 8,3 с – на блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН 6,3 кВ, с выдержкой времени 8,6 с – на отключение выключателя генератора и гашение полей генератора.

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

Защита предназначена для резервирования основных защит блока генератор-трансформатор и защит смежных присоединений от междуфазных замыканий. Дистанционная защита не работает ложно при качаниях, блокируется при неисправностях цепей напряжения и потере возбуждения, подключается к ТТ в нейтрали генератора и ТН главных выводов генератора, выполняется двухступенчатой:

1) Первая ступень предназначена для защиты от симметричных замыканий и выполняет роль ближнего резервирования, выполняется однофазной. Уставка выбирается по условию согласования с защитами смежных элементов по формуле:

$$Z_{\text{ср.1}}^{(1)} \leq \frac{0,8 \cdot X_{\text{T}} + 0,8 \cdot X'_{\text{ВЛ}}}{K_{\text{Т.СТ}}^2} = \frac{0,8 \cdot 22,04 + 0,8 \cdot 17,28}{\left(\frac{115}{10,5}\right)^2} = 0,262 \text{ Ом,} \quad (5.62)$$

где $X'_{ВЛ} = 17,28 \text{ Ом}$ – реактивное сопротивление ВЛ 110 кВ;

K_T – коэффициент токораспределения, учитывающий, что линии параллельны;

X_T – полное сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ:

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 22,04 \text{ Ом.}$$

При вводе уставок в терминал первичное сопротивление срабатывания защиты приводится ко вторичному по формуле:

$$Z_{ср.1}^{(2)} = Z_{ср.1}^{(1)} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} = 0,262 \cdot \frac{4000}{\frac{5}{10500}} = 1,996 \text{ Ом.} \quad (5.63)$$

Уставка органа контроля скорости изменения сопротивления:

$$dZ_{ср} = \frac{|Z_{Н}^{min} - Z_{ср}^{(1)}|}{T_{НОМ} \cdot K_{Н}} = \frac{|0,831 - 0,262|}{0,02 \cdot 2} \approx 14,225 \text{ Ом/с,} \quad (5.64)$$

где $T_{НОМ}$ – период промышленной частоты, принимается равным 0,02 с;

$K_{Н}$ – коэффициент надежности, принимается равным двум;

$Z_{Н}^{min}$ – минимальное сопротивление на выводах генератора при режиме форсировки:

$$Z_{Н}^{min} = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} \cdot I_{\phi}} = \frac{0,95 \cdot 10500}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 3464} = 0,831 \text{ Ом,} \quad (5.65)$$

где U_{min} – минимальное значение первичного напряжения в условиях форсировки, принимается равной $0,95 \cdot U_{НОМ}$;

I_{ϕ} – максимальное значение первичного рабочего тока в условиях форсировки, принимается равной $2 \cdot I_{Н.ГГ}^{(1)}$.

Значение во вторичных единицах:

$$Z_{форс}^{(2)} = Z_{Н}^{min} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} = 0,831 \cdot \frac{4000}{\frac{5}{10500}} = 6,331 \text{ Ом.}$$

Угол наибольшей нагрузки определяется в предположении, что активная нагрузка в рассматриваемом режиме осталась равной номинальной:

$$\begin{aligned} \varphi_{форс} &= \arccos\left(\frac{P_{Н}}{\sqrt{3} \cdot I_{\phi} \cdot U_{min}}\right) = \arccos\left(\frac{50,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 3464 \cdot 0,95 \cdot 10500}\right) = \\ &= \arccos(0,422) = 65,04^{\circ}. \end{aligned} \quad (5.66)$$

Угол номинальной нагрузки определяется при номинальных параметрах схемы:

$$\varphi_{\text{нагр}} = \arccos\left(\frac{P_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot U_{\text{НОМ}}}\right) = \arccos\left(\frac{50,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 3464 \cdot 10500}\right) =$$

$$= \arccos(0,802) = 36,68^\circ.$$

Сопротивление при номинальных параметрах схемы:

$$Z_{\text{НОМ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\phi}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3464} = 1,75 \text{ Ом.}$$

Значение во вторичных единицах:

$$Z_{\text{НОМ}}^{(2)} = Z_{\text{НОМ}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 1,75 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 13,33 \text{ Ом.}$$

Для устранения мертвой зоны при КЗ вблизи нулевых выводов генератора величина смещения принимается равной $Z_{\text{ср.1}}^{(2)}$.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ, с выдержкой времени 0,8 с на отключение генераторного выключателя и выключателей ТСН 6,3 кВ, гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

2) Вторая ступень предназначена для защиты от внешних междуфазных замыканий и выполняет функцию дальнего резервирования, выполняется трехфазной.

Уставку срабатывания второй ступени при проектировании следует выбирать по условию отстройки от режима наибольшей реально возможной нагрузки:

$$Z_{\text{ср.2}}^{(1)} = \frac{Z_{\text{H}}^{\text{min}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{форс}})} = \frac{0,831}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80 - 65,04)} = 0,683 \text{ Ом.} \quad (5.67)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 1,05;

$\varphi_{\text{м.ч.}}$ – угол максимальной чувствительности, принимается равным 80° .

Значение уставки во вторичных единицах составит:

$$Z_{\text{ср.2}}^{(2)} = Z_{\text{ср.2}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,683 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 5,204 \text{ Ом.}$$

Учитывая, что мертвая зона при КЗ вблизи нулевых выводов генератора устранена первой ступенью, вторая ступень будет выполнена без смещения.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 6 с – на отключение ШСВ 110 кВ, с выдержкой времени 6,3 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ, с выдержкой времени 6,6 с – на отключение генераторного выключателя и выключателя ТСН 6,3 кВ, гашение полей генератора.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена в приложении В, рисунок В.1.

5.4.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для предотвращения недопустимых перегрузок обмотки возбуждения генератора токами перегрузок. Защита подключается к ТТ со стороны ВН выпрямительного трансформатора, выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа, приведенная к вторичной обмотке ТТ:

$$I_{Р.СИГН.}^{(2)} = \frac{K_{отс} \cdot K_{вып} \cdot I_p}{K_B \cdot K_{ТТ} \cdot K_{ТП}} = \frac{1,05 \cdot 0,816 \cdot 915}{0,98 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 0,9 \text{ А}, \quad (5.68)$$

где $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

В относительных единицах:

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{I_{Р.СИГН.}^{(2)}}{I_{р.ном}^{(2)}} = \frac{0,9}{\frac{0,816 \cdot 915}{\frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}}} = \frac{0,9}{0,84} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{K_{отс} \cdot K_{вып} \cdot I_p}{K_B \cdot K_{ТТ} \cdot K_{ТП}} = \frac{1,1 \cdot 0,816 \cdot 915}{0,98 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 0,95 \text{ А},$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки.

В относительных единицах:

$$I_{Р.ПУСК.}^* = \frac{I_{Р.ПУСК.}^{(2)}}{I_{р.ном}^{(2)}} = \frac{0,95}{0,84} = 1,13 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган, имеющий зависимость от тока ротора выдержку времени, соответствующей заданной заводом изготовителем характеристика, приведенной в таблице 5.9, действует на отключение генераторного выключателя и гашение полей генератора.

Характеристика интегрального органа представлена на рисунке 5.5.

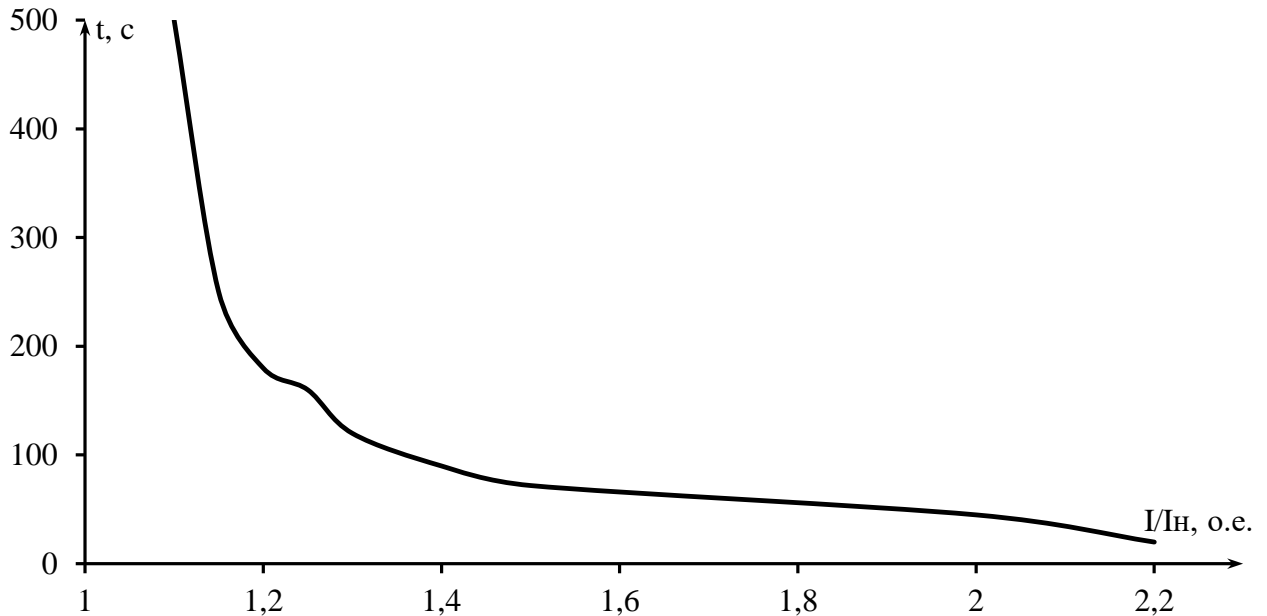


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{I_{\phi} \cdot K_H \cdot K_{вып}}{K_{ТП} \cdot K_B \cdot K_{ГТ}} = \frac{2000 \cdot 1,1 \cdot 0,816}{\frac{10,5}{0,475} \cdot 0,98 \cdot \frac{200}{5}} = 2,07 \text{ А}, \quad (5.69)$$

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

I_{ϕ} – ток форсировки ротора;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата;

В относительных единицах:

$$I_{P.TO}^* = \frac{I_{P.TO}^{(2)}}{I_{p.ном}^{(2)}} = \frac{2,07}{0,84} = 2,46 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается равной 3,0 с.

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Каранайской ГЭС 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.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица уставок и матрица отключений защит представлены в приложении В, таблица В.1 и В.2 соответственно.

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

Класс ГТС назначается по параметрам [30]:

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен II класс ГТС. Высота $423 - 343 = 380$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС. Установленная мощность ГЭС 148 МВт.

3. Вблизи Каранайской ГЭС проживает примерно 1000 человек. Назначен I класс ГТС.

Итог: назначен I класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметка гребня определена по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 423,00 + 0,53 + 0,0007 + 0,8 = \\ &= 424,34 \text{ м,} \end{aligned} \tag{6.1}$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 $a = 0,8$ м – конструктивный запас.

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 2250}{9,81 \cdot 40} \cdot \cos(0) = 0,0007 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где $k_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый по СП;
 $V_w = 10$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;
 $L = 2250$ м – длина разгона волны;
 $\alpha = 0$ – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;
 d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{423,00 - 343,00}{2} = 40 \text{ м}. \quad (6.3)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2250}{10^2} = 220,725, \quad (6.4)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21189,6, \quad (6.5)$$

где $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

Параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ определяются графически [34]:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 220,725 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,025,$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 21189,6 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,7.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = \frac{g\bar{T}}{V_w} \cdot \frac{V_w}{g} = 4,7 \cdot \frac{10}{9,81} = 4,791 \text{ с}, \quad (6.6)$$

$$\bar{h} = \frac{g\bar{h}}{V_w^2} \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,025 \cdot \frac{10^2}{9,81} = 0,255 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,791^2}{2 \cdot 3,14} = 35,838 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $40 > 35,838 \cdot 0,5 = 17,919$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,255 \cdot 2,1 = 0,54 \text{ м,} \quad (6.9)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику.

6.2.2 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 423,00 - 349,61 = 73,39 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{осн}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}} = 49,48$.

Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{49330}{9,81 \cdot (73,39 - 0,5) \cdot 0,935} = 73,8 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.11)$$

Согласно СП количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 3 - 1 = 2$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 73,8 \cdot 2 = 147,6 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.12)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для основного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}}, \quad (6.13)$$

где $Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(1,72 + 1,168) \cdot 10^9}{18316800} = 157,7 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 724 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 724 - 147,6 = 576,4 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{576,4}{41,31} = 13,95 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где $q_{\text{в}}$ – удельный расход на водосливе.

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 33,05 = 41,31 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.15)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 6,61 = 33,05 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.16)$$

где $[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}} = 6,61 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 2 = 16 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где $b = 8 \text{ м}$ – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 2$ – число пролётов.

6.2.3 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{576,4}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,51 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{576,4}{0,49 \cdot 0,906 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,95 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа;

b – ширина пролёта;

n – число пролётов;
 $\zeta_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;
 $\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{6,51}{8} = 0,906. \quad (6.20)$$

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 6,95 - \frac{1,1 \cdot 0,379^2}{2 \cdot 9,81} = 6,94 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{576,4}{(423-343) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,379 \text{ м/с};$

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

$B = 16 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 423,00 - 7 = 416, \quad (6.22)$$

где $H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к H (6.21) в соответствии с техническим регламентом.

6.2.4 Проверка пропуска поверочного расчетного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 424,00 - 349,85 = 74,15 \text{ м}. \quad (6.23)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{пов}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}} = 49,48$.

Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{49330}{9,81 \cdot (74,15 - 0,5) \cdot 0,935} = 73 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.24)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 73 \cdot 2 = 146 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.25)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 788 - 146 = 642 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 788 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{642}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,99 \text{ м}, \quad (6.26)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{642}{0,49 \cdot 0,899 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,5 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа;

$b = 8$ – ширина пролёта;

$n = 2$ – число пролётов;

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

$\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{6,99}{8} = 0,899. \quad (6.28)$$

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 7,5 - \frac{1,1 \cdot 0,417^2}{2 \cdot 9,81} = 7,49 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_{\text{Б}})} = \frac{642}{(424-343) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,417 \text{ м/с};$

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

$B = 16 \text{ м}$ – ширина водосливного.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 416 + 7,49 = 423,49 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 424,00 \text{ м}$.

6.2.5 Построение профиля водосливной грани

На рисунке 6.1 изображен профиль водосливной грани. Координаты для построения (таблица 6.1) профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}$. Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 13,0 м.

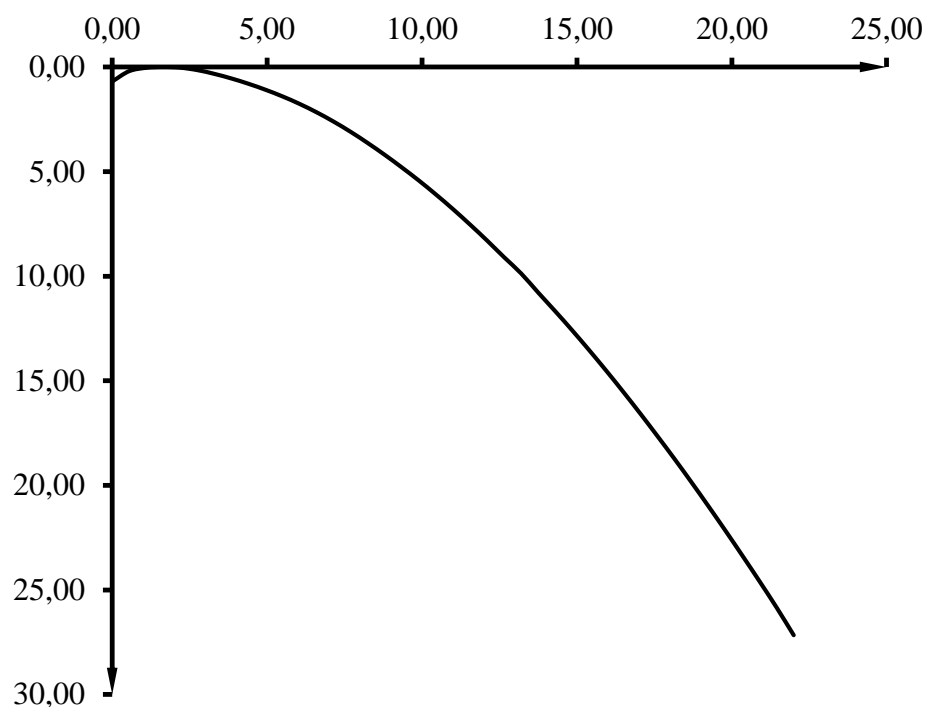


Рисунок 6.1 – Профиль водосливной грани

Таблица 6.1 – Координаты для построения профиля

X	Y	X*	Y*	X	Y	X*	Y*
0	0,126	0	0,882	2,1	1,369	14,7	9,583
0,1	0,036	0,7	0,252	2,2	1,508	15,4	10,556
0,2	0,007	1,4	0,049	2,3	1,653	16,1	11,571
0,3	0	2,1	0	2,4	1,794	16,8	12,6
0,4	0,006	2,8	0,042	2,5	1,96	17,5	13,72
0,5	0,027	3,5	0,189	2,6	2,122	18,2	14,854
0,6	0,06	4,2	0,42	2,7	2,289	18,9	16,023
0,7	0,1	4,9	0,7	2,8	2,462	19,6	17,234
0,8	0,146	5,6	1,022	2,9	2,64	20,3	18,48
0,9	0,198	6,3	1,386	3	2,824	21	19,7
1	0,256	7	1,792	3,1	3,013	21,7	21,091
1,1	0,321	7,7	2,247	3,2	3,207	22,4	22,449
1,2	0,394	8,4	2,758	3,3	3,405	23,1	23,835
1,3	0,475	9,1	3,325	3,4	3,609	23,8	25,263
1,4	0,564	9,8	3,948	3,5	3,818	24,5	26,726
1,5	0,661	10,5	4,627	3,6	4,031	25,2	28,217
1,6	0,764	11,2	5,348	3,7	4,249	25,9	29,743
1,7	0,873	11,9	6,111	3,8	4,471	26,6	31,297
1,8	0,987	12,6	6,909	3,9	4,698	27,3	32,886
1,9	1,108	13,3	7,756	4	4,938	28	34,566
2	1,235	14	8,645				

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 416,00 + 1,6 \cdot 427,20 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla_{\text{ГП}} = \text{НАИБ}[\nabla_{\text{ГБП}}; \nabla_{\text{ГБ}}] = \text{НАИБ}[424,34; 427,20] = 427,20 \text{ м.} \quad (6.32)$$

6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 423,00 - 343,00 = 80 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 418,7^2}{(16+3)^2 \cdot 9,81}} = 4,69 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Вычисляем отношение и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани:

$$\mathcal{E}_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{80}{4,69} = 17,06. \quad (6.35)$$

$\varphi = 0,9$ – коэффициент скорости принимаем так как высота плотины больше 40 м.

По графику М.Д. Черноусова в зависимости от коэффициента скорости φ и \mathcal{E}_{T_0} определяем \mathcal{E}_c и \mathcal{E}''_c :

$$\mathcal{E}_c = 0,19,$$

$$\mathcal{E}''_c = 3,2.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \mathcal{E}_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,19 \cdot 4,69 = 0,89 \text{ м,} \quad (6.36)$$

$$h''_c = \mathcal{E}''_c \cdot h_{\text{кр}} = 3,2 \cdot 4,69 = 15,01 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Так как $h''_c = 15,01 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 6,61 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Так как в основании створа находится гранит, плотина имеет высоту более 40 метров (84,2 м), а створ имеет ширину 580 метров, что достаточно для такого гасителя энергии, как способ свободно отброшенной струи. Выбираем этот способ.

6.2.7 Расчет свободно отброшенной струи

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

$$\begin{aligned} L &= k_a z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin 2\alpha} \right)^{0,5} + 1 \right) = \\ &= 1 \cdot 73,39 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \left(\left(1 + \left(\frac{73,39}{71,39} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ} \right)^{0,5} + 1 \right) = \\ &= 93,16 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.38)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока;

$z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 423,00 - 351,61 = 71,39$ м – напор воды на носке;

$\varphi = 0,9$ – коэффициент скорости потока;

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

z_0 – разница уровней бьефов.

$$z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{Q_{\text{осн max}}}} = 423,00 - 349,61 = 73,39 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Высота уступа от дна до носка-трамплина:

$$a = h_{\text{нб}}^{\text{max}} + 1,76 = 6,85 + 1,76 = 8,61 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где $h_{\text{нб}}^{\text{max}} = \nabla_{\text{НБ}_{Q_{\text{осн max}}}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 349,85 - 343,00 = 6,85$ м – максимальная глубина в нижнем бьефе.

Отметка носка-трамплина:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 343,00 + 8,61 = 351,61 \text{ м}. \quad (6.41)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_{\text{н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 71,39} = 33,68 \text{ м/с}. \quad (6.42)$$

Высота потока воды на носке:

$$h_{\text{н}} = \frac{q}{V_{\text{н}}} = \frac{30,34}{33,68} = 0,9 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где $q = 30,34$ м²/с – удельный расход на водосливе.

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_{\text{н}}^2}{g \cdot h_{\text{н}}} = \frac{33,68^2}{9,81 \cdot 0,9} = 128,4. \quad (6.44)$$

Зная число Фруда, можно определить коэффициент аэрации потока:

$$Fr > 35 \quad k_a = 1,$$

$$Fr < 35 \quad k_a = (0,8 - 0,9).$$

Принимаем $k_a = 1$.

Глубина ямы размыва:

$$h_p = t - h_{НБ} = 26,43 - 6,61 = 19,82 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где t – глубина воды в яме размыва;

d – средняя крупность отдельностей, в предварительных расчетах принимается равной 1 м.

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{НБ}}{d}} \cdot h_H = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{128,4}) \cdot \sqrt{128,4} \cdot \sqrt[4]{\frac{6,61}{1}} \cdot 8,61 = 26,43 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.46)$$

Расстояние до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} = 93,16 + \frac{26,43}{0,62} = 135,56 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где $tg\alpha_1$ – тангенс угла вхождения струи.

$$\begin{aligned} tg\alpha_1 &= \sqrt{tg\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{НБ})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\ &= \sqrt{tg30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 8,81 \cdot \cos 30^\circ + 2 - 6,61)}{33,68^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,62. \end{aligned} \quad (6.48)$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна реки равна:

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7h_p = 2,5 \cdot 4,69 + 3,7 \cdot 19,82 = 85,04 \text{ м}. \quad (6.49)$$

6.2.8 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 2,0$ м.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 1,0 \text{ м} = 1,0 + 2,0 = 3,0 \text{ м},$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{ГАЛ}} + h_{\text{гал}} + 3,0 = 343,00 + 2,5 + 3,0 = 348,50. \quad (6.50)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{423,00 + 398,27}{2} - 348,50 = 62,14 \text{ м}. \quad (6.51)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 62,14} = 87,8 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.52)$$

где $\mu = 0,8$ – коэффициент расхода;

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,0^2 = 3,14 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропускa расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{157,7}{87,7} = 1,8. \quad (6.53)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропускa расчётного расхода $n = 2$.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Для гравитационных бетонных плотин на скальном основании конструируют без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным $0,67 \div 0,7$, а при оценке устойчивости плотины величину заложения можно скорректировать.

Разница между НПУ и отметкой подошвы:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 423,00 - 341,00 = 82,00 \text{ м}, \quad (6.54)$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 82,00 = 57,68 \text{ м}. \quad (6.55)$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах предусмотрены постоянные (межсекционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устроены для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Деформационные температурно-осадочные швы устроены вертикальными шириной 4-5 см в верхней части и 1-1,5 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов 1-2 см.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принята на 1,5 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Разрезной бык состоит из двух полубыков, их суммарная толщина 3 м.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляют – 0,7 х 1,5 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,77 х 1,0 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения прохода персонала для осмотра и ремонта затворов.

6.3.4 Устои

Устраивается один устой: между водосливной плотиной и зданием ГЭС, длиной 143,6 м, и шириной 1,5 м.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 19 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки $\nabla_{\text{пол. гал.}} = 343,00$ м, $\nabla_{\text{пол. гал.}} = 362,00$ м, $\nabla_{\text{пол. гал.}} = 381,00$ м и $\nabla_{\text{пол. гал.}} = 400,00$ м и размеры галерей 3,0 × 3,0 м.

6.3.6 Основные элементы плотины

В состав плотины входят: водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, рисберма, цементационная завеса, дренажи в теле плотины и основании.

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

6.4.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_б$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 2286,43 \text{ м}^2$, $S_б = 2572,66 \text{ м}^2$.

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{2286,43 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 39150,333 \text{ кН/м}, \quad (6.56)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина пролёта;

$\delta_б$ – толщина быка;

$\rho_б$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{2572,66 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8 + 3} = 16519,284 \text{ кН/м}. \quad (6.57)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.58)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 1) \cdot b = (424,00 - 416,00 + 1) \cdot 8 = 72 \text{ м}^2. \quad (6.59)$$

$$Q_з = 0,055 \cdot 72 \cdot \sqrt{72} \cdot 9,81 = 330 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м. длины секции:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{33}{8 + 3} = 30 \text{ кН/м}. \quad (6.60)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды. Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 82^2}{2} = 32981,22 \text{ кН/м}, \quad (6.61)$$

где $h_1 = 82$ м – напор над расчётным сечением со стороны ВБ.

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,77^2}{2} = 111,603 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

где $h_2 = 4,77$ м – напор над расчётным сечением со стороны НБ.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды отсутствует.

6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot h_2 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,77 = 46,794 \text{ кН}. \quad (6.63)$$

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = p_{\text{взв}} \cdot B = 46,794 \cdot 57,68 = 2699,078 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где $B = 57,68$ м – Ширина подошвы плотины.

6.4.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в п. 6. В качестве воздействия на плотину учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 760,3 = 7458,543 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

где $S_{\text{эп}} = 760,3$ м² – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, определяется в программе AutoCAD.

6.4.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.66)$$

$$p_H = 10 \cdot 2,5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 12,257 \text{ кН/м}^2,$$

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

h_H – толщина слоя наносов, принимаем $h_H = 2,5 \text{ м}$;

$\varphi_H = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2,5 \cdot 9,81}{2} = 15,322 \text{ кН/м}. \quad (6.67)$$

6.4.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.68)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,54 \cdot \left(\frac{35,84}{3,14} + \frac{0,026}{2} \right) = 10,8 \text{ кН/м},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;

$\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,54^2}{35,84} = 0,026 \text{ м}. \quad (6.69)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{35,84}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,54 = 5,5 \text{ м}. \quad (6.70)$$

6.5 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчетов составлена таблица 6.2, в которой занесены все нагрузки. В приведенных формулах изгибающий момент относительно середины расчетного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	32981,22	27,33	901376,743
T_H	1,0	←	111,603	1,59	-177,449
G_6	0,95	↓	15693,32	33,98	-533259
$G_{пл}$	0,95	↓	37192,82	28,24	-1050325
$W_{взв}$	1	↑	2699,078	0	0
W_ϕ	1	↑	7458,543	12,76	95171,01
E_H	1,2	→	18385,89	2,83	52032,07
$W_{волн}$	1,0	→	29,978	79,6	2386,249
$q_з$	0,9	↓	27	77,5	2092,5
		$\Sigma \uparrow$	42755,52	ΣM	-530703

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\Sigma N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{42755,52}{57,68} + \frac{6 \cdot (-530703)}{57,68^2} = -1698,34 \text{ кН/м}^2, \quad (6.71)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.72)$$

$$\sigma_x^u = -1698,34 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 82 \cdot (1 - 0^2) = -804,42 \text{ кН/м}^2,$$

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

$H_d^u = 82 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны ВБ.

$$m_u = \text{tg } \alpha_1, \quad (6.73)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } 90^\circ = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 82 + (-1698,34)) \cdot 0 = 0, \quad (6.74)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.75)$$

$$\sigma_1^u = -1698,34 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 82 \cdot 0^2 = -1698,34 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 82 = -804,42 \text{ кН/м}^2. \quad (6.76)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{42755,52}{57,68} - \frac{6 \cdot (-530703)}{57,68^2} = 215,84 \text{ кН/м}^2, \quad (6.77)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.78)$$

$$\sigma_x^t = 215,84 \cdot 0,58^2 - 9,81 \cdot 4,77 \cdot (1 - 0,58^2) = 41,55 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = 4,77$ м - напор над расчётным сечением со стороны НБ.

$$m_t = \text{ctg } \alpha_2 = \text{ctg } 62^\circ = 0,58, \quad (6.79)$$

где $\alpha_2 = 62^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.80)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 4,77 + 215,84) \cdot 0 = 0,$$

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.81)$$

$$\sigma_1^t = 215,84 \cdot (1 + 0,58^2) + 9,81 \cdot 4,77 \cdot 0,58^2 = 559,05 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 4,77 = -46,79 \text{ кН/м}^2, \quad (6.82)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

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

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

B – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-1698,34	215,84
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-804,42	41,55
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	0
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-1698,34	559,05
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-804,42	-46,79

6.6 Критерии прочности плотины и ее основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.83)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$R_b = 2800$ кПа – расчётное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условия работы;

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-46,79| \leq 0,9 \cdot 2800,$$

$$58,49 \text{ кН/м}^2 < 2660,00 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.84)$$

$$-1698,34 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.85)$$

$$1698,34 \text{ кН/м}^2 > 201,105 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.7 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения.

Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.86)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,9$ – коэффициент условий работы;

R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.87)$$

$$R = (39150,333 + 16519,284 + 30 - 7458,543 - 2699,078) \cdot 0,8 + 150 \cdot 57,68 = 45061,597 \text{ кН},$$

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м. $\omega = B_n \cdot 1$.

$$F = T_b - T_n + W_{волн} + E_n, \quad (6.88)$$

$$F = 32981,22 - 111,603 + 299,78 + 15,322 = 32914,917 \text{ кН},$$

$$\frac{45061,597 \cdot 0,9}{32914,917 \cdot 1,0} = 1,3 > 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и имеет запас в 4%.

7 Мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Каранайского гидроузла выполняются следующие виды работ:

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

- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

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

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Каранайского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.036 – 2009 «Гидроэлектростанции водохранилища ГЭС основные правила проектирования и строительства нормы и требования» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

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

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

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

- технические мероприятия, 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.

7.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036 – 2009 «Гидроэлектростанции водохранилища ГЭС основные правила проектирования и строительства нормы и требования», в соответствии с которыми:

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ;

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

- требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

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

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения;

- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте;

- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;

- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом;

- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки;

- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию;

- навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля;

- почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

7.3 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

Организационные мероприятия:

- разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
- разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- оформление решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- организация и проведение производственного экологического контроля.

Санитарно-технические мероприятия:

- раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;
- передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5.

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

где N – объем бетонных работ, м³ (195000 м³);

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

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,4$ т/м³).

$$M = \frac{195000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,4 = 8424 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5. Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

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

где N – количество арматуры, т (26130 т);

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

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

$$M = \frac{26130 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 522,6 \text{ т.}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 8424 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 522,6 т отходов черных металлов в виде кусков металла. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Каранайской ГЭС на окружающую среду будет оказываться:

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизельгенераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

- регулирование водного режима;
- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ.

8 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Каранайская ГЭС, согласно проекту, относится к первому классу ГТС. Одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния Каранайской ГЭС сооружения должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется в соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. От 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;

- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

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

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции.

8.2 Опасные производственные факторы, действующие на предприятии

К опасным производственным факторам относятся:

- наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;
- наличие больших объемов масла в маслохозяйстве и оборудовании;
- наличия оборудования, при нормальной работе которого используется элегаз SF₆;
- повышенный шум и вибрация;
- низкие температуры воздуха в зимний период.

Работникам ГЭС должны выдаваться в полном объеме средства защиты и спецодежда. Работники станции в обязательном порядке должны использовать ее в рабочей деятельности.

При ремонтных работах устанавливаются защитные ограждения, а также вывешиваются соответствующие плакаты.

Все движущиеся части и оборудование, имеющие открытые токоведущие части, ограждаются стационарными ограждениями.

8.3 Охрана труда Каранайской ГЭС. Общие положения

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Каранайской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний

работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии; персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними; весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец. обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих; шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении,

при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажем, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

8.4 Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи

Во исполнение требований каждый работник Каранайской ГЭС должен быть обучен приемам оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве и овладеть навыками их применения.

Руководителем Каранайской ГЭС должны быть обеспечены необходимые материальная база и условия для указанного обучения, а также проверки соответствующих знаний работников ГЭС и ежегодного подтверждения ими необходимого уровня овладения практическими навыками оказания первой помощи в смоделированных ситуациях, близких к реальным.

Каждому пострадавшему при несчастном случае на месте происшествия силами ближайших к этому месту работников Каранайской ГЭС незамедлительно должна быть оказана первая помощь еще до прибытия медицинских специалистов и доставки его в медсанчасть или ближайшее другое медицинское учреждение.

8.5 Пожарная безопасность

8.5.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности для энергетических предприятий изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

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

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;

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

- специальная подготовка, проведение противопожарных тренировок;

- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности

несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, а также, обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Территория Каранайской ГЭС находится в зоне с отдаленным расположением пожарных частей, поэтому предусматривается пожарная часть в непосредственной близости от станции, которая будет обслуживать как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

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

8.5.2 Объекты водяного пожаротушения

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, а также, обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Территория Каранайской ГЭС находится в зоне с отдаленным расположением пожарных частей, поэтому предусматривается пожарная часть в непосредственной близости от станции.

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

Объектами автоматического водяного пожаротушения Каранайской ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- кабельные помещения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

На генераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, сигнализирующие о наличии возгорания. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых вылетов обмоток статора размещают кольцевые трубопроводы с дренчерными оросителями. Включение системы пожаротушения – автоматическое, с действием от защит внутренних повреждений обмоток статора.

Для трансформатора предусматривается маслоприемник без отвода масла.

В туннелях с кабелями из сшитого полиэтилена 110 кВ предусматривается установка датчиков пожаротушения. На каждые 50 м туннеля предусмотрен 1 датчик. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен производиться обход и осмотр.

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4-10,5 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями 1 коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями осуществляются путем установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическими и дистанционным ручным управлением.

На подстанции построенной рядом необходимо иметь запас воды для тушения трансформаторов в течении тридцати минут. Тушение осуществляется с помощью кольцевых трубопроводов с дренчерными оросителями, которые образуют водяную завесу вокруг трансформатора.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является верхний бьеф.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованы и разделены секционными задвижками. Трубопроводы постоянно заполнены водой, расположены в помещениях с температурой не менее +5°C, прокладка производится открыто. Запорно-пусковые устройства устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируются следующие действия:

- пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого запорно-пускового устройства по импульсу;
- поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта;
- пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не срабатывания системы;
- пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе;
- остановка насосов после прекращения пожара и закрытия запорно-пускового устройства через определенное время;
- пуск насосов при опробовании дистанционно;
- сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов;
- сигнализировать персоналу об отсутствии напряжения питания насосов.

8.5.3 Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования

Каждое помещение (кабинеты РУСН и т.п.) на Каранайской ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для каждого конкретного помещения. В данной инструкции должны отражаться: правила ПБ, номера НСС, дежурной пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности.

Подготовка инженерно-технических работников (ИТР), рабочих и служащих Каранайской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок с участием пожарных;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Все лица, поступающие работать на Каранайскую ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам. По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических

противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

8.5.4 Пожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть надписи: “Аккумуляторная”, “Огнеопасно”, “Курение запрещено” или вывешены соответствующие знаки. На дверях должны быть установлены предупреждающие плакаты “Осторожно электрическое напряжение” в соответствии с требованиями СТО 34.01.-30.1-001-2016.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки основных и вспомогательных помещений аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентилялей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

9 Технико-экономические показатели

9.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

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

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1.

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

Год	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность, МВт	148	148	148	148
Число часов использования установленной мощности	5 783	5 783	5 783	5 783
Выработка электроэнергии, МВт·ч	855 653	855 653	855 653	855 653
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	8 557	8 557	8 557	8 557
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	847 096	847 096	847 096	847 096
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1 642	1 678	1 707	1 724
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	115,91	118,45	120,50	121,70
НДС к выручке, млн. руб.	17,68	18,07	18,38	18,56

Уже с 2027 проектируемая ГЭС начинает работать с установленной мощностью. На рисунке 1.1 представлен график изменения выручки от реализации электроэнергии по годам. Как видно из графика, после выхода электростанции на установленную мощность выручка от реализации электроэнергии растет с каждым годом. Это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

9.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро»

на 2017-2042 гг. Текущие расходы посчитаны с учетом реализованной электроэнергии.

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

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

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

В нашем случае, текущие расходы включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, и т.д.) ГЭС определяем на 1 МВт установленной мощности, данные представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,20	37,8
Прочие расходы	274,00	50,5
Итого	529,2	78,3

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

Таблица 9.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

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

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

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
ОАО "СО – ЕЭС"	135,38	20,03
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097	1,40
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318	0,41
Итого		21,84

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Сулак составляет 7,2 руб.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Год	2027	2028	2029	2030	2031
Амортизационные отчисления, млн. руб.	89,38	89,38	89,38	89,38	89,38
Расходы на страхование, млн. руб.	23,16	22,30	21,45	20,59	19,73
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	78,30	78,30	78,30	78,30	78,30
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	1,45	2,09	2,01	1,93	1,85
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	21,84	21,84	21,84	21,84	21,84
Налог на воду, млн. руб.	9,21	9,21	9,21	9,21	9,21
Итого, млн. руб.	223,3	223,1	222,1	221,2	220,3
	4	2	8	4	1

Наибольшие составляющие затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации – амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты, они неизменны и каждый год составляют одну и ту же сумму. Изменениям подвержены расходы на страхование и расходы на ремонт производственных фондов.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 9.1.

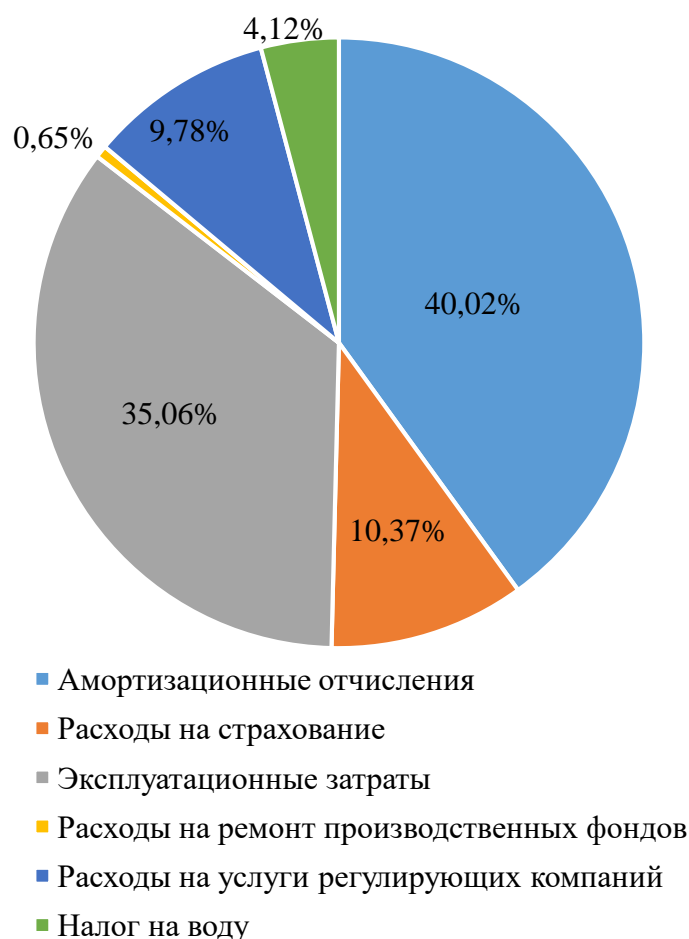


Рисунок 9.1. – Структура текущих затрат

9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьёй оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

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 – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Год	2027	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб.	305,75	326,84	334,99	339,32	343,19
НДС, млн.руб.	141,53	366,65	373,34	377,27	380,74
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	27,34	12,38	11,02	11,02	11,02
Налог на имущество, млн.руб.	57,55	51,69	49,72	47,76	45,79

Суммарные налоги, отчисляемые государству, в большей степени зависят от налога на прибыль и НДС. Следовательно, налоговые расходы пропорциональны доходам, реализуемого проекта.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности, определяет рентабельность производства.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС, по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Форма и отражения основной производственной деятельности Каранайской ГЭС является отчет об прибыли и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Год	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка (нетто), млн.руб.	1 796	1 837	1 869	1 888	1 905
Текущие расходы, млн.руб.	223	223	222	221	220
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	1 573	1 613	1 647	1 667	1 685
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1 573	1 613	1 647	1 667	1 685
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	315	323	329	333	337
Ставка налога на прибыль Т, %	1 258	1 291	1 318	1 333	1 348

Как видно после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод

мощностей лишь наращивает прибыль. Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность растет объем продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощностью согласно сценарным условиям РусГидро.

9.3 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.2 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

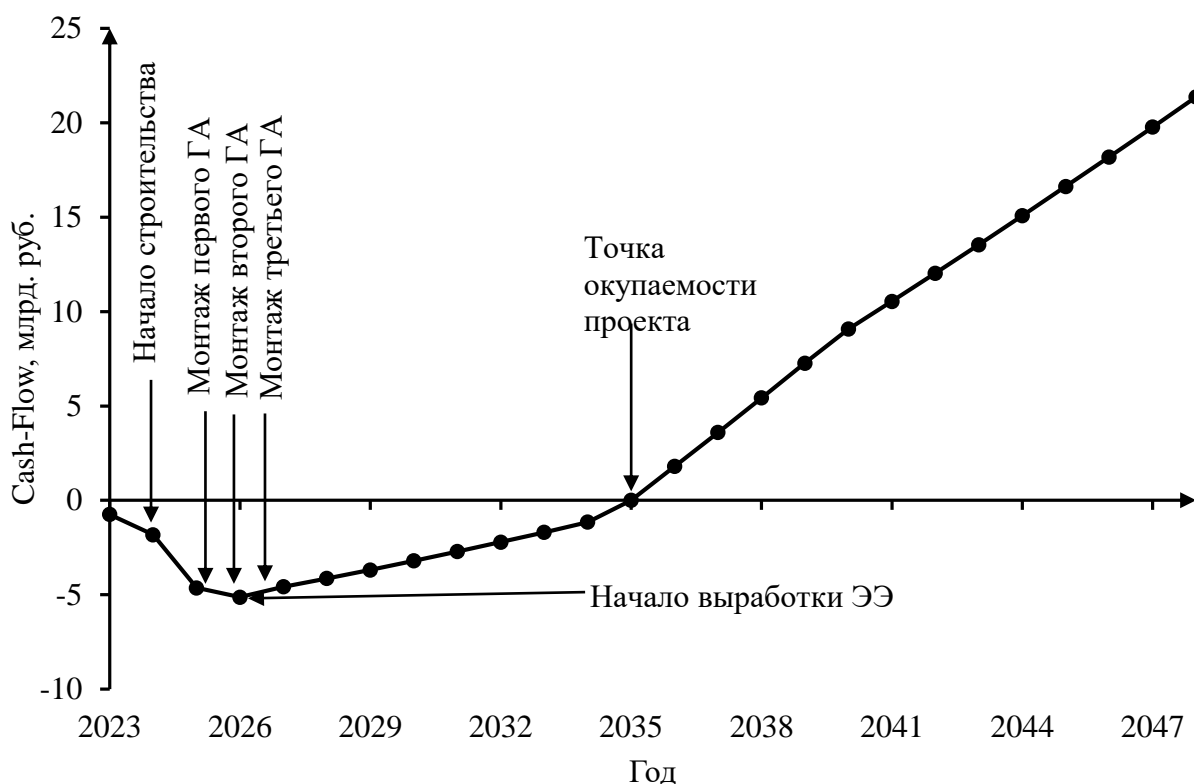


Рисунок 9.2 – График Cash-Flow

В первые годы строительства график Cash-Flow идет вниз, так как возведения сооружений и монтаж оборудования, которые происходят на этом этапе, требуют значительных капиталовложений, а выработки и продаж электроэнергии еще нет. После ввода в работу первого гидроагрегата, электростанция начинает выработку электроэнергии, в этой точке график меняет свое направление. В конце 2035 году график пересекает ось абсцисс, что свидетельствует тому, что проект достиг точки окупаемости, все вложенные в проект средства были возвращены и теперь проект начинает приносить прибыль. Срок окупаемости составил 13 лет, что является меньше предполагаемого срока окупаемости.

9.4 Оценка инвестиционного проекта

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

9.4.1 Методология, исходные данные и оценка инвестиционного проекта

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

- чистый, дисконтированный доход (NPV);
- индекс прибыльности (PI);
- срок окупаемости (PP);
- и т.д.

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

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

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

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

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

– период прогнозирования Каранайской ГЭС составляет 25 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования;

– используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2023 года;

– предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

9.4.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Каранайской ГЭС мощностью 148 МВт. Под расходами понимаются кредитные средства, а также собственные средства, реализующего инвестиционный проект строительства Каранайской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Каранайской ГЭС на реке Сулак»

Показатели	Значения
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости – РВ, мес	156
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	594,95
Индекс прибыльности – PI	1,14
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,94
Себестоимость эл. энергии руб./кВт·ч	0,17
Удельные капиталовложения, тыс. руб./кВт	102,91

Чистый приведенный доход составил 594,95 млн. руб., индекс прибыльности – 1,14, что больше единицы, себестоимость электроэнергии – 0,17 руб./кВт·ч, что является приемлемым значением. Следовательно, проект можно считать экономически целесообразным.

9.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2027	2028	2029	2030	2031
Налоговые поступления, млн. руб.	456,49	702,69	717,54	725,80	733,14
В Федеральный бюджет, млн. руб.	57,55	51,69	49,72	47,76	45,79
В региональный бюджет, млн. руб.	541,37	766,76	778,28	784,57	789,94

Реализация проекта Каранайской ГЭС принесет значительное количество налоговых поступлений в федеральный и региональный бюджеты, которые будут увеличиваться по мере строительства, ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования и дальнейшей эксплуатации электростанции.

9.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов).

Целями проведения этого анализа является оценка степени влияния изменения каждого (или нескольких сразу) из входных параметров, чтобы предусмотреть наилучшее развитие ситуации в проекте.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации обычно характеризуется показателями границ безубыточности (предельных уровней объемов производства), цен производимой продукции и других параметров.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности:

- изменение ставки налогов представлено на рисунке 9.3;
- изменение объема инвестиций представлено на рисунке 9.4;
- изменение цены сбыта представлено на рисунке 9.5.

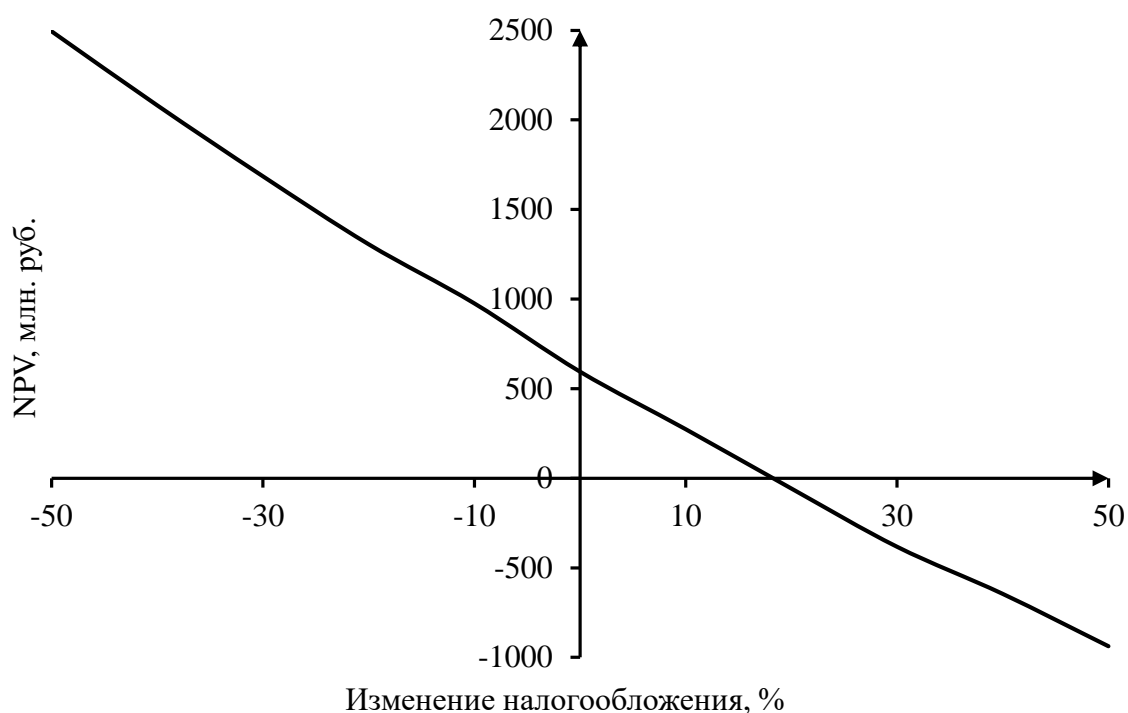


Рисунок 9.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки налогов имеет обратную зависимость близкую к линейной. При увеличении ставки налогов NPV снижается, а при снижении ставки налогов NPV увеличивается. При увеличении ставки налогов более чем на 20% NPV становится отрицательным.

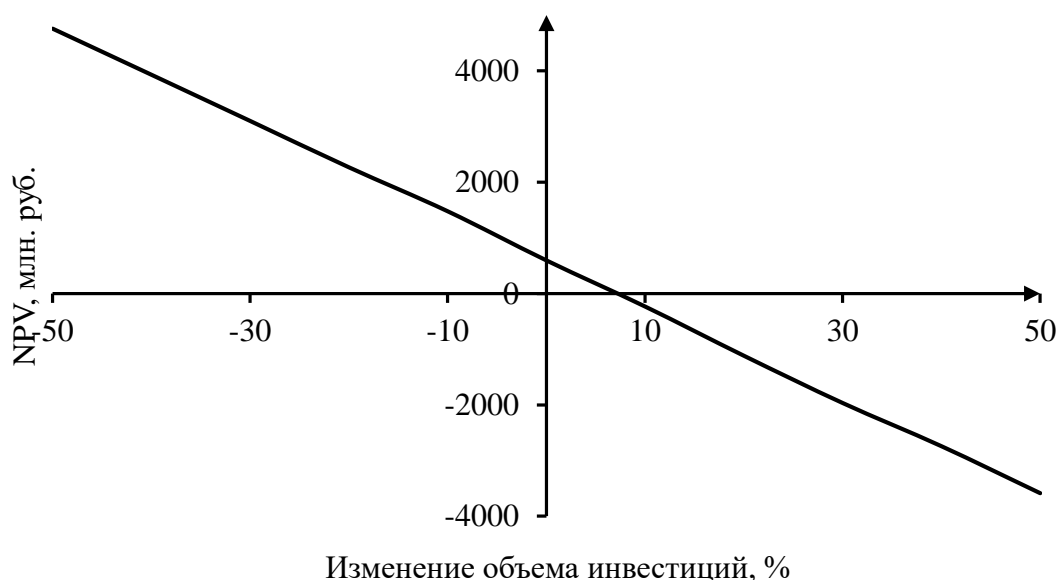


Рисунок 9.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки налогов имеет обратную зависимость близкую к линейной. При увеличении объема инвестиций NPV снижается, а при снижении ставки налогов NPV увеличивается.

При увеличении объема инвестиций более чем на 7% NPV становится отрицательным.

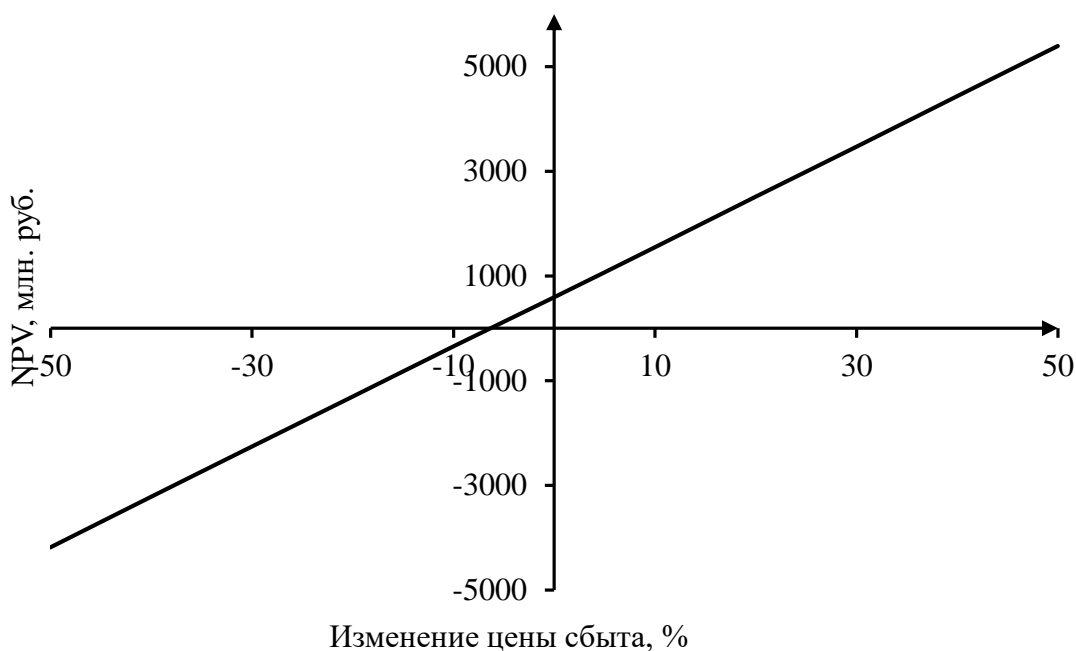


Рисунок 9.5 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Изменение индекса прибыльности от изменения ставки дисконтирования имеет обратную нелинейную зависимость. При увеличении ставки дисконтирования более чем на 13% PI становится меньше единицы. В таком случае проект считается экономически нецелесообразным.

10 Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий электропередачи напряжением 110-220 кВ. ДФЗ-201

10.1 Принцип действия дифференциально-фазной защиты

Принцип действия защиты основан на косвенном сравнении фаз токов манипуляции по концам линии. Ток манипуляции представляет собой комбинацию токов прямой и обратной последовательностей в месте измерения. За положительное направление берется направление тока от шин в линию. При отрицательной полуволне своего тока приемопередатчик посылает импульсы в ВЧ-канал. При внешних замыканиях токи по концам линии направлены в одну сторону, а токи, измеряемые полуккомплектами, сдвинуты относительно друг друга почти на 180° . При этом ВЧ-пакеты образуют на входах ВЧ-приемников практически сплошной сигнал, так как промежутки импульсов одного передатчика заполняются серией импульсов второго комплекта. При внутренних замыканиях токи по концам линии направлены от шин в линию, передатчики начинают работать одновременно, и ВЧ-пакеты по концам линии практически совпадают по фазе, так как импульсы с обоих передатчиков накладываются друг

на друга. При этом паузы в сигналах на входах ВЧ-приемников могут достигать половины периода промышленной частоты. Длительность паузы определяется разностью фаз токов манипуляции по концам линии, и, если длина паузы превышает уставку, появляется сигнал, разрешающий срабатывание защиты.

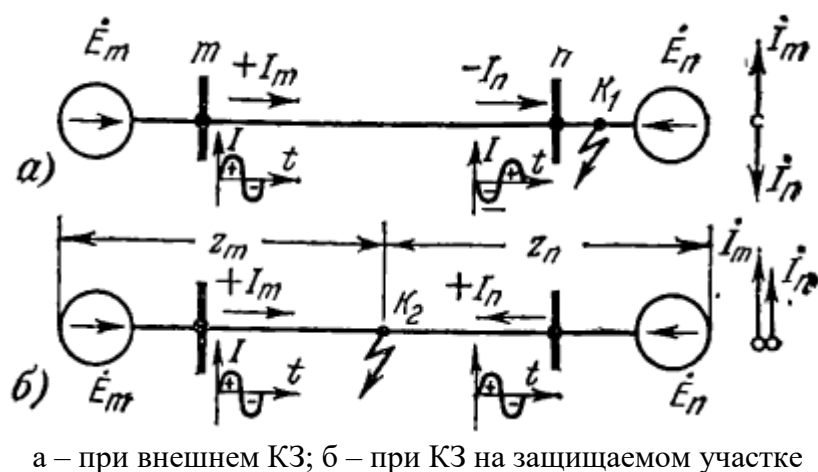


Рисунок 10.1 – принцип действия Дифференциально-фазной высокочастотной защиты

Таким образом, информация о фазе тока передается с одного конца защищаемой линии на другой посредством ВЧ-сигналов по каналу связи, в качестве которого используется сама защищаемая линия. ВЧ-передатчик генерирует токи высокой частоты пакетами, длительность которых приблизительно равна интервалам перехода мгновенного тока манипуляции через ноль.

В начальный момент возникновения повреждения срабатывают блокирующие измерительные органы, обеспечивая тем самым ускоренный пуск приемопередатчика, который посылает информацию о фазе тока манипуляции на противоположный конец линии. Далее срабатывают отключающие ИО, имеющие более грубые уставки по сравнению с блокирующими, и готовят цепь отключения линии. Одновременно с этим работает орган сравнения фаз, который по длительности паузы в сигнале ВЧ-приемника определяет разность фаз токов манипуляции по концам ЛЭП. При превышении разности фаз уставки ОСФ и готовности цепи отключения принимается решение об отключении линии.

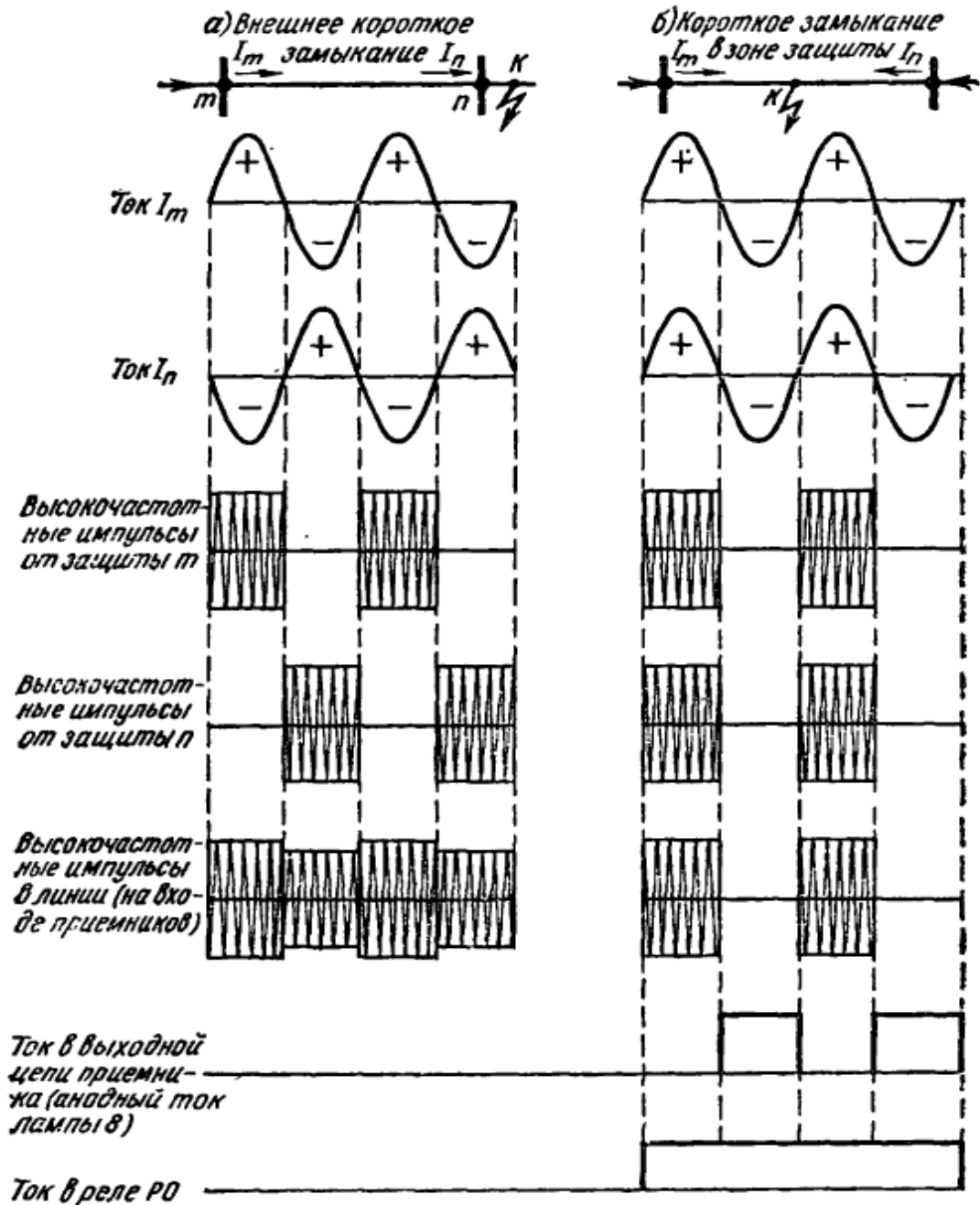


Рисунок 10.2 – Диаграмма токов в дифференциально-фазной высокочастотной защите

10.2 Основные органы дифференциально-фазной защиты и их особенности

Дифференциально-фазная защита состоит из 3 основных органов: пускового органа, который при КЗ дает разрешение действия защиты; органа манипуляции, который осуществляет управление передатчиком токов высокой частоты; и органа сравнения, который производит воздействие на отключение при совпадении фаз токов на концах линии.

Наличие пускового органа в схеме не обязательно, так как защита не реагирует на нагрузку. Однако при его отсутствии любое нарушение

непрерывной циркуляции токов высокой частоты будет приводить к срабатыванию реле и ложному отключению линии.

При удаленном внешнем КЗ, когда пусковые реле работают на пределе чувствительности, возможна работа пускового органа только с одной стороны линии. В этом случае ток высокой частоты будет прерывистым, что приведет к ложному срабатыванию защиты. Для исключения этого пусковой орган выполняется из 2 комплектов, один из них более чувствительный, а другой более грубый, который и производит управление цепью отключения.

10.3 Искажение фаз сравниваемых токов

При рассмотрении принципа работы защиты предполагалось, что при нормальном режиме и при внешних КЗ токи сдвинуты относительно друг друга на 180 градусов, а при КЗ внутри защищаемой зоны совпадают. В действительности из-за погрешностей ТТ фазы вторичных токов искажаются и во вторичных цепях сдвиг между фазами токов несколько отличается от реального. При больших искажения возможно ложное срабатывание защиты и отказ при КЗ в защищаемой зоне.

В связи с этим параметры защиты необходимо выбирать так, чтобы она блокировалась при внешнем КЗ и работала при внутреннем. Предельное значение угла, при котором защита должна блокироваться называется углом блокировки защиты.

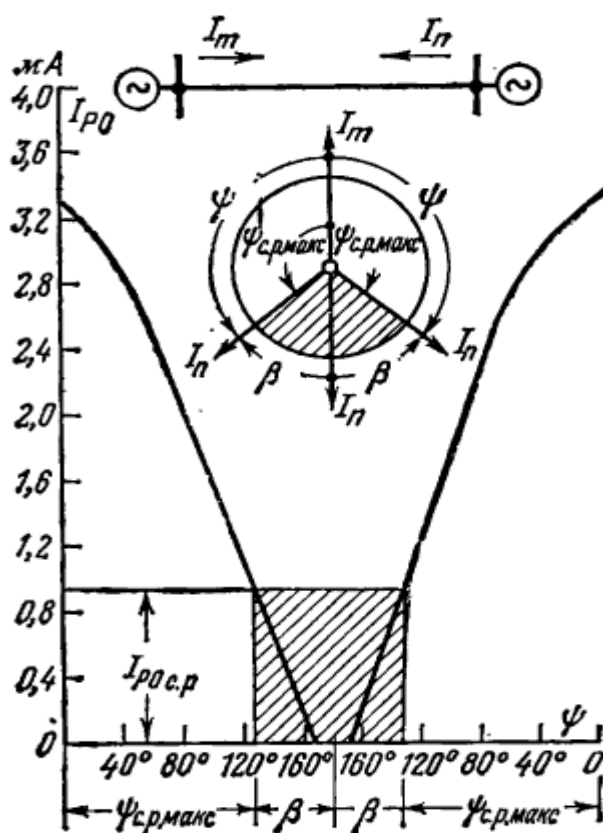


Рисунок 10.3 – Фазные характеристики дифференциально-фазной высокочастотной защиты

10.4 Дифференциально-фазная защита типа ДФЗ-2

Защита типа ДФЗ-2 предназначена для защиты линий 110-220 кВ в качестве основной быстродействующей защиты от всех видов КЗ. Схема защиты построена аналогично защите, представленной на рисунке 10.1.

Пусковой орган состоит из 2 комплектов, упомянутых ранее. Оба комплекта приходят в действие при появлении токов обратной и нулевой последовательностей, благодаря чему они не реагируют на нагрузку и обладают высокой чувствительностью. Для обеспечения действия при трехфазном КЗ пусковой орган выполнен по схеме, позволяющей фиксировать возникающую несимметрию, возникающую в первый момент трехфазного КЗ. В схеме также предусмотрены дополнительные реле, обеспечивающие правильное действие защиты при трехфазных КЗ.

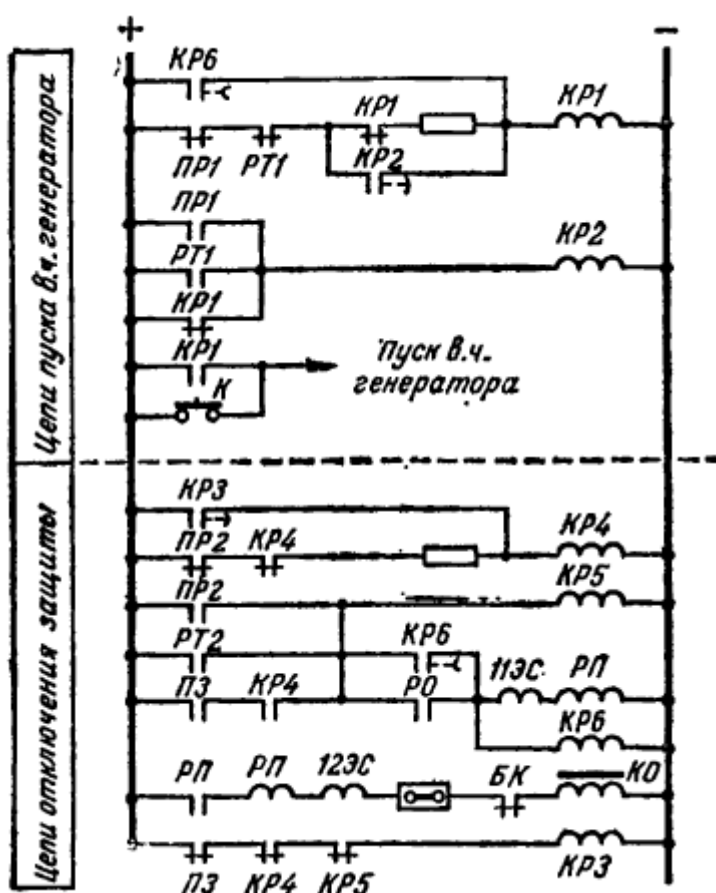


Рисунок 10.4 – схема цепей постоянного тока ДФЗ-2

10.5 Программные способы расчета мест повреждений ВЛ

Ток срабатывания РТ1 отстраивается от нагрузки и определяется по формуле:

$$I_{с.з.РТ1} = \frac{k_H I_{H \max}}{k_{\text{воз}}}, \quad (10.1)$$

где $I_{н\text{ макс}}$ – ток максимальной нагрузки в нормальном режиме;
 k_n – коэффициент надежности;
 $k_{воз}$ – коэффициент возврата.

Ток срабатывания РТ2 выбирается больше $I_{с.з.РТ1}$ на противоположном конце линии и отстраивается от максимальной нагрузки в аварийном режиме.

По первому условию:

$$I_{с.з.РТ2} = (1,5 \div 2)I_{с.з.РТ1}. \quad (10.2)$$

По второму условию $I_{с.з.РТ2}$ определяется по формуле 1, в котором за $I_{н\text{ макс}}$ принимается максимально возможный ток в аварийном режиме.

Ток срабатывания ПР1 отстраивается от тока небаланса $I_{нб}$:

$$I_{с.з.ПР1} = k_n I_{нб}. \quad (10.3)$$

Ток срабатывания ПР2, управляющего цепью отключения, выбирается из условия:

$$I_{с.з.ПР2} = 2I_{с.з.ПР1}. \quad (10.4)$$

Чувствительность пуска цепей отключения защиты проверяется по минимальному значению тока при двухфазном КЗ на противоположном конце линии:

$$k_{ч} = \frac{I_{2\text{ мин}}}{I_{с.з.ПР2}} \geq 2. \quad (10.5)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и объекты Каранайского гидроузла на реке Сулак, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, которая равна 148 МВт, и среднемноголетняя выработка 855 млн. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 76,86 м;
- расчетный – 62,92 м;
- минимальный – 49,48 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ90-В45 и РО75-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛД90-В45-355. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 200 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-735/115-30 с номинальной активной мощностью 50,5 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 8 присоединений (3 одиночных блока, 5 отходящих воздушных линий) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТД 63000/110, трансформаторы собственных нужд ТСЗ–1000/10, для ВЛ – сталеалюминевые провода марки АСК-70/11.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой с водосбросами раздельного типа. В состав сооружения входят:

- левобережная глухая бетонная плотина;
- станционная часть;
- водосбросная часть;
- правобережная глухая бетонная плотина;

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 57,7 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 341,00 м;
- число водопропускных отверстий – 2;
- ширина пролетов – 8 м;
- отметка гребня плотины – 426,50 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, носок-трамплин. Также произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,3 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Каранайского гидроузла соответствует всем требованиям надежности и другим требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 156 месяца;
- чистый приведенный доход – 595 млн.руб.;
- себестоимость электроэнергии – 0,17 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 102,91 тыс. руб/кВт.

Таким образом, строительство Каранайского гидроузла является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин, К. Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский, К. Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю. А. Секретарев, А. А. Жданович, Е. Ю. Затеева, С. В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106 с.
5. Васильев, Ю. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Васильев, Ю. 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.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Новоженин, В. Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В. Д. Новоженина, Е. В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М. И. Дворецкая, А. П. Жданова, О. Г. Гушников, И. В. Слива / под общей ред.к.т.н., В. В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Васильев, А. А. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Брызгалов, В. И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В. И. Брызгалов, Л. А. Гордон. — Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. — 541 с.
11. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введен впервые : дата введения 30-07-2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
12. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введен впервые : дата введения 19-09-2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

13. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования: введен впервые: дата введения 2008-01-10. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
14. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования: введен впервые: дата введения 2008-07-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
15. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
16. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
17. Номенклатурный каталог // ООО «Тольяттинский трансформатор» ; официальный сайт. – 2020. – URL: <http://www.transformator.com.ru/blog/information-materials/#bx> (дата обращения: 19.03.2023).
18. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения: введен впервые: дата введения 2007-12-20. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
19. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» // УЭТМ ; официальный сайт. – 2017 – URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformarnoreaktornoe+oborudovanie> (дата обращения: 06.03.2023).
20. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.
21. Каталог «Ограничители перенапряжений 6-220 кВ» // «ОАО «Разряд» ; официальный сайт. – 2019 – URL: <http://www.zavod-razryad.ru/> (дата обращения: 02.11.2022).
22. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования: введен впервые: дата введения: 2008-07-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
23. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» // ОАО «Свердловский завод» ; официальный сайт. – 2021 – URL: <http://www.cztt.ru/main.html>. (дата обращения: 05.12.2022)
24. Каталог «Разъединители» // ЗАО «ЗЭТО» ; официальный сайт. – 2018 – URL: <http://www.zeto.ru/>. (дата обращения: 05.12.2022)
25. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» – Введен впервые : дата введения 01-03-2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

26. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики: введен впервые: дата введения: 2015-09-01. – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций: введен впервые: дата введения: 2017-09-28. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

28. Чернобровов, Н. В. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов; – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.

29. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание: дата введения 2003-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003114?marker> (дата обращения: 06.06.2023).

30. Постановление Правительства РФ от 05.10.2020 № 1607.

31. Лыбина, Т. А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т. А. Лыбина, Н. П. Ульянова, В. Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

32. СП 38.13330.2018. Свод правил. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов): дата введения 2019-02-17 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения: 06.06.2022).

33. СП 58.13330.2019. Свод правил. Гидротехнические сооружения. Основные положения: дата введения 2020-06-17 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/564542210> (дата обращения: 06.06.2022).

34. Киселев, П. Г. Справочник по гидравлическим расчётам / Справочник по гидравлическим расчётам, изд. 4 переработ. П. Г. Киселев. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.

35. СП 23.13330.2018. Свод правил. Основания гидротехнических сооружений: дата введения 2019-02-14 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863425> (дата обращения: 06.06.2022).

36. 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.

37. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012: дата введения 2013-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200093819> (дата обращения: 06.06.2022).

38. Лапасова, В. В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В. В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.

39. Налоговый кодекс Российской Федерации часть 2 // КонсультантПлюс. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/ (дата обращения: 10.06.2023).

40. Соловьев, А.Л. Защита асинхронных электрических двигателей напряжением 0,4 кВ / А. Л. Соловьев – Москва; НТФ "Энергопрогресс", "Энергетик", 2007. – 95 с.

41. Каталог оборудования «Schneider Electric». ; официальный сайт. – 2021 – URL: <http://www.schneider-spb.ru/>. (дата обращения: 20.04.2023)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

№ _{мес}	Q _{быг} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{исп} , м ³ /с	Q _л , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{ВХК} , м ³ /с	Q _{ГЭС} , м ³ /с	Q _{НБ} , м ³ /с	V _{в-ща} , км ³			Z _{ВБ} , м			Z _{НБ} , м	H _{ГЭС} , м	N _{ГЭС} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
X	85	1,7	1	0	82,3	16	120	118,3	120	2,625	0,096	2,529	423,00	422,03	422,52	345,77	76,25	75	ВХК
XI	65	1,7	1	0	62,3	66	120	128,3	130	2,529	0,171	2,358	422,03	420,29	421,16	345,93	74,73	80	80
XII	47	1,7	0	0	45,3	150	120	197,3	199	2,358	0,407	1,951	420,29	416,00	418,15	346,83	70,82	116	116
I	49	1,7	0	0	47,3	165	120	214,3	216	1,951	0,447	1,504	416,00	409,42	412,71	347,01	65,20	116	116
II	55	1,7	1	0	52,3	105	120	159,3	161	1,504	0,259	1,245	409,42	404,67	407,05	346,37	60,18	80	80
III	65	1,7	1	0	62,3	36	120	118,3	120	1,245	0,15	1,095	404,67	401,85	403,26	345,77	56,99	56	ВХК
IV	80	1,7	1	0	77,3	21	120	118,3	120	1,095	0,106	0,989	401,85	399,86	400,86	345,77	54,59	54	ВХК
V	200	1,7	2	0	196,3	-98	120	118,3	120	0,989	-0,209	1,198	399,86	403,79	401,83	345,77	55,56	55	ВХК
VI	308	1,7	3	0	303,3	-205	120	118,3	120	1,198	-0,48	1,678	403,79	412,29	408,04	345,77	61,77	61	ВХК
VII	374	1,7	4	0	368,3	-270	120	118,3	120	1,678	-0,67	2,348	412,29	420,19	416,24	345,77	69,97	69	ВХК
VIII	244	1,7	2	0	240,3	-142	120	118,3	120	2,348	-0,327	2,675	420,19	423,49	421,84	345,77	75,57	74	ВХК
IX	134	1,7	1	0	131,3	-33	120	118,3	120	2,675	-0,034	2,709	423,49	423,80	423,65	345,77	77,38	76	ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

№мес	Q _{быт} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{исп} , м ³ /с	Q _л , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{ВХК} , м ³ /с	Q _{ГЭС} , м ³ /с	Q _{НБ} , м ³ /с	V _{в-ша} , км ³			Z _{ВБ} , м			Z _{НБ} , м	H _{ГЭС} , м	N _{ГЭС} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
X	85	1,7	1	0	82,3	36	120	118,3	120	2,625	0,096	2,529	423,00	422,03	422,52	345,77	76,25	75	ВХК
XI	65	1,7	1	0	62,3	72	120	134,3	136	2,529	0,187	2,342	422,03	420,13	421,08	346,02	74,56	83	83
XII	47	1,7	0	0	45,3	158,75	120	203,3	205,5	2,342	0,425	1,917	420,13	415,59	417,86	346,90	70,46	119	119
I	49	1,7	0	0	47,3	176	120	223,3	225	1,917	0,471	1,446	415,59	408,4	412,00	347,10	64,40	119	119
II	55	1,7	1	0	52,3	118	120	170,3	172	1,446	0,285	1,161	408,40	403,09	405,75	346,51	58,74	83	83
III	65	1,7	1	0	62,3	56	120	118,3	120	1,161	0,15	1,011	403,09	400,27	401,68	345,77	55,41	54	ВХК
IV	80	1,7	1	0	77,3	41	120	118,3	120	1,011	0,106	0,905	400,27	398,27	399,27	345,77	53,00	52	ВХК
V	200	1,7	2	0	196,3	-78	120	118,3	120	0,905	-0,209	1,114	398,27	402,2	400,24	345,77	53,97	53	ВХК
VI	308	1,7	3	0	303,3	-185	120	118,3	120	1,114	-0,48	1,594	402,20	410,95	406,58	345,77	60,31	59	ВХК
VII	374	1,7	4	0	368,3	-250	120	118,3	120	1,594	-0,67	2,264	410,95	419,35	415,15	345,77	68,88	68	ВХК
VIII	244	1,7	2	0	240,3	-122	120	118,3	120	2,264	-0,327	2,591	419,35	422,66	421,01	345,77	74,74	73	ВХК
IX	134	1,7	1	0	131,3	-13	120	118,3	120	2,591	-0,034	2,625	422,66	423,00	422,83	345,77	76,56	75	ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчет и распределение резервов

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Р _{мах}	Р _{авар.}	Р _{нагр.}	Н _{раб.}	Н _{нагр.}	Н _{рем.}	Н _{раб.}	Н _{нагр.}	Н _{рем.}	Н _{раб.}	Н _{нагр.}	Навар.	Н _{рем.}
I	1092	98	22	161	12	0	138	10	0	793	0	98	0
II	1056	95	21	156	12	0	107	9	0	793	0	95	0
III	992	89	20	143	14	0	64	6	0	785	0	89	0
IV	920	83	18	130	12	0	61	6	0	729	0	83	0
V	856	77	17	118	11	0	62	6	0	676	0	77	0
VI	820	74	16	111	10	0	70	6	0	639	0	74	66
VII	820	74	16	111	9	0	79	7	0	630	0	74	66
VIII	856	77	17	117	10	0	86	7	0	653	0	77	0
IX	920	83	18	130	11	27	87	7	23	703	0	83	0
X	992	89	20	144	12	0	87	8	0	761	0	89	0
XI	1056	95	21	156	12	0	107	9	0	793	0	95	0
XII	1092	98	22	161	12	0	138	10	0	793	0	98	0

Окончание приложения А

Таблица А.4 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году

№ _{мес}	Q _{быг} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{исп} , м ³ /с	Q _л , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{вхк} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	V _{в-ша} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	H _{гэс} , м	N _{гэс} , МВт	Э, млн кВт·ч
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
X	122	1,7	1	0	119,3	36	120	155,3	157	2,625	0,096	2,529	423,00	422,03	422,52	346,32	75,7	98	72,61
XI	104	1,7	1	0	101,3	72	120	173,3	175	2,529	0,187	2,342	422,03	420,13	421,08	346,55	74,03	107	76,68
XII	53	1,7	1	0	50,3	159	120	209,3	211	2,342	0,426	1,916	420,13	415,58	417,86	346,96	70,40	122	90,99
I	42	1,7	0	0	40,3	175	120	215,3	217	1,916	0,469	1,447	415,58	408,42	412,00	347,02	64,48	115	85,71
II	47	1,7	0	0	45,3	118	120	163,3	165	1,447	0,285	1,162	408,42	403,11	405,77	346,42	58,85	80	53,63
III	62	1,7	1	0	59,3	59	120	118,3	120	1,162	0,158	1,004	403,11	400,14	401,63	345,77	55,36	54	40,47
IV	136	1,7	1	0	133,3	38	120	171,3	173	1,004	0,098	0,906	400,14	398,29	399,22	346,52	52,2	74	53,42
V	378	1,7	4	0	372,3	-254	120	118,3	120	0,906	-0,68	1,586	398,29	410,82	404,56	345,77	58,29	57	42,56
VI	474	1,7	5	0	467,3	-301	120	166,3	168	1,586	-0,78	2,366	410,82	420,37	415,6	346,46	68,64	95	68,18
VII	328	1,7	3	0	323,3	-95	120	228,3	230	2,366	-0,254	2,620	420,37	422,95	421,66	347,15	74,01	140	104,31
VIII	204	1,7	2	0	200,3	-2	120	198,3	200	2,62	-0,005	2,625	422,95	423,00	422,98	346,84	75,64	125	92,63
IX	147	1,7	1	0	144,3	0	120	144,3	146	2,625	0,000	2,625	423,00	423,00	423,00	346,16	76,34	91	65,81

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

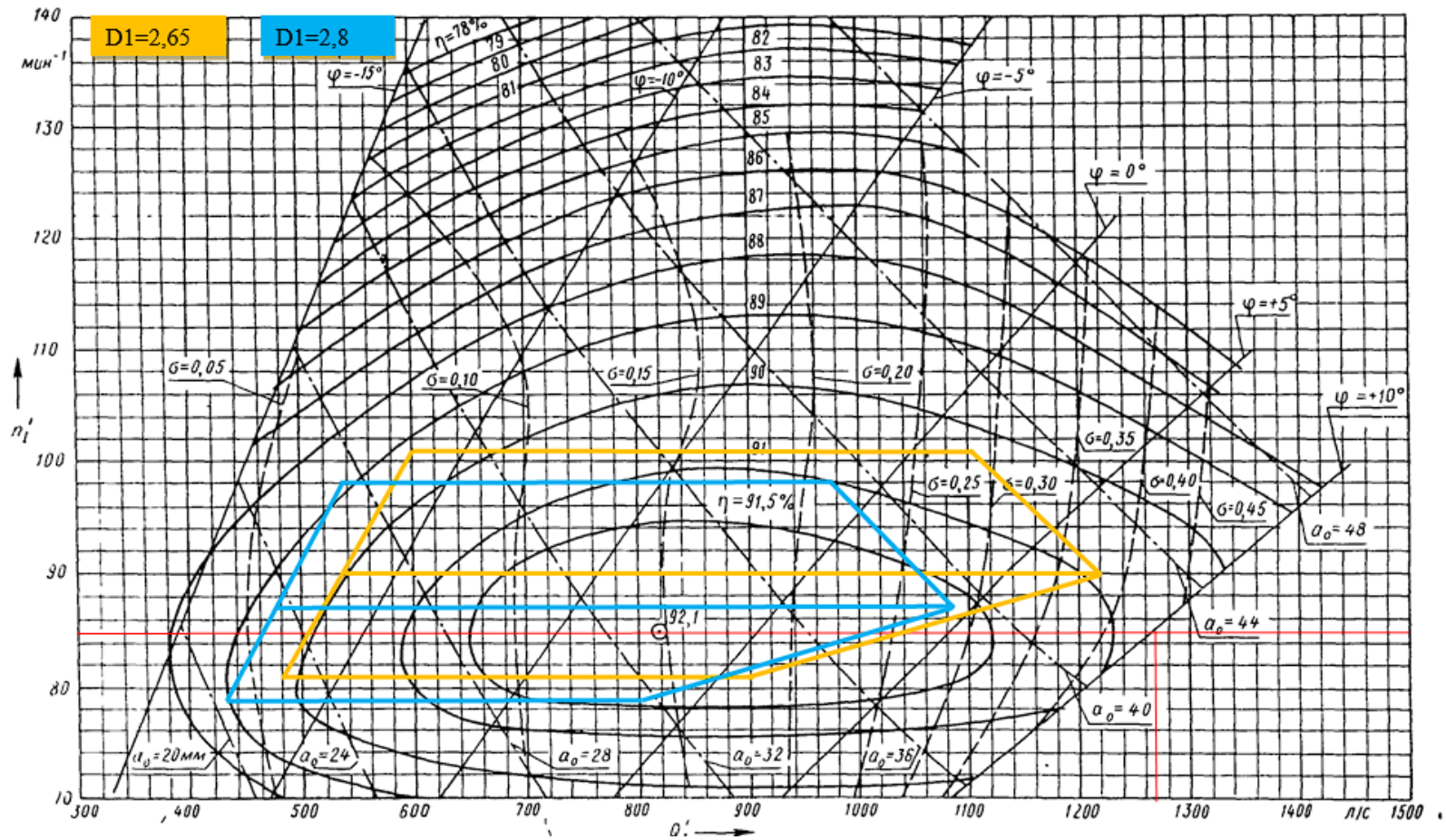


Рисунок Б.1 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛД90–В45

Продолжение приложения Б

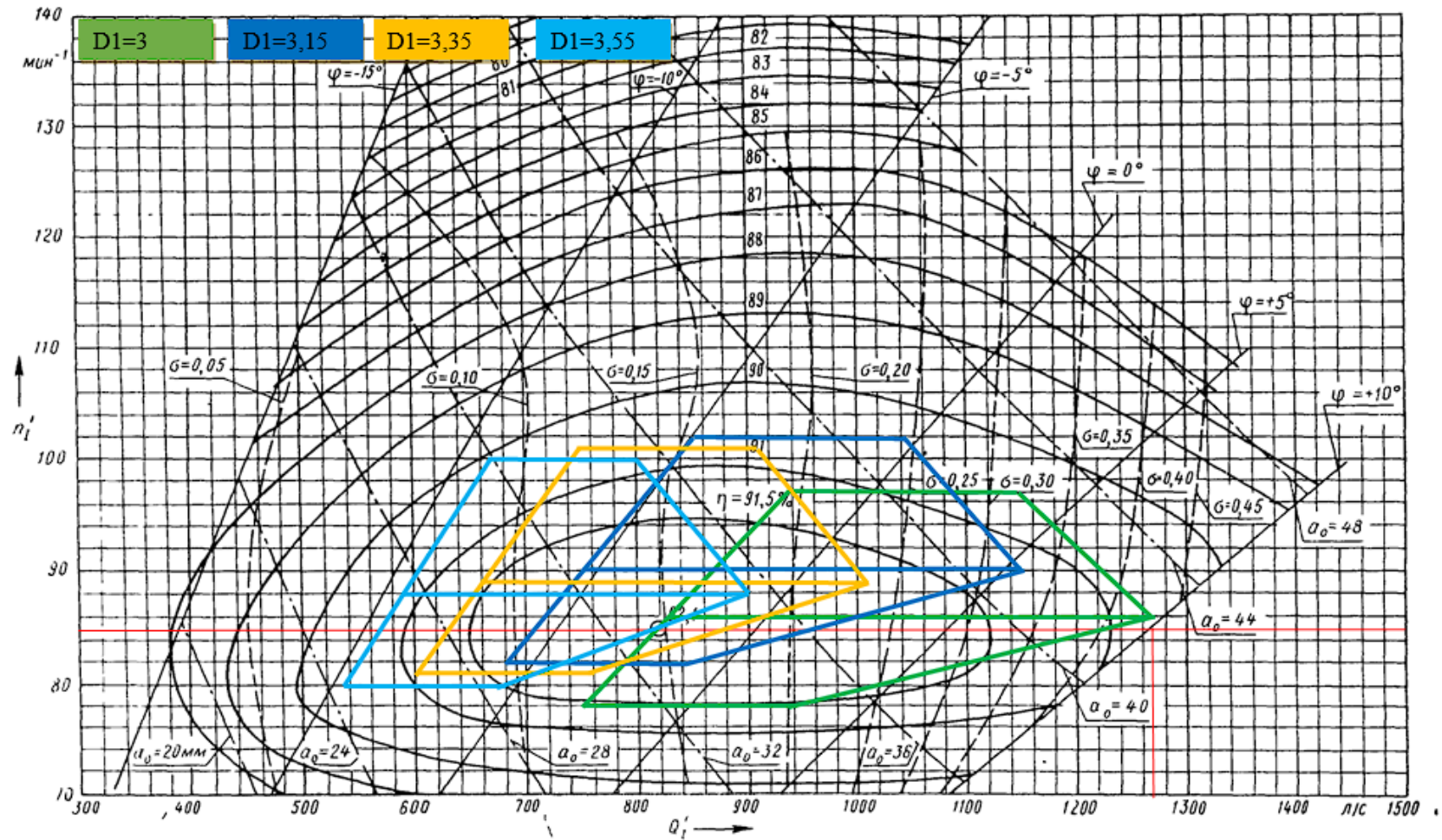


Рисунок Б.2 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛД90–В45

Продолжение приложения Б

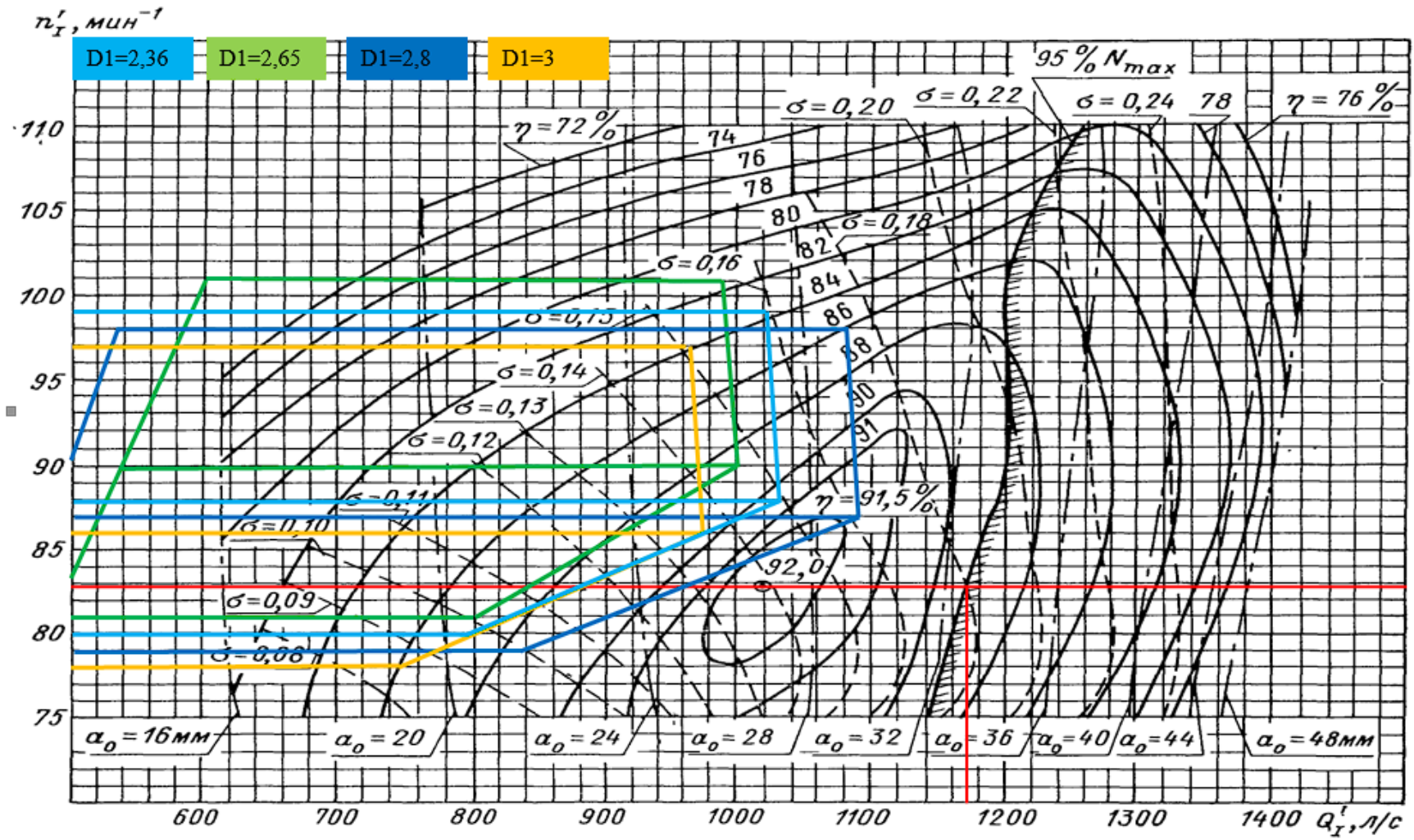


Рисунок Б.3 – Рабочие зоны гидротурбин PO75-B

Продолжение приложения Б

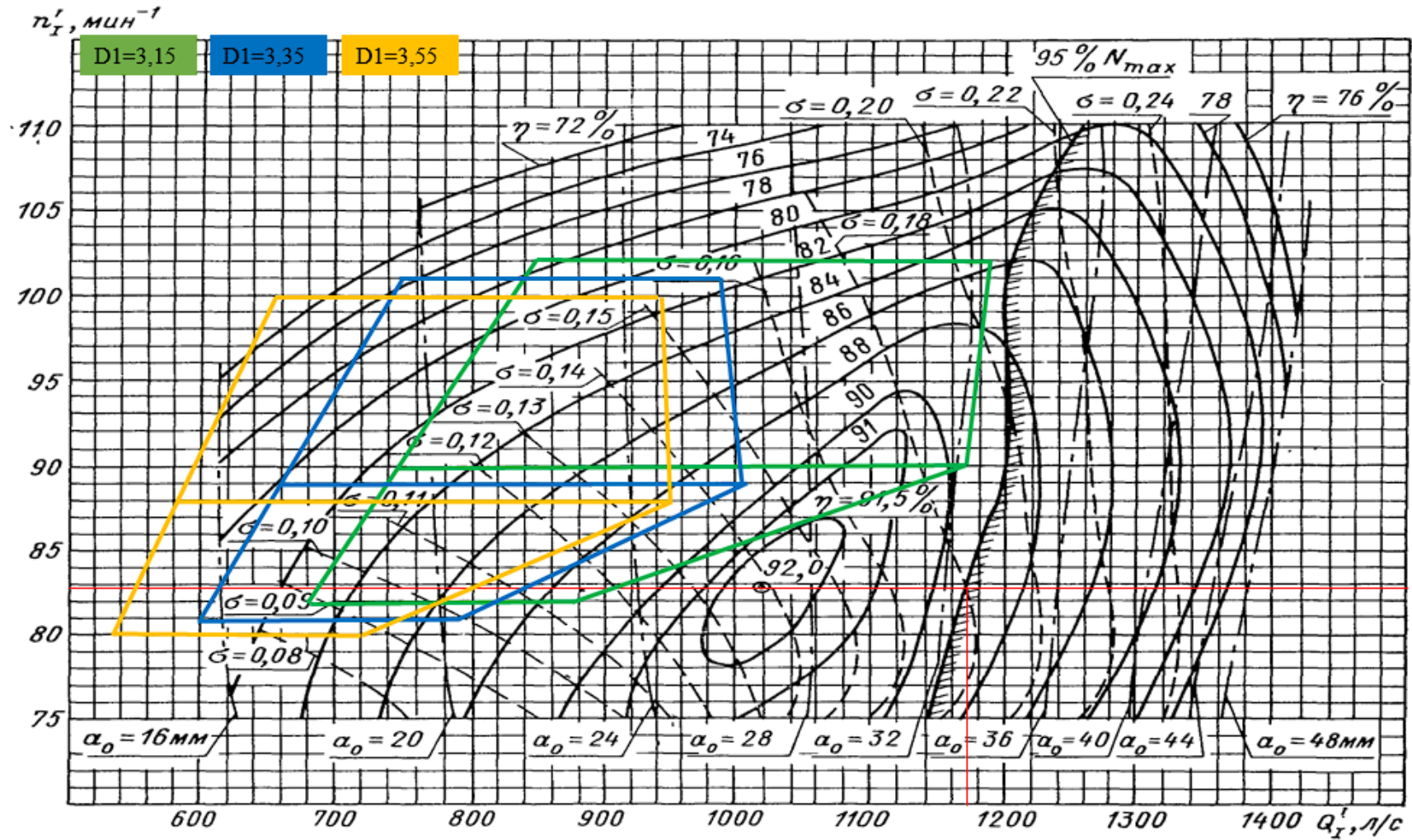
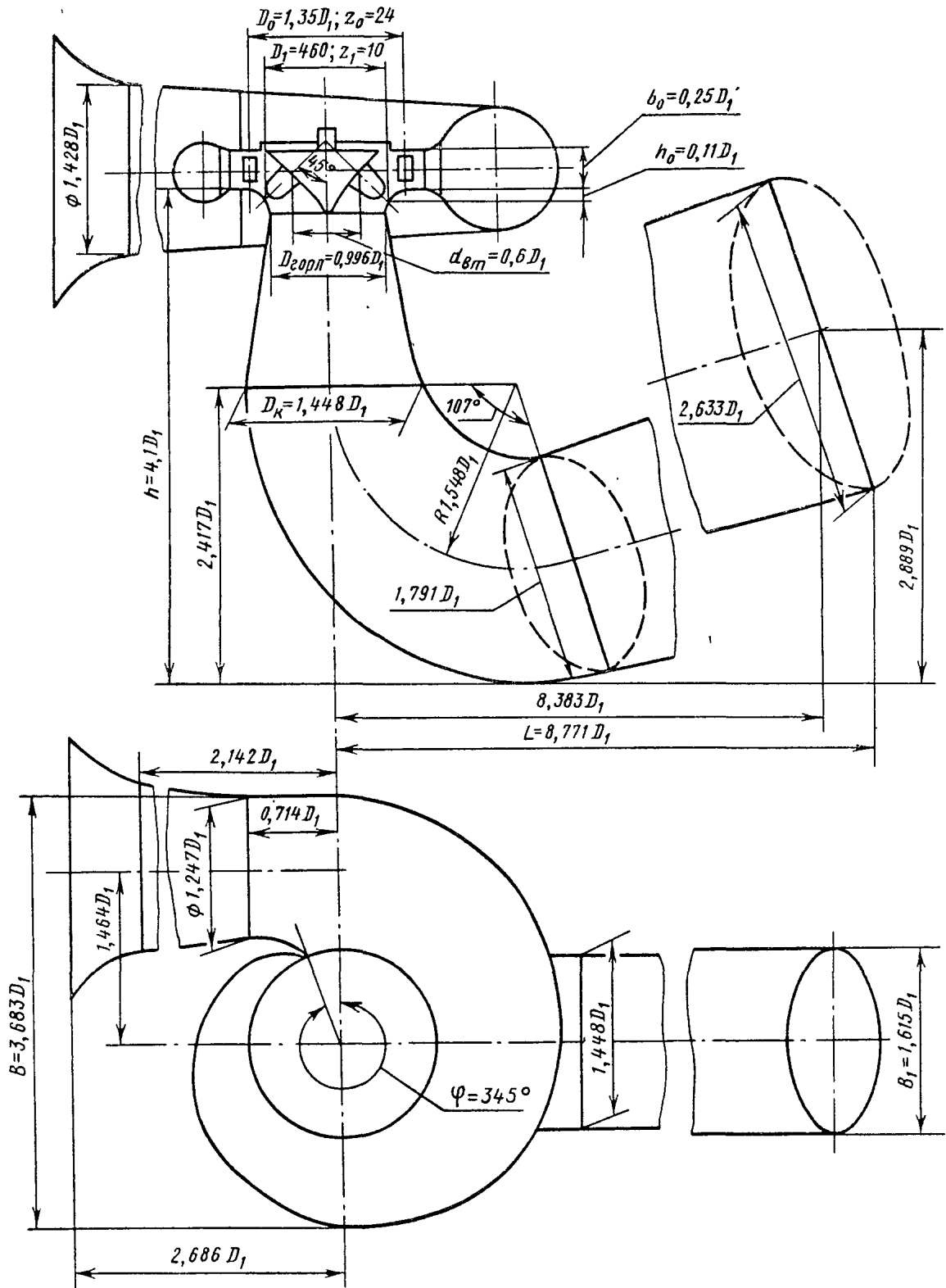


Рисунок Б.4 – Рабочие зоны гидротурбин PO75-B

Проточная часть модели гидротурбины ПЛД 90/2556а-В-45°-46
(к универсальной характеристике № 2561 ЛМЗ)



Черт. 11

Рисунок Б.5 – Проточная часть гидротурбины ПЛД90-В45

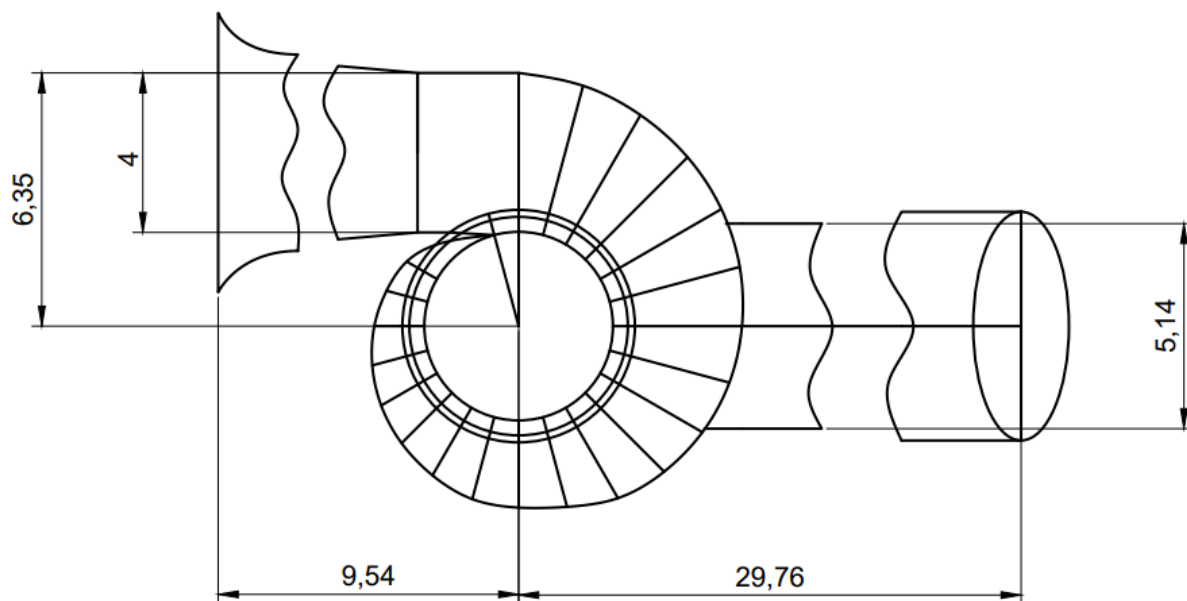


Рисунок Б.6 – План спиральной камеры гидротурбины ПЛД90-В45

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

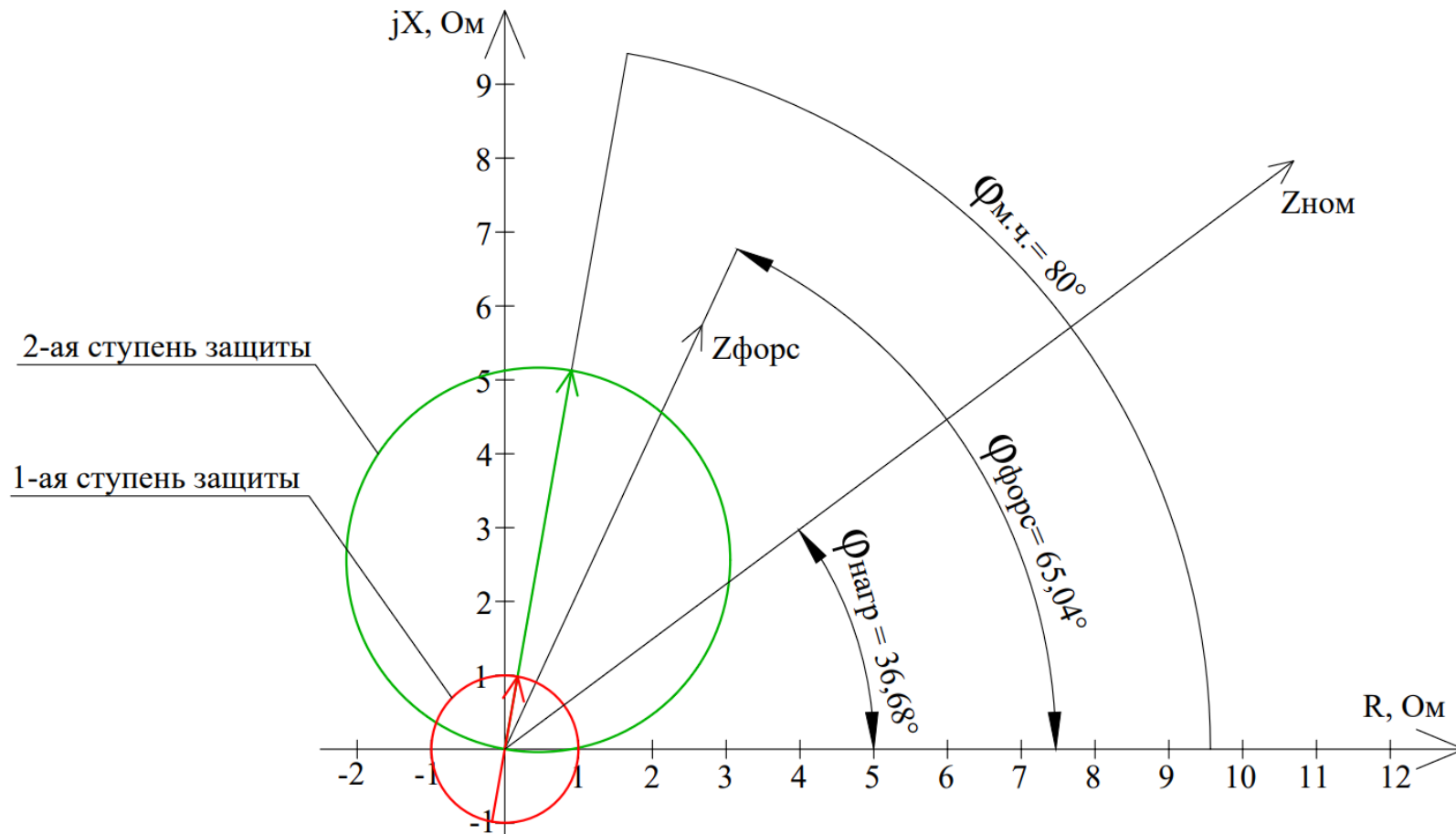


Рисунок В.1 – Характеристика срабатывания дистанционной защит

Продолжение приложения В

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,39 \cdot I_{\Gamma}$	1,70 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,5	–
			Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,78 \cdot I_{\Gamma}$	3,39 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\Gamma}$	6,50 А
			$I_{отс}$	$6,0 \cdot I_{\Gamma}$	25,98 А
ЗЗГ	U_0	t_1	–	5 В	5 В
		t_2	–	10 В	10 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,5	–
ЗПН	$U >$	2 ступ.	$1,4 \cdot U_{ном.г}$	140 В	140 В
		1 ступ.	$1,2 \cdot U_{ном.г}$	120 В	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$0,07 \cdot I_{\Gamma}$	0,30 А	0,30 А
		ПО	$0,12 \cdot I_{\Gamma}$	0,52 А	0,52 А
		ТО I	$0,8 \cdot I_{\Gamma}$	3,46 А	3,45 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$1,07 \cdot I_{\Gamma}$	4,64 А	4,61 А
		ПО	$1,1 \cdot I_{\Gamma}$	4,76 А	4,75 А
		ТО	$1,224 \cdot I_{\Gamma}$	5,30 А	5,27 А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	–	1,996 Ом	1,14 Ом
			–	1,996 Ом	0,23 Ом
		2 ступ.	–	5,204 Ом	5,09 Ом
			–	0 Ом	1,02 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$1,07 \cdot I_{p.ном}$	0,9 А	1,02 А
		ПО	$1,13 \cdot I_{p.ном}$	0,95 А	1,07 А
		ТО	$2,46 \cdot I_{p.ном}$	2,07 А	2,25 А
Защита ТВ	$I \gg TV$	ТО	$23,53 \cdot I_{т.ном}$	43,30 А	29,26 А
	$I > TV$	МТЗ	$1,72 \cdot I_{т.ном}$	3,17 А	4,17 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

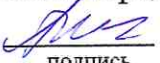
Действие			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
Защиты										
Наименование	Обозначение									
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+		
		t_2	+	+	+					
	U_{03}	t	+	+	+					
ЗПН	$U >$	2 ступень t_2	+	+						
		1 ступень t_1	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+		
		ИО		+	+					
		ТО I	t_1							+
			t_2					+		
t_3	+		+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+		
		ИО		+	+					
		ТО	t_1							+
			t_2					+		
t_3	+		+							
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+			
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1							+
			t_2					+		
	t_3		+	+						
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+		
		ИО		+	+					
		ТО		+	+					
Защита ТВ	$I >> T_B$	ТО		+	+					
	$I > T_B$	МТЗ		+	+					

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой


подпись

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

«26» марта 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАРНАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СУЛАК.
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНАЯ ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ ЗАЩИТА
ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ. ДФЗ-201
тема


Руководитель


подпись, дата

Канд. техн. наук, доцент,
доцент кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенского
филиала СФУ
ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

И.И. Литвинов
инициалы, фамилия

Выпускник


21.06.2023
подпись, дата

А.А. Васин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Каранайской ГЭС на реке Сулак. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий электропередачи напряжением 110-220 кВ. ДФЗ-201»
название ВКР

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайд 17.06.23 Э.И. Зайеда
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. Кассимов А.В. Кассимов
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Мир 20.06.23 Т.Х. Мирзаев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Ворна 22.04.23 М.С. Ворнакин
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

А.И. Мурзаев А.И. Мурзаев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

А.В. Тагир В.И. Тагир
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

А.А. Курбанов В.А. Курбанов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Лапачева В.В. Лапачева
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

А.Е. Лоприк А.Е. Лоприк
подпись, дата инициалы, фамилия