

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«**СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**»

Саяно-Шушенский филиал

институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МЕЖДУРЕЧЕНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УСА.
АЛГОРИТМЫ ЦИФРОВОЙ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ В
МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И
АВТОМАТИКИ

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

Ю.Ю. Бартов

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки, 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Междуреченской ГЭС на реке Уса. Алгоритмы цифровой обработки данных в микропроцессорных устройствах релейной защиты и автоматики»

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 и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МЕЖДУРЕЧЕНСКОЙ 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	17
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	22
2.2.3 Водно-энергетический расчет в маловодном году	24
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 ..	29
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	34
3.3 Расчет и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата	36
3.4 Выбор типа серийного генератора	39
3.5 Выбор вспомогательного оборудования	40
4 Электрическая часть	40
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	40
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	41
4.2.1 Выбор синхронного генератора	41
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками	42
4.2.3 Выбор повышающего трансформаторов для схемы с объединенным блоком	44
4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	45

4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	46
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	47
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	49
4.6	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	50
4.6.1	Расчет исходных данных.....	50
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	51
4.7	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	52
4.8	Выбор и проверка электрооборудования	53
4.8.1	Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 10,5 кВ.....	53
4.8.2	Выбор разъединителей на генераторное напряжение 10,5 кВ	54
4.8.3	Выбор трансформаторов тока на генераторное напряжение 10,5 кВ.	54
4.8.4	Выбор генераторного анализатора и синхронизатора	54
4.8.5	Выбор параметров КРУЭ 220	55
4.9	Выбор вспомогательного электрооборудования	56
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	56
5.1	Релейная защита и автоматика	56
5.2	Технические данные защищаемого оборудования.....	57
5.3	Перечень защит блока генератор-трансформатор.....	58
5.4	Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор	60
5.5	Описание защит и расчет их уставок	62
5.5.1	Расчет уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > TB$), ($I >> TB$)	62
5.5.2	Продольная дифференциальная защита ($I \Delta G$).....	65
5.5.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))	68
5.5.4	Защита от повышения напряжения ($U1 >$), ($U2 >$)	71
5.5.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)	72
5.5.6	Защита от симметричных перегрузок ($I1$).....	75
5.5.7	Дистанционная защита генератора ($Z1 <$), ($Z2 <$)	78
5.5.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	80
5.6	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	82
6	Компоновка и сооружения гидроузла	82
6.1	Обоснование класса ГТС.....	82
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	83
6.2.1	Определение отметки гребня глухой бетонной плотины	83

6.2.2	Определение ширины водосливного фронта	85
6.2.3	Определение отметки гребня водослива	87
	Определение отметки гребня водослива:	88
6.2.4	Построение профиля водосливной грани	88
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	89
6.2.6	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы	90
6.3	Конструирование плотины	90
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	90
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	91
6.3.3	Быки	91
6.3.4	Устой	91
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин	92
6.3.6	Галереи в теле плотины	92
6.3.7	Основные элементы плотины	92
6.4	Конструктивные элементы нижнего бьефа	93
6.4.1	Водобой	93
6.4.2	Рисберма	93
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	94
6.5.1	Вес сооружения и затворов	94
6.5.2	Сила гидростатического давления воды	94
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	95
6.5.4	Сила фильтрационного давления	96
6.5.5	Давление грунта	96
6.5.6	Волновое давление	96
6.6	Оценка прочности плотины	97
6.7	Критерии прочности плотины и ее основания	99
6.8	Обоснование устойчивости плотины	100
7	Мероприятия по охране окружающей среды	101
7.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	101
7.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	102
7.3	Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период	103
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве	104
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	105
8	Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда	105
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений	105
8.2	Опасные производственные факторы, действующие на предприятии ...	106
8.3	Охрана труда Междуреченской ГЭС. Общие положения	106
8.4	Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи	109
8.5	Пожарная безопасность	110
8.5.1	Пожарная безопасность. Общие требования	110

8.5.2	Объекты водяного пожаротушения	112
8.5.3	Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования	113
8.5.4	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	114
9	Технико-экономические показатели	115
9.1	Оценка объемов реализации энергии и расходов	115
9.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	115
9.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	116
9.1.3	Налоговые расходы.....	119
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	120
9.3	Анализ денежных потоков	120
9.4	Оценка инвестиционного проекта.....	121
9.4.1	Методология, исходные данные и оценка инвестиционного проекта	122
9.4.2	Показатели коммерческой эффективности проекта.....	122
9.4.3	Бюджетная эффективность	123
9.5	Анализ чувствительности.....	124
10	Алгоритмы цифровой обработки данных в микропроцессорных устройствах релейной защиты и автоматики	126
10.1	Цифровая обработка данных	126
10.2	Источники аналогового сигнала для МПУ	126
10.2.1	Цифровые трансформаторы	126
10.2.2	Электромагнитные трансформаторы	127
10.3	Структура цифровой обработки данных	128
10.4	Алгоритмы цифровой обработки сигналов	130
10.4.1	Дискретное преобразование Фурье.....	130
10.4.2	Использование отрезка правильной трансформации	131
10.4.3	Использование искусственной нейронной сети	132
10.4.4	Применение измерительного органа тока	133
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	139
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты.....	142
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	146
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	152

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МЕЖДУРЕЧЕНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Уса;
2. Наименование ГЭС..... Междуреченская;
3. Местонахождение ГЭС..... Кемеровская область;
4. Тип проектируемой установки..... ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний..... 226 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 3,0%..... 860 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,5%..... 1004 м³/с;
 - г) минимальный..... 50 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... годичный;
 - б) отметка НПУ..... 353,00 м;
 - в) отметка ФПУ..... 354,50 м;
 - г) отметка УМО..... 343,10 м;
 - д) объем водохранилища полный..... 4,80 км³;
 - е) объем водохранилища полезный..... 2,34 км³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 48,61 м;
 - б) расчетный..... 35,82 м;
 - в) минимальный..... 30,71 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность..... 136 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии..... 643 млн. кВт·ч;
9. Размеры плотины (общая длина):
 - а) Левобережная глухая бетонная плотина..... 63,37 м;
 - б) Станционная часть..... 67,50 м;
 - в) русловая глухая бетонная плотина 42,00 м;
 - г) водосбросная часть..... 60,00 м;
 - д) правобережная глухая бетонная плотина..... 80,88 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролетов..... 4х6 м;
 - б) общая длина..... 30 м;
 - в) максимальная высота..... 50 м;
 - 10.2 Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения..... 2, круглое;
 - б) размеры сечения..... 2,2 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания..... Приплотинное;
 - б) число агрегатов..... 3;
 - в) грунт основания..... Гранит;
 - г) тип спиральной камеры..... бетонная;

д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;

12. Основное оборудование:

а) тип турбин..... ПЛ50-В-475;

б) тип генератора..... СВ-685/80-40;

в) номинальная активная мощность генератора..... 45,3 МВт;

г) частота вращения..... 150 об/мин;

д) тип трансформаторов..... ТДЦ-80000/220-У1;

13. Техничко-экономические показатели:

а) срок окупаемости..... 132 месяцев;

б) себестоимость электроэнергии..... 0,25 руб/кВт·ч;

в) удельные капиталовложения..... 92559,6 руб/кВт;

ВВЕДЕНИЕ

Энергетический кризис, вызванный истощением запасов ископаемого топлива, и быстро растущие экологические проблемы привели к тому, что во всем мире возник интерес к использованию природных возобновляемых источников энергии. Среди них энергия водных потоков занимает очень важное место по запасам и масштабам использования. Стабильность водных потоков и широкие возможности регулирования их энергии позволяют создавать более простые и дешевые системы балансировки параметров выработки и производства электроэнергии.

Себестоимость производства одного кВт/ч электроэнергии на гидроэлектростанциях в семь-десять раз ниже, чем на тепловых или атомных электростанциях, то есть на порядки. Источником энергии является проточная вода, которая, в отличие от нефти, газа, твердого и ядерного топлива, всегда возобновляема. С постепенным созданием альтернативных источников энергии доля гидроэнергетики в энергобалансе страны со временем будет увеличиваться, а уровень развития энергетики будет отражать достигнутый страной технологический и экономический потенциал. Поэтому гидроэнергетика, как наиболее передовой, экологически безопасный и инвестиционно привлекательный сектор национальной экономики, должна стать структурным лидером в развитии энергетического сектора в ближайшие десятилетия.

Следует иметь в виду, что гидроэлектростанции могут быть построены практически на любом водотоке, соответственно варьируется и мощность агрегатов. Для гидроэлектростанций характерны разрушительные элементы, которые могут в короткие сроки привести к огромным материальным потерям и, что самое главное, к значительным человеческим жертвам. Поэтому при проектировании гидротехнических сооружений необходимо приложить чрезвычайно серьезные усилия для обеспечения качественного и безопасного использования водных ресурсов.

Целью проекта является проектирование Междуреченской ГЭС на реке Уса, ее конструктивной и электрической частей, выбор основного гидроэнергетического и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и техники безопасности, технико-экономическое обоснование эффективности проекта и подготовка специального вопроса – «Исследование возможности применения алгоритмов цифровой обработки сигналов для трансформаторов тока при сочетании с современной микропроцессорной техникой».

1 Общая часть

1.1 Климат

Регион, где проектируется ГЭС, являются континентальными и характеризуются влажным, прохладным летом, теплой продолжительной осенью, умеренно мягкой зимой и прохладной продолжительной весной.

Среднегодовая температура воздуха +2,2 °С.

Относительная влажность воздуха наиболее высока осенью и зимой и достигает максимума в ноябре-декабре. Осадков больше всего выпадает летом, а меньше всего в январе-марте. Среднее количество дождливых дней составляет 180.

Статистика о значениях среднемесячной температуры представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднемесячная температура воздуха

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура, °С	-15	-10	-3	4	10	15	18	13	10	2	-16	-5,6

1.2 Гидрологические данные

Среднемноголетний расход реки составляет 226 м³/с. Питание реки Уса имеет смешанный характер.

Основными притоками реки Уса являются:

- река Ольжерас;
- река Назас;
- река Кумзас;
- река Чексу;
- река Казас.

Протяженность реки составляет 179 км, площадь бассейна – 3,1 тыс. км².

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Уса в период 1936-1985 гг. представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Гидрологический ряд реки Уса

№ п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год, м ³ /с
1	1936	31	26	26	37	358	797	234	60	53	51	48	31	146
2	1937	24	19	15	18	495	685	235	76	68	81	75	39	152
3	1938	31	28	27	202	659	432	312	150	124	129	119	62	190
4	1939	38	35	34	114	812	449	226	80	78	91	78	50	174
5	1940	43	36	31	159	591	489	231	76	65	59	48	39	156

Продолжение таблицы 1.2

№ п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год, м³/с
6	1941	38	36	34	32	642	1251	971	205	137	258	138	60	317
7	1942	43	37	36	53	660	745	678	224	216	195	196	81	264
8	1943	52	36	25	192	883	819	326	152	109	77	53	39	230
9	1944	31	23	20	182	870	653	285	155	386	394	170	73	270
10	1945	52	37	27	181	709	535	392	212	127	145	106	64	216
11	1946	48	41	36	64	608	724	653	211	162	129	81	45	234
12	1947	44	42	33	41	763	1075	429	170	160	126	107	63	255
13	1948	42	43	43	95	847	931	440	128	96	210	176	80	261
14	1949	43	39	41	57	721	744	723	226	169	149	98	45	255
15	1950	38	33	33	151	666	520	237	98	74	80	46	39	168
16	1951	37	38	34	44	379	358	227	78	90	100	53	40	123
17	1952	30	26	29	105	791	566	323	84	53	78	80	49	184
18	1953	46	38	33	43	588	681	428	153	200	117	105	96	211
19	1954	49	40	36	52	646	378	229	109	192	221	112	66	178
20	1955	49	38	36	46	995	876	658	211	200	149	238	131	302
21	1956	81	51	46	47	766	997	309	221	113	86	99	65	240
22	1957	55	51	47	61	518	759	227	114	78	142	155	97	192
23	1958	70	50	46	68	800	961	568	267	305	287	192	122	311
24	1959	72	55	49	84	977	1202	1011	235	365	415	221	119	401
25	1960	74	57	51	255	892	655	226	137	136	87	60	52	223
26	1961	50	50	45	115	660	584	658	208	154	209	132	73	245
27	1962	60	51	48	50	648	637	234	71	66	80	78	54	173
28	1963	42	49	46	39	666	878	245	106	99	102	63	55	199
29	1964	45	40	38	50	632	582	227	120	178	194	97	51	188
30	1965	47	41	38	42	715	1103	396	100	77	55	51	45	226
31	1966	34	25	31	46	224	233	224	74	53	45	54	26	89
32	1967	28	27	26	75	550	417	234	114	71	73	53	38	142
33	1968	31	29	30	36	543	1162	755	272	235	206	202	109	301
34	1969	55	43	39	93	941	1199	1051	233	303	177	205	134	373
35	1970	77	58	46	86	1022	1133	468	118	111	101	130	76	286
36	1971	47	36	36	64	795	568	550	164	117	145	109	80	226
37	1972	63	48	40	174	965	610	363	238	156	210	122	78	256
38	1973	53	40	38	180	981	671	235	89	203	143	91	54	232
39	1974	44	41	37	81	851	1095	383	237	277	210	117	70	287
40	1975	45	40	37	70	627	733	298	194	113	86	74	59	198
41	1976	43	31	28	157	770	245	235	91	93	155	137	101	174
42	1977	62	53	43	64	943	697	225	85	118	106	102	75	214
43	1978	46	33	35	44	879	1162	678	238	160	141	178	109	309
44	1979	73	51	40	72	851	556	235	196	143	94	70	61	204
45	1980	51	42	37	124	621	499	227	84	54	53	42	40	156

Окончание таблицы 1.2

№ п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год, м³/с
46	1981	34	34	33	78	428	231	230	60	74	80	86	54	118
47	1982	43	37	33	50	790	1105	304	73	256	417	216	132	288
48	1983	96	70	50	48	637	926	247	166	130	234	216	80	242
49	1984	47	40	36	65	795	997	364	153	122	88	66	50	235
50	1985	45	40	34	49	739	990	602	256	241	294	195	100	299
Ср. знач		48	40	36	87	718	746	405	151	147	151	115	69	226

Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности

$p, \%$	0,01	0,1	0,5	1	3	$Q_{с.п.}$
$Q_{\max}, \text{м}^3/\text{с}$	1280	1124	1004	950	860	50
УНБ, м	330,58	319,01	317,84	317,33	316,44	305,27

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

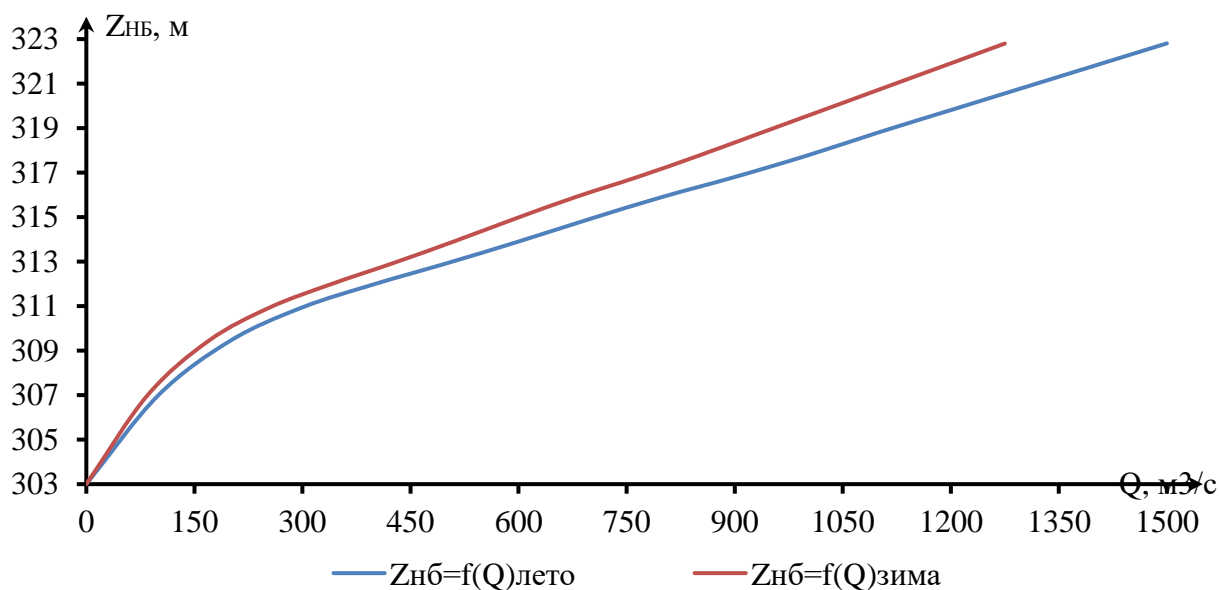


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$

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

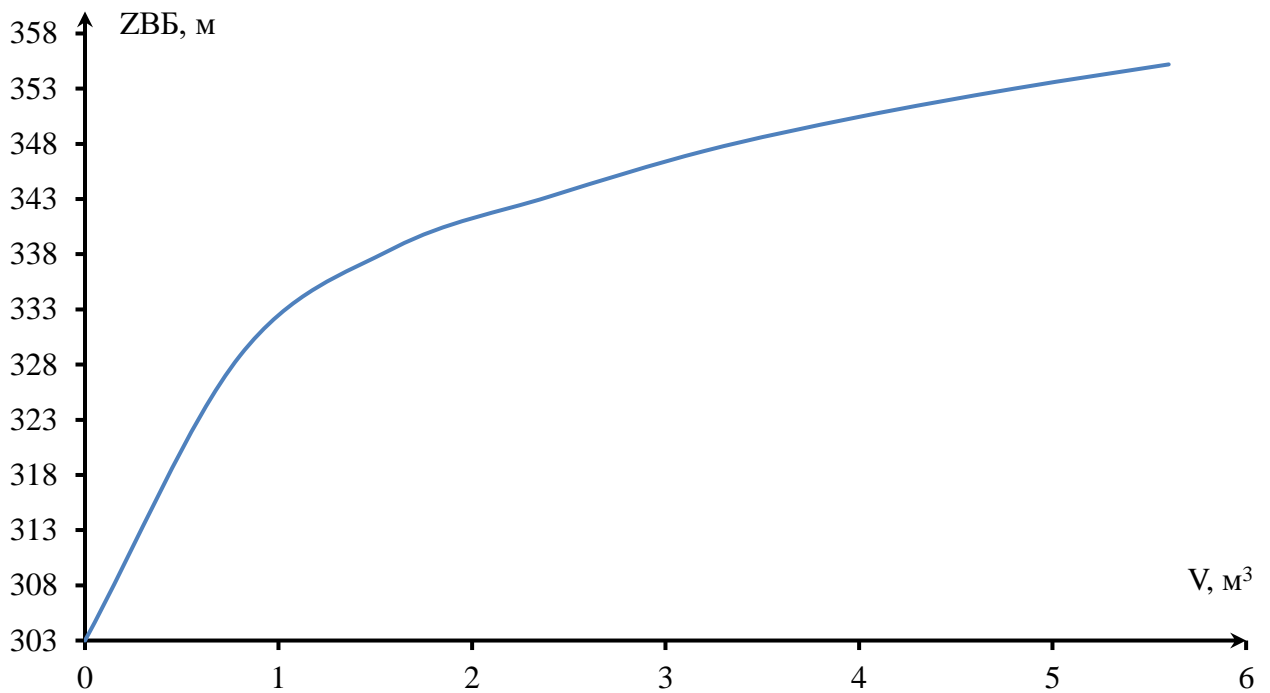


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр.})$

1.3 Инженерно-геологические условия

Тип грунта основания: скальное основание (Гранит).

Физико-механические свойства грунта:

- удельный вес – 25,3 кН/м³;
- сцепление (c) – 100 кПа;
- пористость сухого грунта (n_0) – 0,2;
- угол внутреннего трения ($\varphi_{гр}$) – 31°.

Междуреченская ГЭС работает в районе Кемеровского РДУ (ОДУ Сибири).

Годовой максимум нагрузки энергосистемы: $P_c^{max} = 952$ МВт.

Ближайшей существующей ГЭС к проектируемой станции является Саяно-Шушенская 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.

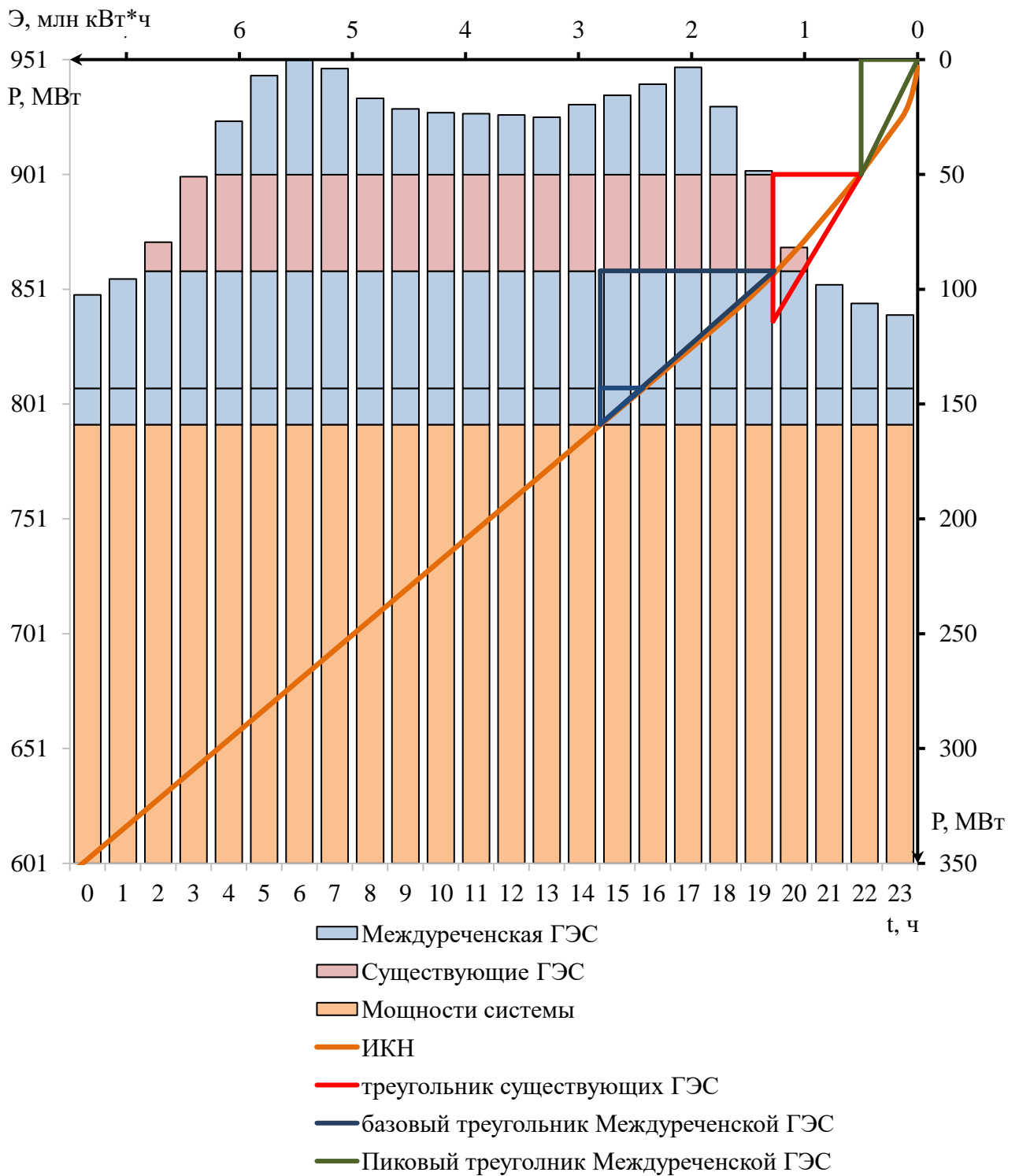


Рисунок 1.3 – Суточный график нагрузки и ИКН для типичных суток января

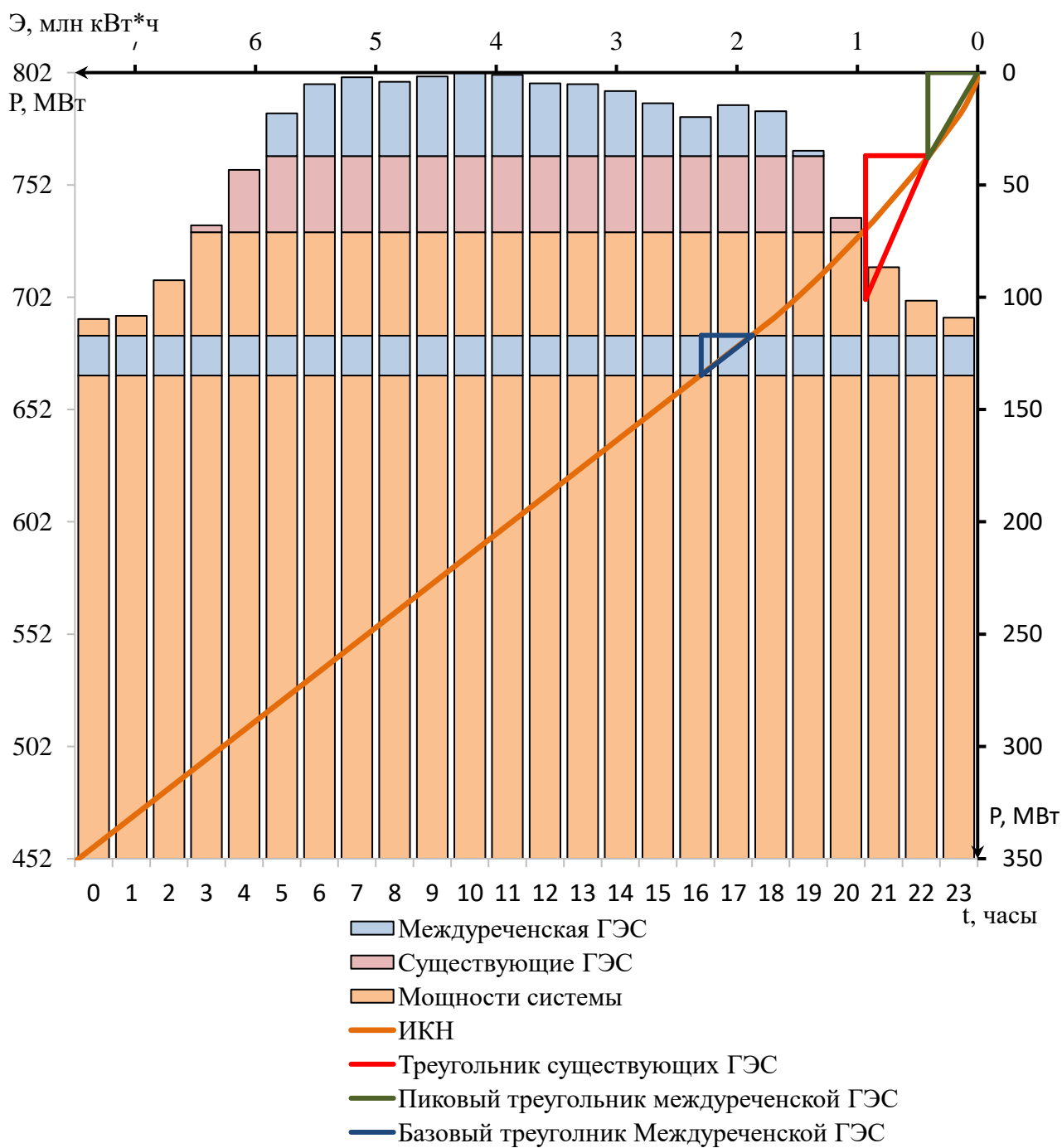


Рисунок 1.4 – Суточный график нагрузки и ИКН для типичных суток июня

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов

Рассчитаем средней многолетний расход по формуле (2.1).

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

где $\sum Q$ – сумма среднемесячных расходов за 59 лет;
 n – период наблюдений (количество лет).

$$Q_{\text{ср}} = \frac{11309}{50} = 226,2 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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 : $\sum K = n = 50$.

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).

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

где m – порядковый номер члена ряда;

n – общее число членов ряда.

Коэффициент вариации вычисляется по формуле (2.4).

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

$$C_v = \sqrt{\frac{4,503}{50}} = 0,28.$$

Коэффициент асимметрии вычисляется по формуле (2.5).

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{n \cdot C_v^3}, \quad (2.5)$$

$$C_s = \frac{0,377}{59 \cdot 0,28^3} = 0,3.$$

Средняя квадратическая ошибка определения коэффициента вариации вычисляется по формуле (2.6).

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

$$\delta_{C_{\vartheta}} = \pm \sqrt{\frac{1+3 \cdot 0,28^2}{2 \cdot (59-1)}} \cdot 100\% = 10,3\%.$$

Данная ошибка незначительная для данного ряда.

Средняя квадратическая ошибка коэффициента асимметрии вычисляется по формуле (2.7).

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

$$\delta_{C_S} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{59} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,28^2+5 \cdot 0,28^4}}}{0,3} \cdot 100\% = 128,7 \%$$

Данную ошибку можно считать неприемлемой, так как она намного выше среднего значения, поэтому для графика кривой вероятности допускаем $C_S = 2C_{\vartheta} = 0,56$.

Результаты расчета максимальных расходов для основного и проверочного случаев представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчетов максимальных расходов

P%	Ф или ф	M _s	K _s	Q, м ³ /с
1	2,74	0,767	1,767	262
3	2,11	1,767	1,591	236

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

Следуя методологии выбора расчетных гидрографов, полезно разбить весь год на основные 2 периода (периоды высокой и низкой воды). В качестве первого подхода можно предположить, что период половодья включает месяцы, когда сброс превышает среднегодовой расход.

После определения сезонных границ следует рассчитать средний год, период низкой воды и период половодья для всех в последовательности. Каждая последовательность сортируется в порядке убывания. Полученные результаты используются для построения эмпирической кривой 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 2.2. Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

Таблица 2.2 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности

m	P, %	Q_{ср.год}, м³/с	Год	Q_{меж}, м³/с	Год	Q_{пол}, м³/с	Год
1	2	401	1959	1064	1969	180	1959
2	4	373	1969	1063	1959	159	1944
3	6	317	1941	955	1941	156	1958
4	8	311	1958	906	1978	142	1969
5	10	309	1978	874	1970	140	1982
6	12	302	1955	843	1955	139	1985
7	14	301	1968	820	1968	128	1968
8	16	299	1985	777	1985	125	1972
9	18	288	1982	776	1974	124	1974
10	20	287	1974	776	1958	122	1955
11	22	286	1970	756	1947	121	1983
12	24	270	1944	739	1948	120	1942
13	25	264	1942	738	1965	115	1961
14	27	261	1948	733	1982	109	1978
15	29	256	1972	729	1949	106	1945
16	31	255	1947	719	1984	104	1938
17	33	255	1949	695	1942	104	1941
18	35	245	1961	691	1956	101	1948
19	37	242	1983	676	1943	101	1960
20	39	240	1956	662	1946	99	1973
21	41	235	1984	646	1972	97	1954
22	43	234	1946	638	1971	96	1949
23	45	232	1973	634	1961	93	1976
24	47	230	1943	629	1973	93	1953
25	49	226	1971	621	1977	91	1946
26	51	226	1965	603	1983	90	1964
27	53	223	1960	603	1944	90	1956
28	55	216	1945	596	1963	89	1970
29	57	214	1977	591	1960	89	1979
30	59	211	1953	565	1953	89	1957
31	61	204	1979	560	1952	89	1971
32	63	199	1963	553	1975	87	1947
33	65	198	1975	547	1979	82	1943
34	67	195	1938	545	1945	80	1975

Окончание таблицы 2.2

35	69	192	1957	506	1962	79	1977
36	71	188	1964	501	1957	74	1984
37	73	184	1952	496	1939	67	1963
38	75	178	1954	480	1964	66	1939
39	76	174	1976	474	1950	66	1950
40	78	174	1939	472	1937	62	1962
41	80	173	1962	468	1938	62	1940
42	82	168	1950	463	1936	59	1952
43	84	156	1980	449	1980	59	1981
44	86	156	1940	437	1940	58	1980
45	88	152	1937	418	1954	57	1951
46	90	146	1936	417	1976	56	1967
47	92	142	1967	400	1967	55	1965
48	94	123	1951	321	1951	46	1937
49	96	118	1981	296	1981	43	1966
50	98	89	1966	227	1966	40	1936

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

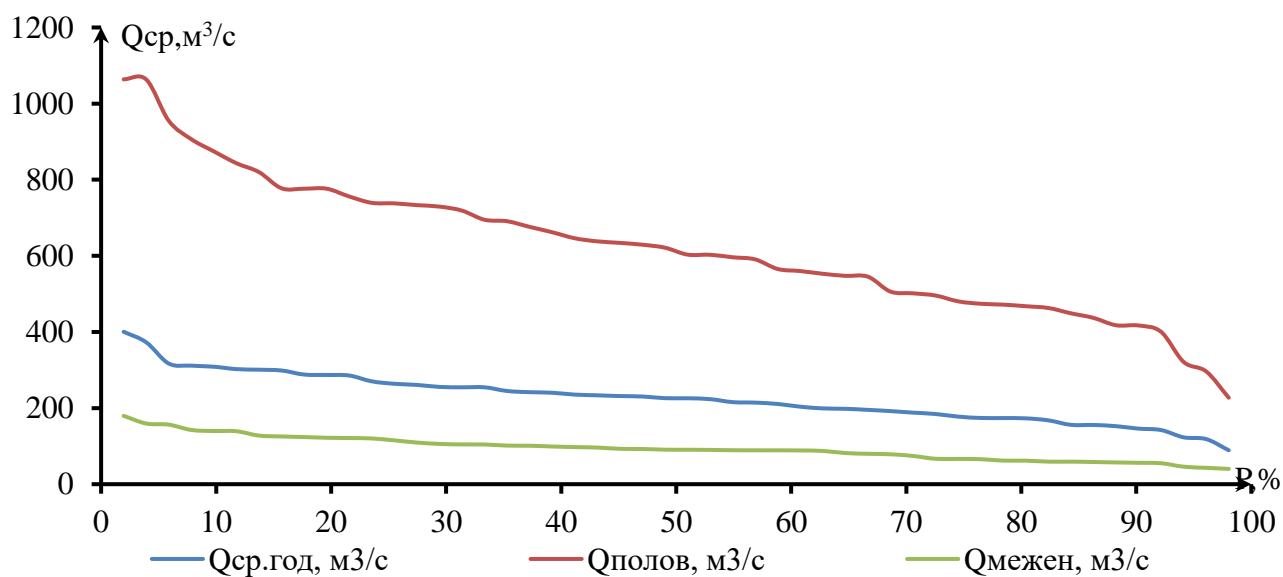


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчетных гидрографов

Маловодные и средневодные годы определяются на основе эмпирических кривых. Маловодный год – это год, когда уровень притока воды составляет 90% вероятности, что в данном случае соответствует 1965 году, а средневодный год соответствует притоку 50% вероятности, что в данном расчёте соответствует 1971 году.

Для 1965 года ($P_{50\%}$) коэффициенты приведения по половодью и межени соответственно:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1971 \text{ г. по половодью}}} = \frac{612}{638} = 0,96, \quad (2.9)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1971 \text{ г. по межени}}} = \frac{91}{89} = 1,02. \quad (2.10)$$

Для 1936 года ($P_{90\%}$) коэффициенты приведения по половодью и межени соответственно:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1965 \text{ г. по половодью}}} = \frac{612}{738} = 0,83, \quad (2.11)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1965 \text{ г. по межени}}} = \frac{40}{29} = 1,6. \quad (2.12)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1971 г. Так как один из коэффициентов - понижающий, а другой - повышающий, необходимо сделать приведение. Расходы по межени умножаем на коэффициент для межени ($K_{\text{М}}$), а расходы по половодью умножаем на коэффициент для половодья (K_{Π}). В таблицах 2.3 и 2.4 представлены расходы с приведением и корректировкой по средневодному и маловодному году соответственно.

Таблица 2.3 – Расчетные расходы средневодного года

													В м ³ /с
Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.}
Q _{50%}	47	36	36	64	795	568	550	164	117	145	109	80	226
С привед.	50	39	39	68	772	551	534	176	125	155	116	85	226

Таблица 2.4 – Расчетные расходы маловодного года

													В м ³ /с
Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.}
Q _{90%}	31	26	26	37	358	797	234	60	53	51	48	31	146
С привед.	43	37	37	51	321	714	210	84	75	71	67	43	146

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

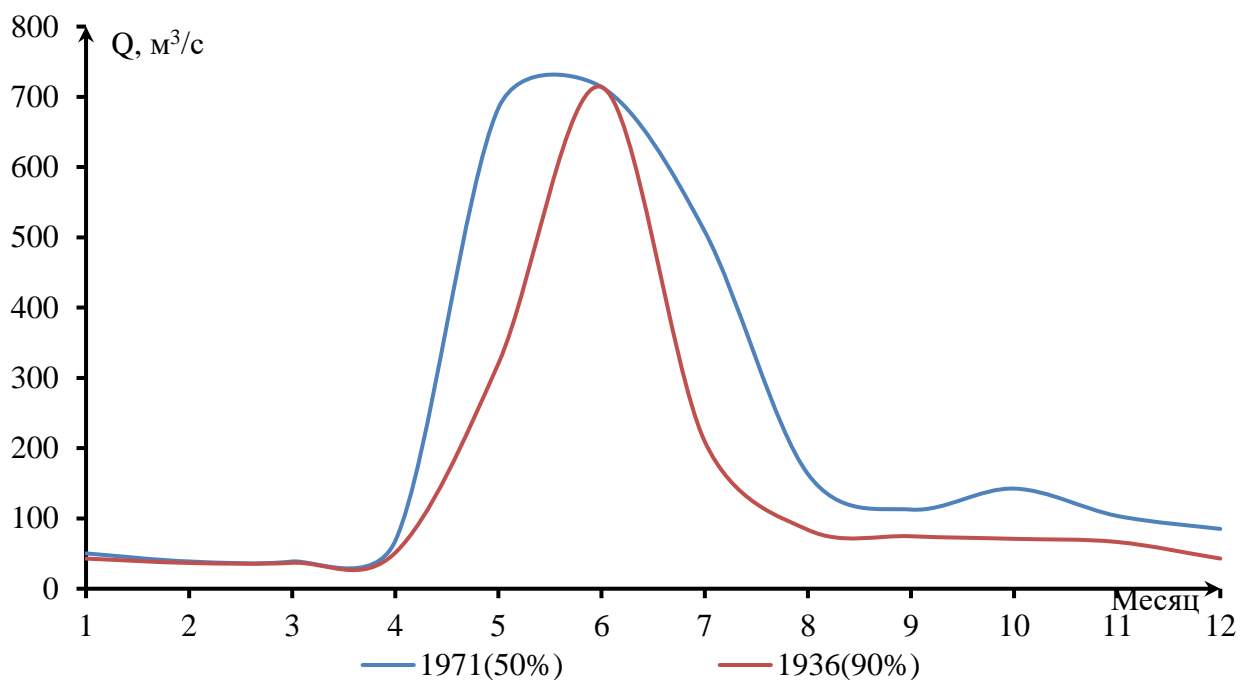


Рисунок 2.2 – Расчетный гидрограф средневодного и маловодного года

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

При расчете перераспределения стоков с сезона половодья на зимний период, когда наблюдается дефицит как воды, так и электроэнергии, должно осуществляться с приоритетным учетом условий маловодной года. В процессе перераспределения стоков количество воды, которое может быть запасено в водохранилищах, будет определять гарантированную энергоотдачу. Результаты расчетов представлены в таблице 2.5, 2.6 и 2.7.

Таблица 2.5 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равному НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	43	37	37	51	320	711	209	84	75	71	66	43
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	353	353	353	353	353	353	353	353	353	353	353	353
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	303,8	303,7	303,7	303,9	307,2	310,1	306,0	304,3	304,2	304,3	304,2	303,8
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	48,71	48,82	48,81	48,56	45,32	42,43	46,54	48,21	48,34	48,21	48,29	48,71
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	18	15	15	21	124	257	83	34	31	29	27	18

Таблица 2.6 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{ВХК} , м ³ /с	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Z _{ВВ} , м	353	353	353	353	353	353	353	353	353	353	353	353
Z _{НВ} , м	304,8	304,8	304,8	304,8	304,5	304,5	304,5	304,5	304,5	304,8	304,8	304,8
N _{ГЭС} , м	47,72	47,72	47,72	47,72	47,97	47,97	47,97	47,97	47,97	47,72	47,72	47,72
N _{ВХК} , МВт	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41

Таблица 2.7 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
N _{быт.} , МВт	18	15	15	21	124	257	83	34	31	29	27	18
N _{ВХК} , МВт	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
N _{быт.} -N _{ВХК} , МВт	-23	-26	-25	-20	83	217	42	-7	-10	-12	-13	-23

Затем, для установления энергетического баланса, режимом работы ГЭС в соответствии с требованиями ВХК необходимо сравнить с режимом работы ГЭС в соответствии с бытовым стоком для определения избыточной мощности.

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 183 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

2.2.2 Баланс энергии

В первой итерации регулирования стока результатом будет являться графическое изображение годового графика средних мощностей. После сравнения двух гидроэнергетических режимов, избыточная местная мощность в сезон паводка переносится на зиму. Мощность перераспределяется таким образом, чтобы максимизировать замещение тепловых генерирующих мощностей в сети. Такое распределение является приблизительным, так как при расчете мощности не учитываются изменения уровня воды в водохранилище в процессе сработки – наполнения.

Характерные данные баланса энергии представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Характерные данные баланса энергии

Месяц	P _{ср} , МВт	N _{суш} , МВт	N _{быт} , МВт	N _{ВХК} , МВт	N _{гар} , МВт - в первом приближении	N _{гар} , МВт - конечный вариант
I	906	33	18	100	96	84
II	887	31	15	100	78	66
III	855	29	15	100		
IV	817	26	21	100		
V	784	23	124	100		

Окончание таблицы 2.8

VI	766	22	257	100		
VII	766	22	83	100		
VIII	784	23	34	100		
IX	817	26	31	100		
X	855	29	29	100		
XI	887	31	27	100	78	66
XII	906	33	18	100	96	84

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.

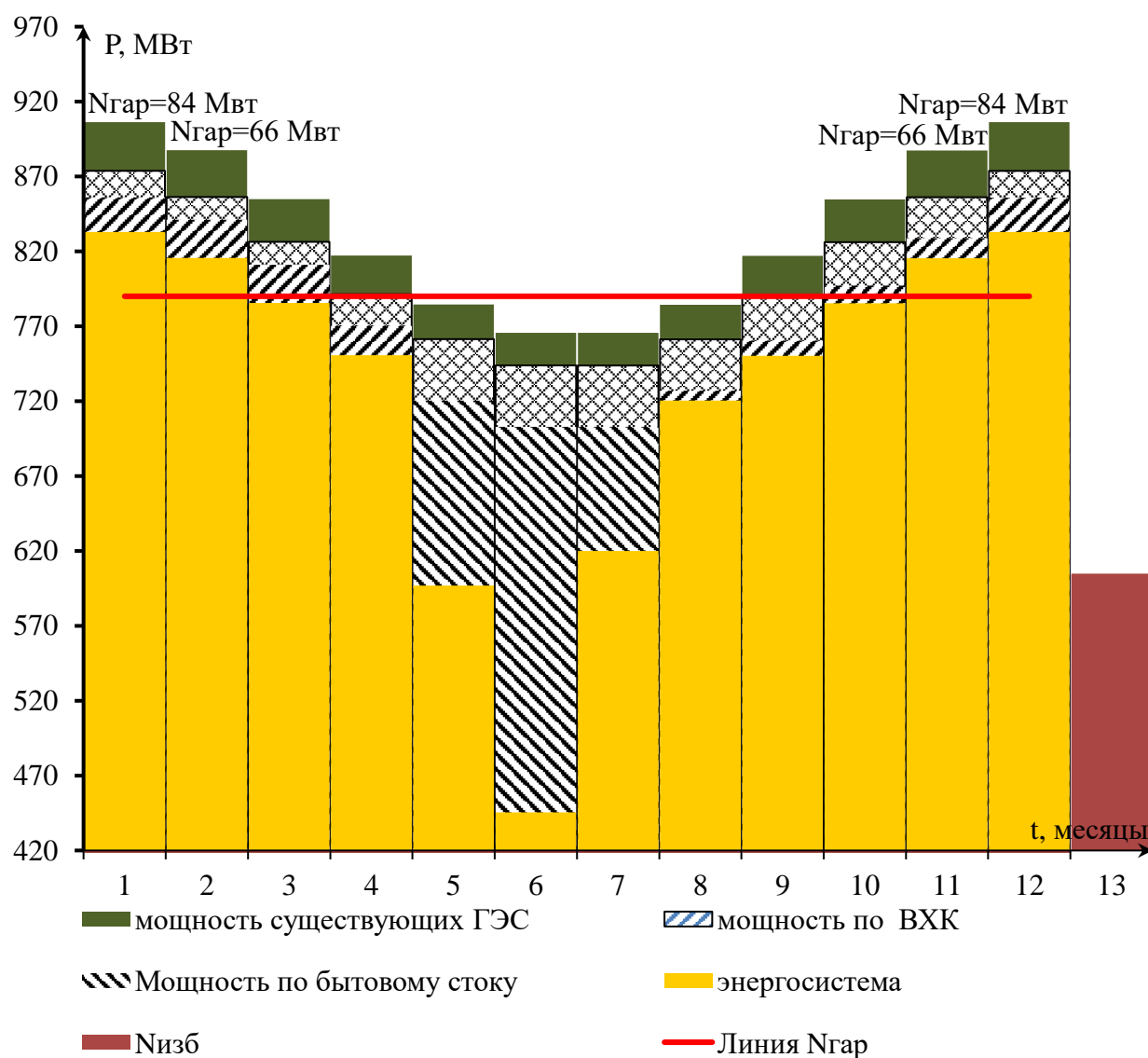


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

2.2.3 Водно-энергетический расчет в маловодном году

На этом этапе проводятся расчеты водной энергии для определения режима наполнения водохранилища с учетом эффективной производительности по активной мощности ГЭС.

Расчет начинается в тот момент, когда внутренний сток недостаточен для удовлетворения потребностей ВХК или для выполнения его гарантированной мощности, когда водохранилище заполнено после весенне-летнего половодья, и поэтому уровень воды равен уровню НПУ. Согласно расчетным условиям, начало сработки начнется с августа.

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 – 84 МВт, а также II и XI месяца – 66 МВт;
- отметка уровня мертвого объема (УМО) – 343,1 м;
- полезный объем водохранилища ($V_{\text{пол}}$) – 2,340 м³.

2.2.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Суммарная мощность гидроагрегата устанавливается исходя из расчетов резервов и последующим построение баланса мощностей.

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

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 3% от максимальной нагрузки, а аварийный – 10%.

$$P_{\text{нагр.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,03 = 952 \cdot 0,03 = 29 \text{ МВт}, \quad (2.16)$$

$$P_{\text{авар.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,1 = 952 \cdot 0,1 = 95 \text{ МВт.} \quad (2.17)$$

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

$$N_{\text{нагр.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 11 \text{ МВт,} \quad (2.18)$$

$$N_{\text{нагр.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 4 \text{ МВт.} \quad (2.19)$$

Аварийный резерв находится на ТЭС, и вода как энергоноситель не нуждается в выполнении того резерва, потому при расчете установленной мощности Междуреченской ГЭС он принимается равным нулю.

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

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{44}{6} = 7 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год,} \quad (2.20)$$

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{783}{6} = 130 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год,} \quad (2.21)$$

$$F_{\text{рем.}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{125}{6} = 19 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.22)$$

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 мощности означает распределение максимальной мощности нагрузки между всеми участниками энергосистемы и распределение свободной мощности во времени и по конкретным электростанциям. Он строится на основе годового графика максимальной мощности. Для того что бы обеспечить основу для смещения максимальной тепловой мощности, проводится линия, которая выравнивает нижний предел расчетной мощности ГЭС в зимний период, который так же находится в энергетическом балансе. В верхней части графика включаются резервы. Данные для построения баланса мощностей представлены в приложении А, таблица А.3.

График баланса мощностей представлен на рисунке 2.4.

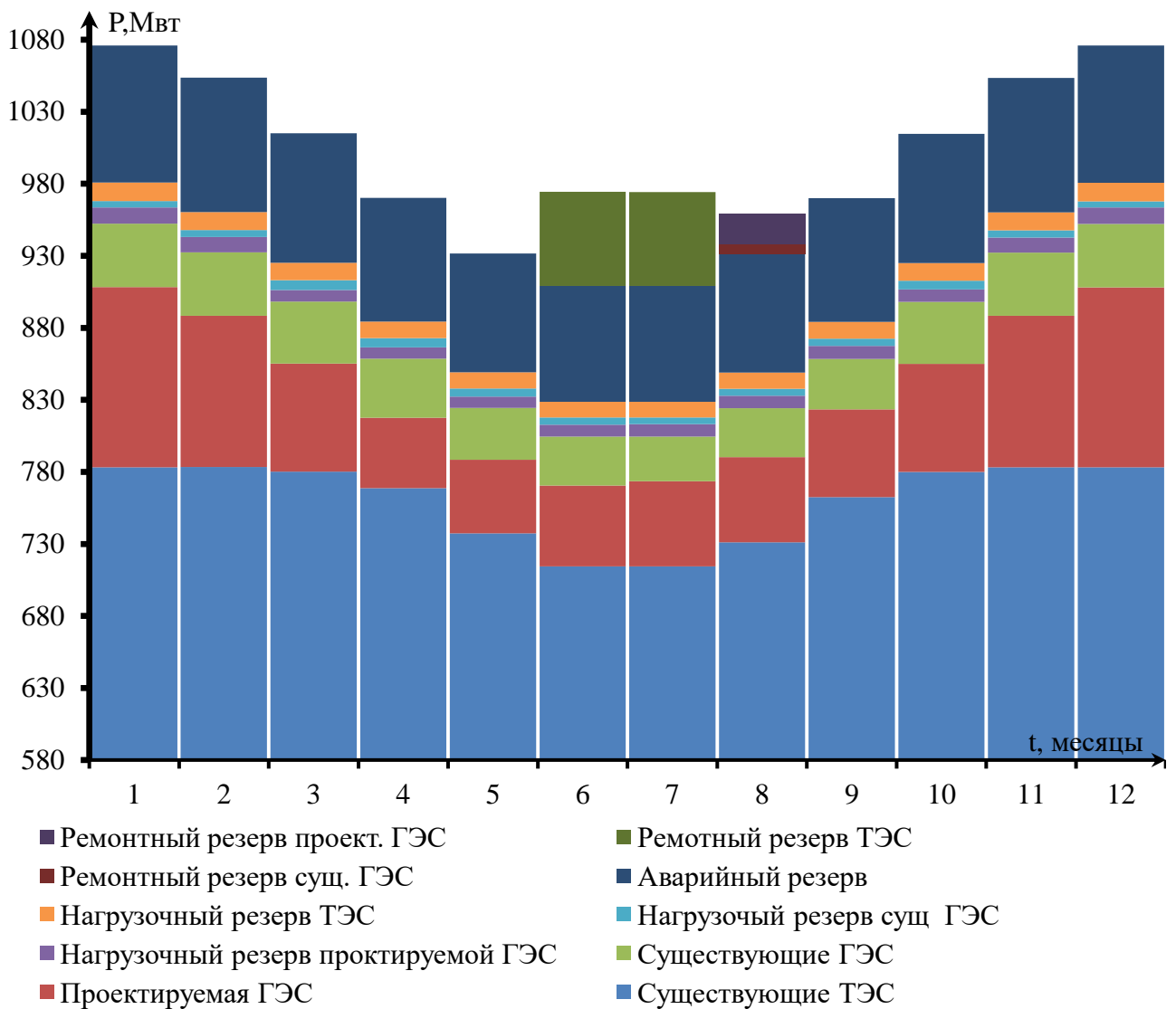


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

2.2.6 Определение установленной мощности

После расчета резервов и построения баланса мощности необходимо определить установленную мощность проектируемой станции по формуле 2.23.

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 125 + 11 = 136 \text{ МВт.} \quad (2.23)$$

2.2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Для определения среднегодовой выработки Междуреченской ГЭС необходимы ВЭР для режима работы ГЭС в средневодный год. Критерием оценки работы ГЭС в средневодный год на начальных стадиях проектирования является то, что максимальная выработки электроэнергии в условиях переключения тепловой мощности не должна быть меньше, чем выработка

электроэнергии от работы ГЭС. Максимальная выработка составила 643 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.

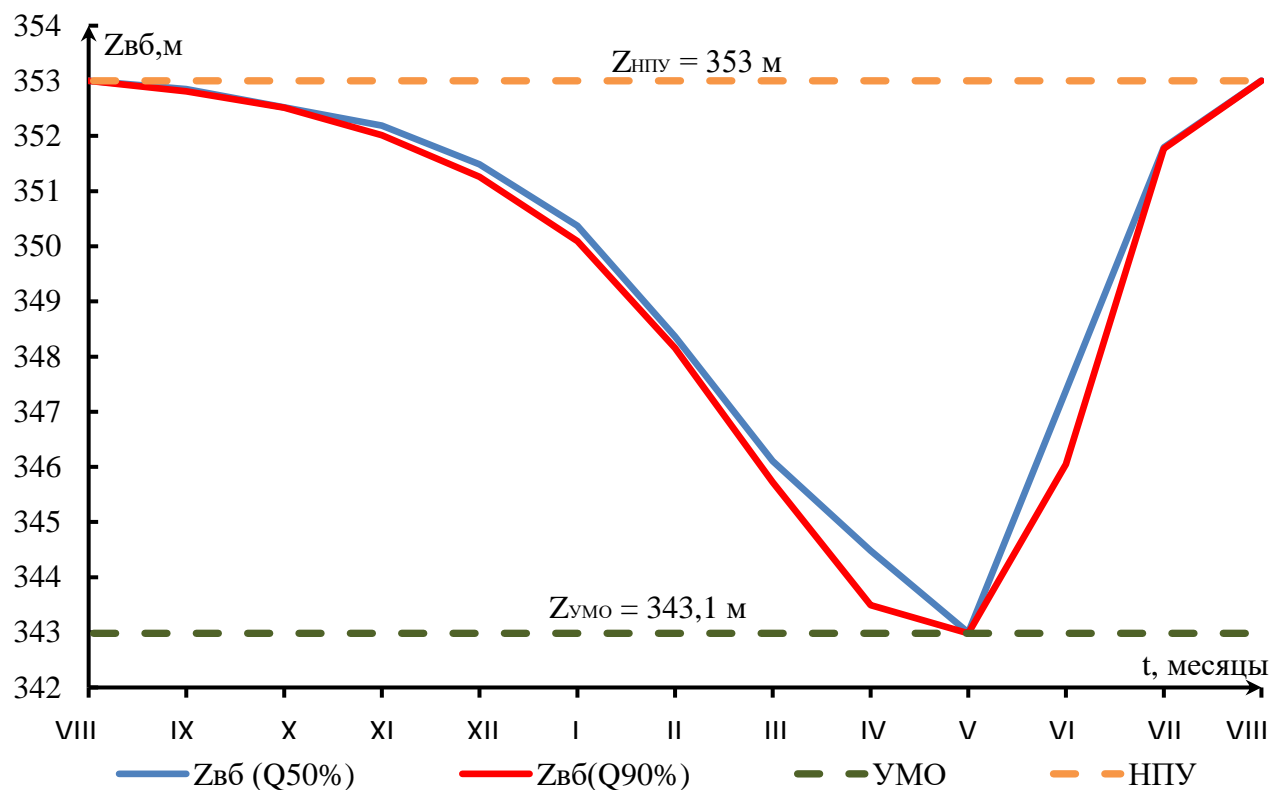


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

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 Междуреченской ГЭС.

Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Междуреченской ГЭС

Кривые связи НБ для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной Нуст		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{НБ} , м ³ /с	Z _{Зима} , м	Z _{Лето} , м	Н _{нпу} , м	Н _{умо} , м	Н _{расч} , м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
0	303,0	303,0	49,5	39,5	44,9	41,9	386	36,1	386
50	305,6	305,2	47,3	37,3	42,7	41,5	383	35,8	384
100	307,5	307,0	45,5	35,5	40,9	41,2	380	35,5	383
150	309,0	308,4	44,1	34,1	39,5	40,9	378	35,2	381
200	310,0	309,4	43,1	33,1	38,4	40,5	375	34,9	379
250	310,9	310,3	42,2	32,2	37,6	40,2	372	34,6	378
300	311,5	310,9	41,6	31,6	36,9	39,8	369	34,3	376
350	312,1	311,5	41,0	31,0	36,4	39,5	367	34,0	374
400	312,6	312,0	40,5	30,5	35,9	39,2	364	33,7	373
450	313,2	312,4	40,1	30,1	35,4	38,8	361	33,4	371
500	313,8	312,9	39,6	29,6	35,0	38,5	358	33,1	370
550	314,4	313,4	39,1	29,1	34,5	38,1	356	32,8	368
600	315,0	313,9	38,6	28,6	34,0	37,8	353	32,5	366
650	315,6	314,4	38,1	28,1	33,5	37,5	350	32,2	365
700	316,1	314,9	37,6	27,6	33,0	37,1	347	31,9	363
750	316,6	315,4	37,1	27,1	32,4	36,8	345	31,6	361
800	317,2	315,9	36,6	26,6	32,0	36,4	342	31,3	360
850	317,8	316,4	36,1	26,1	31,5	36,1	339	31,0	358

Само режимное поле представлено на рисунке 3.1.

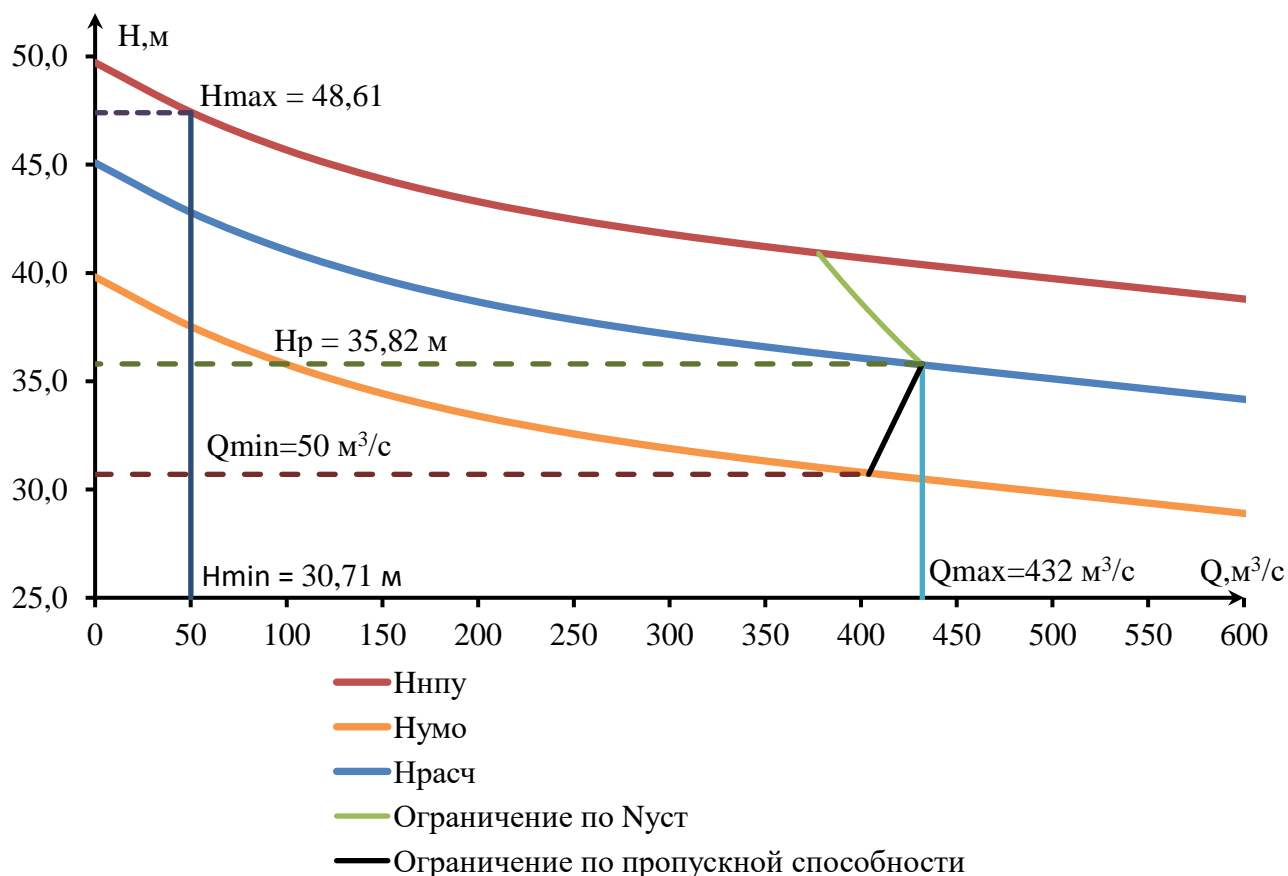


Рисунок 3.1 – Режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Из режимного поля определяется диапазон изменения напоров и расходов: $H_{max} = 48,61$ м, $H_{расч} = 35,82$ м, $H_{min} = 30,71$ м, $Q_{min} = 50$ м³/с, $Q_{max} = 432$ м³/с.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для каждого рассматриваемого типа турбины подбор оборудования с использованием ГУХ заключается в выборе диаметра рабочего колеса ($D1$) и синхронной скорости, при которых проектируемая ГЭС будет работать с наибольшей эффективностью в пределах допустимой гидравлической высоты и диапазона режимов течения, при минимальной глубине заложения 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 3.2.

Таблица 3.2 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ50-В	ПЛД50-В60
$H_{пред}$, м	50	50
H_{min}/H_{max}	0,61	0,61

Продолжение таблицы 3.2

$n'_{I \text{ опт}}, \text{ об/м}$	116	113
$Q'_{I \text{ опт}}, \text{ л/с}$	1000	1100
$\eta_{\text{м опт}}$	0,916	0,91
$Q'_{I \text{ max}}, \text{ л/с}$	1520	1700
$\sigma(Q'_{I \text{ max}})$	0,60	0,60
$D_{I \text{ м}}, \text{ м}$	0,460	0,35
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	12	5
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	10	20

Далее производится выбор номинального диаметра рабочего колеса. В таблице 3.3 представлен ряд стандартных значений диаметров рабочих колес.

Таблица 3.3 – 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:

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

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;

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

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

Выбирается по таблице 3.4, с учетом температуры для модели ($t_{\text{мод}}$).

Таблица 3.4 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

$t, \text{ }^\circ\text{C}$	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:

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

где Q'_{Ip} – 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:

$$Q'_{\text{Нр}} \cdot \eta_{\text{Г}} = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (m \cdot H_{\text{р}})^{1,5} \cdot \eta_{\text{Г}}}, \quad (3.10)$$

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

$H_{\text{р}}$ – расчетный напор натурной турбины;

m – поправка на масштабный эффект;

$\eta_{\text{Г}}$ – КПД генератора.

– Произведение для построения линии ограничения по генератору:

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{max} – максимальный напор натурной турбины;

m – поправка на масштабный эффект;

$\eta_{\text{Г}}$ – КПД генератора.

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

Подбор параметров производят до выполнения равенства между левой и правой частью уравнений.

В качестве примера представлен расчет гидротурбины ПЛ50-В-475.

$$\eta_{\text{Г}} = 1 - (1 - 0,887) \left((1 - 0,75) + 0,75^5 \sqrt[5]{\frac{0,46}{4,75}} \cdot \sqrt[10]{\frac{12}{35,8}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3 \cdot 10^6}{0,99 \cdot 10^6}} \right) = 0,921,$$

$$N'_{\text{агр}} = 9,81 \cdot 1,52 \cdot 4,75^2 \cdot 35,8 \cdot \sqrt{35,8} \cdot 0,921 \cdot 0,96 = 63750 \text{ кВт},$$

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{136000}{63750} = 2,1 \text{ шт} \Rightarrow Z_{\text{агр}} = 3 \text{ шт},$$

$$N_{\text{агр}} = \frac{136000}{3} = 45333 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{0,921}{0,887} = 1,04,$$

$$n' = \frac{116 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 35,8}}{4,75} = 149,01 \Rightarrow n'_{\text{синх}} = 150 \text{ об/мин},$$

$$n'_{\text{max}} = \frac{150 \cdot 4,75}{\sqrt{1,04 \cdot 30,07}} = 126,1 \text{ об/мин},$$

$$n'_{\text{расч}} = \frac{150 \cdot 4,75}{\sqrt{1,04 \cdot 35,8}} = 116,7 \text{ об/мин},$$

$$n'_{\text{min}} = \frac{150 \cdot 4,75}{\sqrt{1,04 \cdot 48,6}} = 100,2 \text{ об/мин},$$

$$Q'_{\text{Нр}} \cdot \eta_{\text{T}} = \frac{45333}{9,81 \cdot 4,75^2 \cdot (1,04 \cdot 35,8)^{1,5} \cdot 0,975} = 1,069,$$

$$Q'_{\text{Нmax}} \cdot \eta_{\text{T}} = \frac{45333}{9,81 \cdot 4,75^2 \cdot (1,04 \cdot 48,6)^{1,5} \cdot 0,975} = 0,746.$$

Рассчитанные параметры для различных диаметров натуральных турбин ПЛ50-В, ПЛД50-В60 представлены в таблице 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины ПЛ-50-В

Параметры	Значения					
	3,75	4,25	4,5	4,75	5	5,6
D_1 , м	3,75	4,25	4,5	4,75	5	5,6
η_{T} , о.е	0,919	0,920	0,921	0,921	0,922	0,923
$N'_{\text{агр}}$, кВт	39630	50970	57180	63750	70670	88760
$Z'_{\text{агр}}$, шт	3,4	2,7	2,4	2,1	1,9	1,5
$Z_{\text{агр}}$, шт	4	3	3	3	2	2
$N_{\text{агр}}$, кВт	34000	45333	45333	45333	68000	68000
m	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n' , об/мин	198,9	166,3	157,2	148,9	141,5	126,4
$n'_{\text{синх}}$, об/мин	214,3	166,7	166,7	150	150	130,4
n'_{max} , об/мин	142,5	125,5	132,9	126,2	132,8	129,2
$n'_{\text{расч}}$, об/мин	132,0	116,2	123,0	116,8	122,9	119,6
n'_{min} , об/мин	113,2	99,8	105,6	100,3	105,5	102,7
$Q'_{\text{Нр}} \cdot \eta_{\text{T}}$	1,199	1,244	1,110	0,996	1,348	1,075
$Q'_{\text{Нmax}} \cdot \eta_{\text{T}}$	0,758	0,787	0,702	0,630	0,852	0,680

Таблица 3.6 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины ПЛД50-В60

Параметры	Значения					
	3,55	3,75	4,25	4,5	5,3	5,6
D_1 , м	3,55	3,75	4,25	4,5	5,3	5,6
η_T , о.е	0,911	0,911	0,913	0,913	0,915	0,915
$N'_{арр}$, кВт	39360	43950	56530	63420	88130	98450
$Z'_{арр}$, ШТ	3,5	3,1	2,4	2,1	1,5	1,4
$Z_{арр}$, ШТ	4	4	3	3	2	2
$N_{арр}$, кВт	34000	34000	45333	45333	68000	68000
m	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
n' , об/мин	195,8	185,4	163,7	154,6	131,4	124,4
$n'_{синх}$, об/мин	214,3	187,5	166,7	166,7	136,4	125
$n'_{I\max}$, об/мин	133,6	123,4	124,3	131,5	126,6	122,6
$n'_{I\text{расч}}$, об/мин	123,7	114,3	115,1	121,8	117,3	113,5
$n'_{I\min}$, об/мин	106,2	98,1	98,8	104,5	100,7	97,4
$Q'_{Hр} \cdot \eta_T$	1,337	1,199	1,244	1,110	1,200	1,075
$Q'_{H\max} \cdot \eta_T$	0,846	0,758	0,787	0,702	0,759	0,680

Данные турбины были отобраны по следующим критериям:

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

Из дальнейшего рассмотрения убраны ГТ: ПЛ50 - В с $D_1 = 3,75$ м, ПЛД50 - В60 с $D_1 = 4,5$ м, т.к. зоны работы данных турбин не включают точку оптимума, а также турбина ПЛ50 - В с $D_1 = 5$ м, т.к. расчетная точка находится в зоне больших коэффициентов кавитации.

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 безкавитационной 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 $H_{расч}$ 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 3.7.

Таблица 3.7 – Расчетные параметры для определения H_s

Параметры	ПЛ50-В				ПЛД50-В60					
	D_1 , м	4,25	4,5	4,75	5,6	3,55	3,75	4,25	5,3	5,6
$Q'_{(Hmax)}$, м ³ /с	0,87	0,77	0,70	0,75	0,94	0,85	0,88	0,84	0,76	
$Q'_{(Hрасч)}$, м ³ /с	1,38	1,22	1,09	1,18	1,53	1,33	1,39	1,33	1,19	
$Q'_{(Hmin)}$, м ³ /с	1,33	1,17	1,045	1,12	1,48	1,28	1,34	1,27	1,13	
$Q_{(Hmax)}$, м ³ /с	111,2	111,0	112,1	167,3	84,6	85,2	113,4	170,5	172,1	
$Q_{(Hрасч)}$, м ³ /с	151,9	150,6	149,1	225,7	118,2	115,1	154,7	230,6	229,5	
$Q_{(Hmin)}$, м ³ /с	135,6	133,8	133,1	198,5	106,2	102,5	138,0	203,6	202,3	
Z_{max}	307,35	307,35	307,38	308,8	306,5	306,55	307,41	308,82	308,86	
$Z_{расч}$	308,41	308,38	308,36	309,9	307,6	307,46	308,47	309,93	309,91	
Z_{min}	308,01	307,97	307,95	309,4	307,2	307,10	308,07	309,47	309,45	

Окончание таблицы 3.7

Параметры	ПЛ50-В				ПЛД50-В60				
	$H_{S\max}$, м	-0,16	1,43	2,17	2,50	0,76	3,2	2,23	3,49
$H_{S\text{ расч}}$, м	-8,52	-4,19	-1,54	-3,4	-8,25	-3,4	-4,57	-3,20	-0,77
$H_{S\min}$, м	-5,14	-1,49	0,19	-0,48	-4,71	-0,62	-1,37	-0,16	1,75

Отметки установки рабочих колес приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Отметки установки рабочего колеса, в зависимости от высоты отсасывания

Параметры	ПЛ50-В				ПЛД-В60				
	D_1 , м	4,25	4,5	4,75	5,6	3,55	3,75	4,25	5,3
$\nabla Z_{PK}(H_{\max})$	307,18	308,78	309,55	311,26	307,29	309,76	309,65	312,31	314,28
$\nabla Z_{PK}(H_p)$	299,89	304,19	306,86	306,45	299,30	303,98	303,89	306,73	309,14
$\nabla Z_{PK}(H_{\min})$	302,87	306,47	308,15	308,89	302,45	306,47	306,70	309,30	311,19

Таким образом, после проведенного анализа выбранных диаметров рабочих колес, определен наиболее оптимальный вариант – турбина ПЛ50-В-500.

Данный выбор был обусловлен малой высотой отсасывания и коэффициентом кавитации, а также наибольшим значением КПД и приемлемым количеством агрегатов по сравнению с другими турбинами

3.3 Расчет и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров ее радиальных сечений и формы спирали в плане. Форма сечения спиральной камеры – с плоским потолком и углом $\gamma = 15^\circ$.

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 $\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ$.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot 4,75 = 8,26 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Были определены: диаметр расположения входных кромок статора – $D_{\text{нар}} = D_a = 7,35$ м, выходных кромок $D_{\text{вн}} = D_b = 6,43$ м.

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{7,35}{2} = 3,67, \quad (3.16)$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{6,75}{2} = 3,215. \quad (3.17)$$

Высота статора:

$$B_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,66 + 0,0033 \cdot 4,75 = 1,68 \text{ м}, \quad (3.18)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата.

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 4,75 = 1,66 \text{ м}.$$

Допустимая средняя скорость воды во входном сечении определена по рисунку 3.2 и равна $v_{вх} = 5,05 \text{ м/с}$.

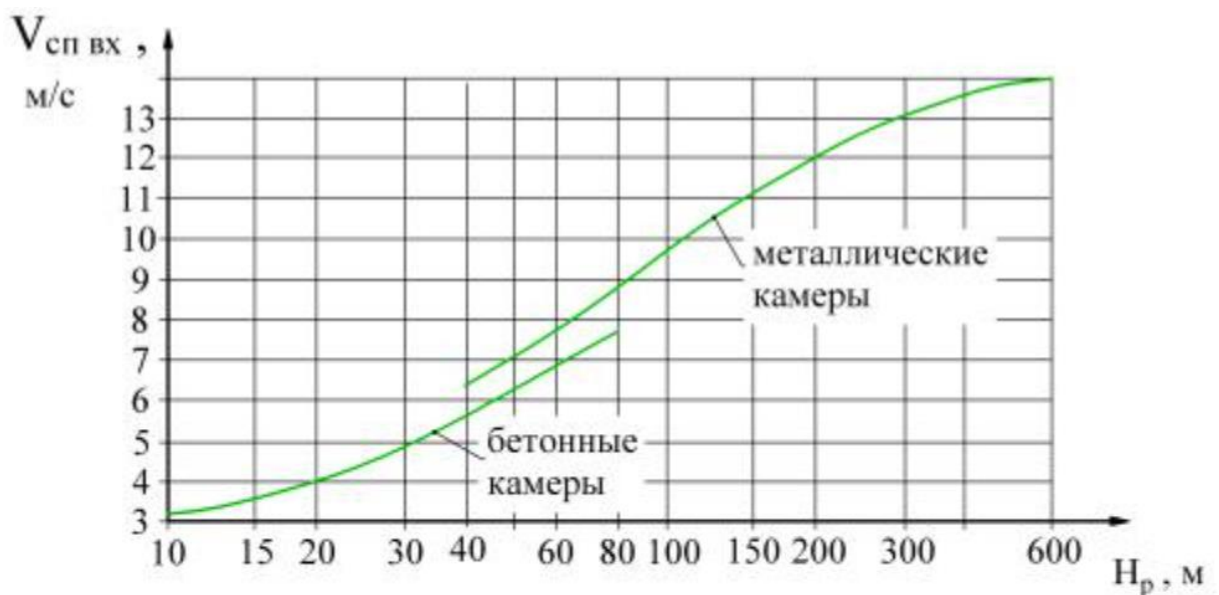


Рисунок 3.2 – Допустимые скорости во входном сечении для бетонных спиральных камер

Определен полный расход через турбину при расчетных значения напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{opt}} = \frac{45333}{9,81 \cdot 35,8 \cdot 0,956} = 135 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.19)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{135 \cdot 225}{360} = 84 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{v_{вх}} = \frac{84}{5,05} = 16,6 \text{ м}^2. \quad (3.21)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ, \quad (3.22)$$

Из 2 корней подходящий: $b_{\text{ВХ}2} = 3,56$ м.

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 8,26 - 3,85 = 5,1 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a = 8,26 - 3,68 = 4,58 \text{ м,} \quad (3.24)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i = 0,41 \cdot 4,58 = 1,88, \quad (3.25)$$

$$k_2 = (b_{\text{ВХ}} - b_{\text{СТ}})/a_{\text{ВХ}} = (3,56 - 1,68)/4,58 = 0,41, \quad (3.26)$$

$$b_i = m_i + b_0 = 1,88 + 1,66 = 3,54 \text{ м,} \quad (3.27)$$

Интеграл для любого сечения вычисляется по формуле (3.28).

$$J_i = b_0 \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i, \quad (3.28)$$

$$J_i = 1,66 \cdot \ln \frac{3,68}{3,22} + 3,54 \ln \frac{8,26}{3,68} - 4,18 \cdot \text{ctg} 15^\circ \cdot \ln \frac{4,18}{3,68} + 1,88 = 2,975.$$

Величина угла спирали и расхода для любого сечения соответственно равны:

$$\varphi_i = \frac{225}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i = \frac{225}{2,975} \cdot 2,975 = 225^\circ. \quad (3.29)$$

На рисунке 3.3. представлен график зависимости $\varphi_{\text{СП}} = f(r_i)$.

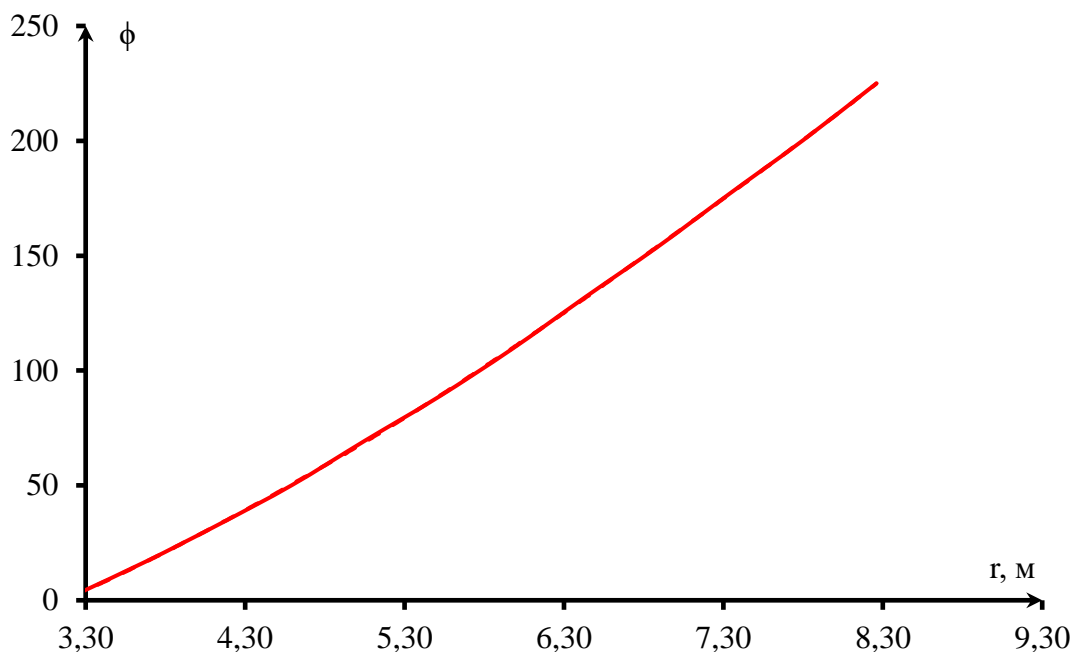


Рисунок 3.3 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Данные расчетов спиральной камеры представлены в приложении Б, таблица Б.1.

План спирали представлен в приложении Б, рисунок Б.6, построен по таблице 3.9. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$.

Таблица 3.9 – Разбиение угла охвата спиральной камеры

$\varphi, ^\circ$	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
r, м	3,64	4,05	4,45	4,84	5,2	5,5	5,8	6,2	6,5	6,8	7,10	7,40	7,70	7,98	8,26

Ширина подвода:

$$B' = 2,928 \cdot 4,75 = 13,91 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Так как ширина подвода $B' > 7$ м, нужно установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближенно назначить из выражения:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{137}{400} = 1,34 \text{ м,} \quad (3.31)$$

$$Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{max}} = \frac{45333}{9,81 \cdot 35,8 \cdot 0,945} = 137 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.32)$$

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. На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения не найден генератор. Основные параметры гидрогенератора определены расчетно.

Был рассчитан гидрогенератор СВ-685/80-40, его номинальные данные представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-685/80-40

Параметры	Значения
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	55,3
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	45,3
$\cos \varphi$	0,85
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	10,5
$n_{\text{НОМ}}$, об/мин	150
КПД, %	97,5
Масса общая, т	230
Диаметр статора, мм	8000
Исполнение	Зонтичный

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

Подобран следующий тип маслонапорной установки для $H_{\text{max}} = 48,6$ м и $D_1 = 4,75$ м:

МНУ 6,3/1-40-8-2, где:

6,3 – объем гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

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

8 – 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;

5 – гидромеханическая колонка 5-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор схемы главных соединений является одним из наиболее важных этапов проектирования электростанции, поскольку он определяет надежность,

экономичность, эксплуатационную гибкость, работоспособность, безопасность обслуживания и потенциал расширения электроустановки в будущем.

На карте энергосистемы Кемеровской области самой ближайшей подстанцией оказалась ПС «Междуреченская» 220/110/10 кВ на расстоянии 37 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 685/80-40. Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.2. – Паспортные данные генератора СВ 685/80-40

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	53,3
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	45,3
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Коэффициент полезного действия	η	%	97,5
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Индуктивные сопротивления	x''_d	о.е.	0,17
	x'_d	о.е.	0,30
	x_d	о.е.	0,10

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

На рисунке 4.1 представлена схема с одиночными блоками.

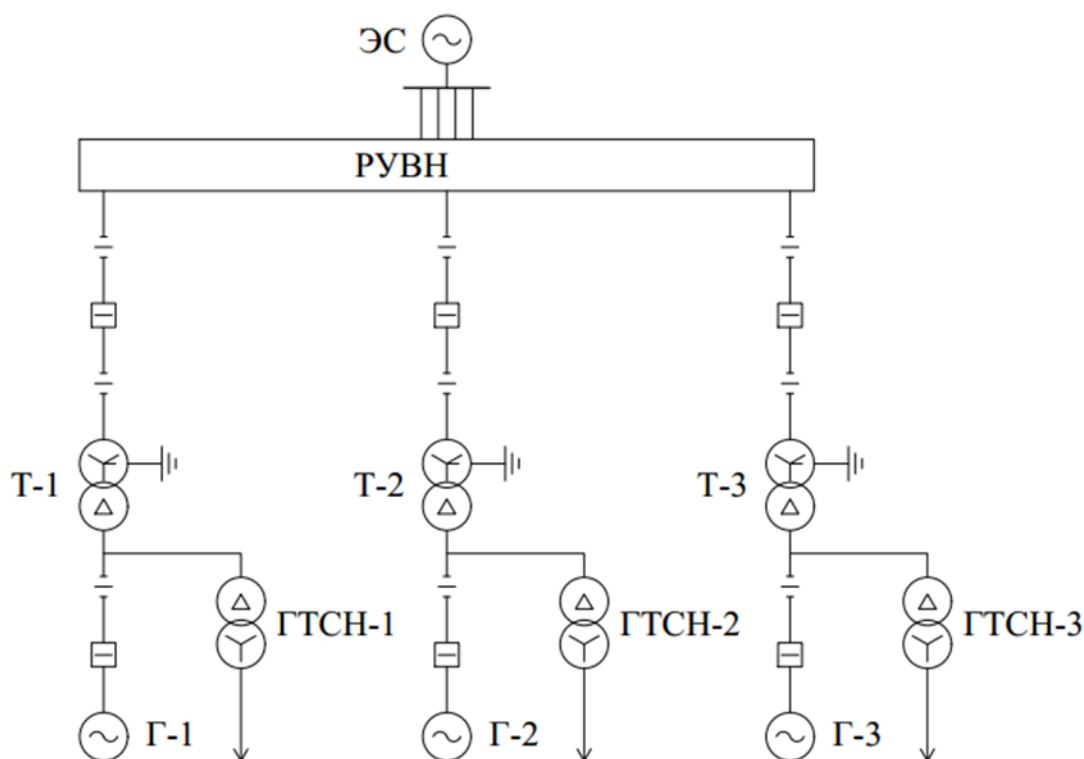


Рисунок 4.1– Схема с одиночными блоками

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

Трансформатор блока должен быть способен подавать энергию генератора в сеть перенапряжения и отбирать энергию от нагрузки, подключенной к ответвлению генератора, т.е. вспомогательной нагрузки:

$$S_{\text{расч.т.}} = \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{45,3 - (0,01 \cdot 136)}{0,85} = 52,09 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольятинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220-У1. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ 80000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	10,5	11	280	60	0,3

Потери электроэнергии оцениваются с помощью максимального значения нагрузки T_{\max} и максимального времени потерь τ и метода максимального времени потерь.

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

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:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,06 \cdot 8729 = 523,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч.т.}}}{S_{\text{т.ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,280}{1} \cdot \left(\frac{52,09}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 285,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

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.

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 436 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 310 = 5,71 \text{ тыс. руб/год.}$$

Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$И_{(\text{од})} = И \cdot 3 = 5,71 \cdot 3 = 17,1 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.7)$$

4.2.3 Выбор повышающего трансформаторов для схемы с объединенным блоком

На рисунке 4.2 представлена схема с объединенными блоками.

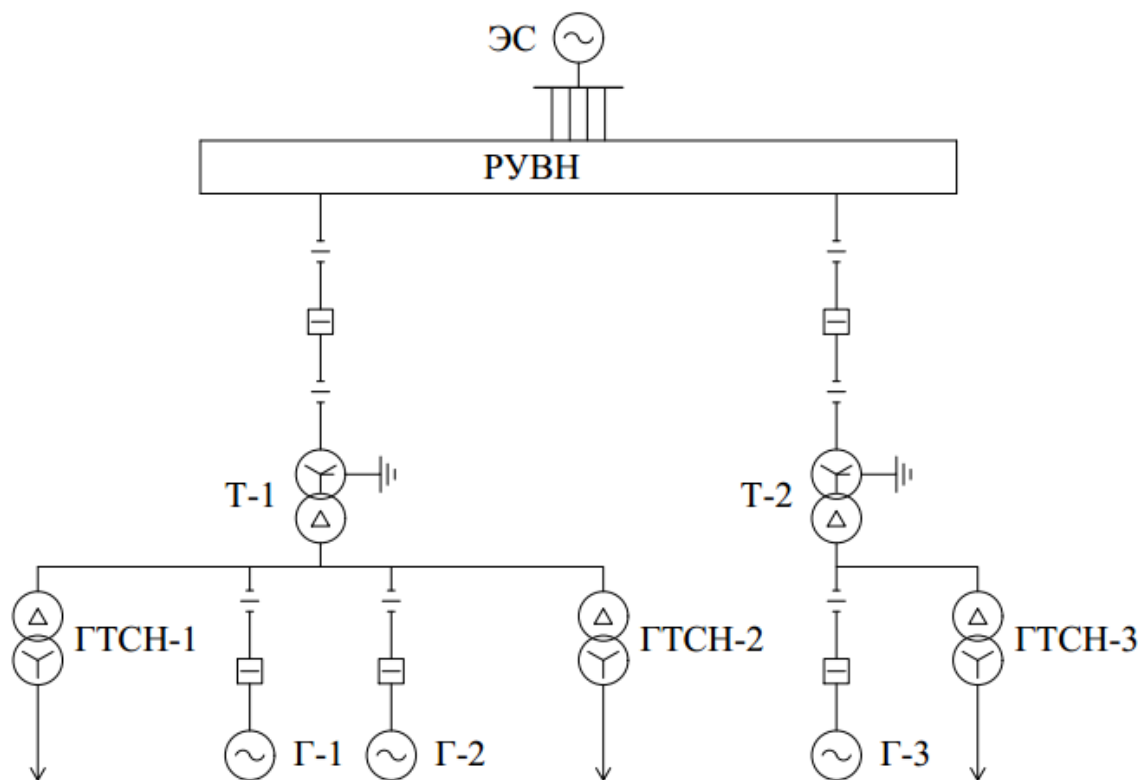


Рисунок 4.2 – Схема с объединенным блоком

Метод комбинированной единицы состоит из комбинированной единицы и единичной единицы. Поэтому расчеты выполняются на расширенных блоках.

Требуется трансформатор с расщепленными обмотками низкого напряжения.

Этот трансформатор должен быть способен подавать выход генератора в сеть перенапряжения и снимать мощность нагрузки, подключенной к отпайке генератора, т.е. вспомогательную нагрузку:

$$S_{\text{расч.т.}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{45,3 - (0,01 \cdot 136)}{0,85} = 104,19 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.8)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТРДЦ-160000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТРДЦ-160000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{К}}, \%$	$\Delta P_{\text{К}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_{\text{Х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
160	230	10,5	12,5	500	155	0,6

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

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

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:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,155 \cdot 8729 = 1352,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.11)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{К}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ТНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,4}{1} \cdot \left(\frac{104,19}{160}\right)^2 \cdot 2405 = 509 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для укрупненного блока:

$$I^y = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{Н}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1352,9 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 509 = 12,7 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.13)$$

Величина издержек для схемы с объединенным блоком:

$$I_{(\text{об})} = I^y + I = 12,7 + 5,7 = 18,4 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.14)$$

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Поскольку в указанной схеме используется одинаковое количество и мощность трансформаторов, то и ГТСН должны быть выбраны одинаковые.

Согласно действующим правилам, вспомогательные трансформаторы на гидроэлектростанциях должны быть выбраны таким образом, чтобы в случае

выхода из строя другой ГТСН вся станция могла получать питание. Это требование обусловлено надежностью станции.

Рекомендуется использовать распределительные и выпрямительные трансформаторы ВН с сухой изоляцией и обеспечить как минимум два независимых источника питания.

Выбранный трансформатор собственных нужд обязан иметь РПН.

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{уст.ГЭС}}{\cos\varphi_{ген}} = 0,01 \cdot \frac{136000}{0,85} = 1200 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.15)$$

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

Таблица 4.4 –Паспортные данные трансформатора ТСЗ–1600/10

$S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{н}, \text{кВ}$		$U_{к}, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	
1,6	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:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст.ГЭС} - P_{с.н.ГЭС}}{\cos\varphi_{ген}} = \frac{136 - 0,01 \cdot 136}{0,85} = 158,8 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.16)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{нат} = 135 \text{ МВт}; \quad k = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,85, \text{ где:}$$

k – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП при напряжении 220 кВ;

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{нат} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{158}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 1,7 \approx 2. \quad (4.17)$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{158,8}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,138 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

Расчетный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,00 \cdot 1,05 \cdot 0,138 = 0,145 \text{ кА,} \quad (4.19)$$

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:

$$I_{п.ав.} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{158,8}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,417 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

По полученным значениям токов выбираем стандартный провод марки АС–150/19.

Длительный допустимый ток:

$$I_{длит.доп.} = 0,450 \text{ кА.}$$

Проверка:

$$- 0,450 \text{ кА} > 0,416 \text{ кА};$$

$$- 0,450 \text{ кА} > 0,145 \text{ кА.}$$

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

Параметры провода АС–150/19 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–70/11

Число проводов в фазе, шт	g_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , см/км
1	0,118	0,435	$2,6 \cdot 10^{-6}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

В технико-экономическом обосновании объединены капитальные вложения в стоимость высоковольтного распределительного устройства, стоимость силового трансформатора и стоимость вспомогательного трансформатора.

Капитальные вложения для схемы с одиночными блоками:

$$K = (k + n) \cdot K_{ОРУ} + i \cdot K_{с.т.} + m \cdot K_{т.с.н.} = \\ = (5 + 1) \cdot 109,6 + 3 \cdot 117,1 + 3 \cdot 24 = 1081 \text{ млн. руб,} \quad (4.21)$$

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

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

$K_{ОРУ}$ – 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:

$$Z_1 = E_n \cdot K + И = 0,15 \cdot 1081,4 + 0,017 = 162,2 \text{ млн. руб.} \quad (4.22)$$

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

K – капитальные затраты;

$И$ – издержки.

Капитальные вложения для схемы с объединенным блоком:

$$\begin{aligned}
 K &= (k + n) \cdot K_{\text{ОРУ}} + i \cdot K_{\text{С.Т.}} + m \cdot K_{\text{Т.С.Н.}} = \\
 &= (4 + 1) \cdot 109,6 + 117,1 + 159,9 + 3 \cdot 24 = 897,4 \text{ млн. руб.}
 \end{aligned}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком:

$$Z_2 = E_n \cdot K + И = 0,15 \cdot 897,4 + 0,018 = 134,6 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

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

$$\Delta = \frac{162,2 - 134,6}{162,2} \cdot 100\% = 17\%.$$

При сравнении экономических показателей двух блок-схем был сделан вывод, что разница между двумя вариантами составила 17%, что означает, что схемы не равноценны с экономической точки зрения и что при выборе схемы необходимо учитывать технические соображения.

Согласно СТО РусГидро, "главная электрическая система должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и профилактических работ на электрооборудовании РП. Кроме того, электрооборудование должно быть простым в эксплуатации.

Предпочтительнее выбрать одноблочную схему, так как она обеспечивает большую надежность, чем одноблочная комбинированная схема, поскольку на электростанции три генератора и электроснабжение потребителей будет продолжаться даже при остановке одного из них в случае аварии или ремонта. Поэтому следует выбрать одноблочную схему.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Согласно СТО ЕЭС 56947007-29.240.30.010-2008, "Схема 13 (двухоперационная система сборных шин) и Схема 13Н (двухоперационная система сборных шин и обходная система сборных шин) применяются для ВЛ 110 - 220 кВ, когда требования к надежности питания каждой воздушной линии повышены и количество фидеров в данной секции сборных шин от 5 до 15. Применяется для ВЛ 110 - 220 кВ с числом фидеров от 5 до 15, когда невозможно отключить все фидеры в секции (системе шин) при осмотре или ремонте". На данной станции, исходя из требований по количеству секций (7), надежности, работоспособности и эффективности, была выбрана схема № 220-13 (две рабочие системы шин). Выбранная схема представлена на рисунке 4.3.

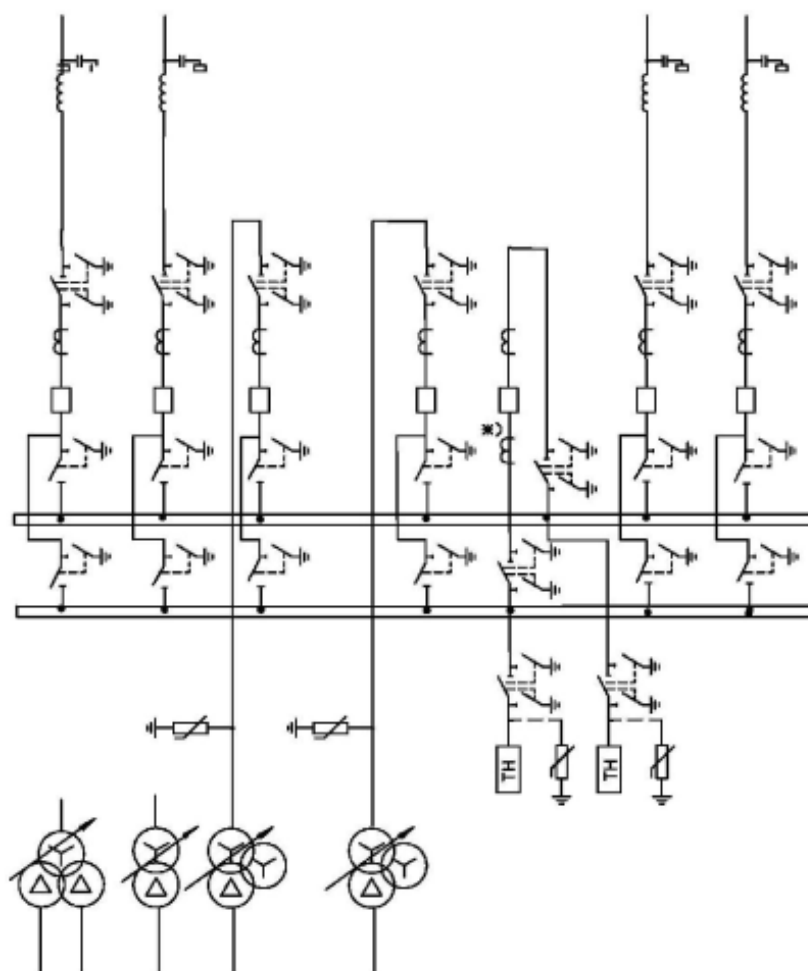


Рисунок 4.3 – Схема РУВН №220-13

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:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,17 \cdot \frac{10,5^2}{53,29} = 0,351 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

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:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{К\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,5 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{242^2}{100} = 585,6 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 37 = 16,09 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\phi 1} = 1,0 \cdot 242 = 242 \text{ кВ.} \quad (4.29)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.30)$$

Определены активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,351}{0,45 \cdot 314} = 0,0024 \text{ Ом,} \quad (4.31)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{585,6}{0,035 \cdot 314} = 53,28 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

$$r_l = r_{0,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 37 = 4,36 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{ном}^2} = \frac{0,280 \cdot 242^2}{80^2} = 2,31 \text{ Ом}. \quad (4.34)$$

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	КРУЭ		242
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		242
	<input checked="" type="checkbox"/>							

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	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 - КРУЭ	2,31	80,53					0,043
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок-2 - КРУЭ	2,31	80,53					0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок-3 - КРУЭ	2,31	80,53					0,043
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	4,37	16,10					
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	4,37	16,10					
	<input checked="" type="checkbox"/>															

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1		1	0,002	0,352	0,002	0,352	0,002	0,352	11,865
2			2		2	0,002	0,352	0,002	0,352	0,002	0,352	11,865
3			3		3	0,002	0,352	0,002	0,352	0,002	0,352	11,865
4			4		8	53,288	585,640	53,288	585,640	53,288	585,640	242,000

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	I1	d1	r1	x1	I2	d2	r2	x2	I0	d0
1	1	1	1ф	7					3,0635	-88,22			3,0635	-88,22			3,0635	-88,22

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов однофазного КЗ в П7

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I1	d1	
1	1	1	3ф	7						6,1404	-88,22

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов трехфазного КЗ в П7

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I1	d1
1	1	1	3ф	1					19,5206	-89,67

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	$I_{н.0}$, кА	$K_{уд}$	i_y , кА
1	1ф	7	9,19	1,979	22,33
2	3ф	7	6,1	1,718	14,91
3	3ф	1	19,52	1,718	54,63

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:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{53,29}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,07 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{Тр-ра} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{53,29}{\sqrt{3} \cdot 242 \cdot 0,95} = 0,133 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{158,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,189 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

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

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{158,8}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,379 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

4.8 Выбор и проверка электрооборудования

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

Для генераторного напряжения выбираем комплекс аппаратный генераторный КАГ-10,5-90/6300УЗ производства компании Raion Technology, Воронежская область. В состав КАГ входят:

- полюс выключателя
- полюсь разъединителя (со стороны блочного трансформатора)
- два полюса заземлителя (со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора)
- ограничитель перенапряжения нелинейный (со стороны блочного трансформатора)
- два конденсатора (со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора)

Каталожные данные представлены в таблице 4.7:

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Параметр	КАГ
$U_{\text{уст}}$, кВ	10,5	$U_{\text{ном}}$, кВ	10,5
$I_{\text{раб.мах}}$, А	3076	$I_{\text{ном}}$, А	6300
$I_{\text{п0}}$, кА	19,52	$I_{\text{дин}}$, кА	90
i_{y} , кА	54,6	$i_{\text{дин}}$, кА	230
$I_{\text{пт}}$, кА	14,3	$I_{\text{откл. ном}}$, кА	90
$i_{\text{ат}}$, кА	27,5	$i_{\text{а, ном}}$, кА	115
$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}$, кА ² ·с	$19,52^2 \cdot (0,03 + 0,04) = 26$	$B_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	$90^2 \cdot 3 = 24300$

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
$U_{\text{сети}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб.мах}} = 2714 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 17,388 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{γ}} = 48,664 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 17,388^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 24,187 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.3 Выбор трансформаторов тока на генераторное напряжение 10,5 кВ

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

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

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{Г}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{г.раб.мах}} = 2,714 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3 \text{ кА}$

4.8.4 Выбор генераторного анализатора и синхронизатора

Микропроцессорный автоматический синхронизатор модели АС-МЗ производится российской компанией "АСУ-ВЭИ". Он предназначен для ввода синхронных генераторов в сеть методом точной автоматической синхронизации и для ввода в сеть инерционных синхронизирующих компенсаторов. АС-МЗ устанавливается в соответствии с ГОСТ 15150 (температура окружающей среды 1-45°C, верхний предел температуры 55°C, относительная влажность 98%,

температура 35°C), категория климатических условий 4. Произведено в г. АС-МЗ предназначен для работы в атмосфере, соответствующей национальному стандарту 15150, группа Р.

Для АПКЭ-1 был выбран бытовой анализатор производства "УПЗ Промсвязькомплект", автоматизирующий измерение и регистрацию параметров качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока с частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. Назначение системы заключается в следующем. Устройство автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и отслеживает отклонения от стандартных параметров, сравнивая их с нормативными значениями (по ГОСТ 13109-97), тем самым предотвращая аварийные ситуации, значительно снижая эксплуатационные затраты на ремонт оборудования и обеспечивая его работоспособность, надежность и долговечность. 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-МЗ	RS485	0,5	10

4.8.5 Выбор параметров КРУЭ 220

Преимуществом КРУЭ является универсальность, объединение сборных шин, выключателей, разъединителей с заземлением и трансформаторов тока и напряжения в одном корпусе, что значительно уменьшает размеры и повышает надежность.

Для оценки было выбрано КРУЭ ЯГГ-220 компании Pairon Technology; данные по выбору КРУЭ 220 кВ приведены в таблице 4.11.

Токовое распределительное устройство ЯГГ-220 объединяет основное технологическое оборудование подстанции: автоматические выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения и ограничители перенапряжения в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом с лучшими изоляционными и гасящими свойствами. Панели управления распределительных устройств оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать системы "цифровой подстанции" в соответствии с IEC 61850. Трансформаторы тока и напряжения, установленные в распределительном устройстве, могут быть электромагнитными или полностью цифровыми с устройствами MOU.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору КРУЭ 220кВ

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Параметр	ЯГГ-220
$U_{уст}$, кВ	220	$U_{ном}$, кВ	220
$I_{раб.мах}$, А	378	$I_{ном}$, кА	3150
$I_{п0}$, кА	9,1	$I_{дин}$, кА	50
i_y , кА	22,3	$i_{дин}$, кА	74
$I_{пт}$, кА	9,1	$I_{откл. ном}$, кА	50
$i_{ат}$, кА	12,9	$i_{а, ном}$, кА	90
$B_k = I_{п0}^2 \cdot t_{отк} + t_{рз}$, кА ² ·с	$9,1^2 \cdot (0,03 + 0,04) = 5,91$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, кА ² ·с	$50^2 \cdot 3 = 7500$

4.9 Выбор вспомогательного электрооборудования

Согласно ПУЭ, каждая сторона трансформатора должна быть защищена разрядником: В цепях с напряжением 220 кВ выбирается ОПН -220-УХЛ1 производителя ЗАО "ЗЭТО"; в цепях с напряжением генератора 10,5 кВ выбирается ОПН -10,5-УХЛ1 производителя ЗАО "ЗЭТО".

Дизель-генераторные установки (ДГУ) выбираются по желанию для обслуживания систем пожаротушения, вспомогательных нужд установки, общестанционных нужд, приводов ворот и других ответственных потребителей. Здесь выбрана ДГУ АДМИ 1200 мощностью 1200 кВт.

5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

5.1 Релейная защита и автоматика

Неисправности и аномальное поведение могут возникать в энергосистемах, электрооборудовании электростанций и подстанций, их распределительных устройствах, линиях электропередачи и потребителях электрической энергии.

Повреждение почти всегда сопровождается значительным увеличением тока и глубоким падением напряжения в элементах энергосистемы.

Возросший ток выделяет большое количество тепла, вызывая разрушение в месте повреждения и опасный нагрев неповрежденных линий и оборудования, по которым проходит ток.

Пониженное напряжение нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии, параллельную работу генераторов и стабильность всей энергосистемы.

Ненормальные условия обычно вызывают отклонение напряжения, тока и частоты от допустимых значений. Снижение частоты или напряжения может привести к неудобствам потребителей и нарушению стабильности

энергосистемы, а повышение напряжения или тока может привести к повреждению оборудования и линий электропередачи.

Таким образом, неисправности могут нарушить работу энергосистемы и потребителей, а аномальные режимы могут создать потенциал для повреждения и отключения энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы энергосистемы и потребителей электроэнергии место повреждения должно быть обнаружено и изолировано от неповрежденной сети как можно быстрее, чтобы восстановить нормальные условия работы и прекратить отключение в месте повреждения.

Это приводит к необходимости создания и использования автоматических устройств, которые выполняют эти задачи и защищают систему и ее компоненты от опасного воздействия неисправностей и аномальных условий.

Первоначально в качестве таких защитных устройств использовались предохранители. Однако по мере увеличения мощности и напряжения электроустановок и усложнения коммутационных схем этот способ защиты стал недостаточным, и были разработаны специальные защитные устройства на основе автоматических выключателей и реле, известные как релейная защита.

Релейная защита - это важный вид электроавтоматики, благодаря которому нормальная и надежная работа современных электроустановок становится невозможной. Релейная защита непрерывно контролирует состояние и режим работы всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение неисправностей или ненормальных режимов работы.

При возникновении неисправности устройство защиты воздействует на специальные автоматические выключатели, предназначенные для размыкания тока повреждения, определения пораженного участка и отключения его от системы.

При возникновении ненормального режима устройство защиты распознает его и, в зависимости от характера неисправности, либо предпринимает необходимые действия для восстановления нормальной работы, либо подает сигнал ответственному лицу.

В современных электрических системах релейная защита тесно связана с электрической автоматикой, которая предназначена для быстрого и автоматического восстановления нормальной работы и электроснабжения потребителей.

Основными устройствами в этой автоматике являются автоматические устройства повторного включения (АПВ), автоматические устройства резервного питания и оборудования (АВР) и автоматические частотные релейные устройства (АЧРУ).

5.2 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-685/80-40
Мощность номинальная	полная, МВА	53,3
	активная, МВт	45,3
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности $\cos\varphi_r$		0,85
Частота вращения, об/мин		136,4
Номинальный ток статора, А		2584
Индуктивное сопротивление, о.е.	синхронное x_d , о.е.	1
	переходное x_d' , о.е.	0,3
	сверхпереходное x_d'' , о.е.	0,17
Система возбуждения	самовозбуждение	
Кратность форсировки	2,5	
Ток ротора, А	1210	
Напряжение ротора, В	210	

Таблица 5.2 – Номинальные данные блочного трансформатора ТД 80000/220-У1

Параметры		Данные
Тип		ТДЦ 80000/220-У1
Полная мощность номинальная, МВА		80
Номинальное напряжение, кВ		242/10,5
Напряжение короткого замыкания, %		11
Мощность короткого замыкания, кВт		280
Мощность холостого хода, кВт		60
Ток холостого хода, %		0,3

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Параметры		Данные
Тип		ТСЗН-1600/10-УЗ
Мощность номинальная, кВА		1600
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Напряжение короткого замыкания, %		7,5
Мощность короткого замыкания, кВт		15
Мощность холостого хода, кВт		3

5.3 Перечень защит блока генератор-трансформатор

На генераторе СВ-685/80–40:

- 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 80000/220-У1:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- газовая защита;
- контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220);
- 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 ТСЗН-1600/10-У3:

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

5.4 Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор

Определим номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = I_{\text{Г}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{53,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,931 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = I_{\text{Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{2931 \cdot 1}{3000/5} = 4,885 \text{ А.} \quad (5.2)$$

По известным значениям тока ротора определяем длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{\text{д.д.рот.}} = 1,1 \cdot 1210 = 1331 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Выбираем систему возбуждения. Данные системы возбуждения представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-275-1500-2,5 УХЛ4	1500/2700	275/600

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным определяем выпрямительный трансформатор. Данные выпрямительного трансформатора представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Данные выпрямительного трансформатора

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток			Ток преоб-ля, А
		Сетевой, кВ	Вентильной, В	Преобразователя, В	
ТСЗП-1600/10-ГТ-УЗ	1342	10,5	475	600	2000

Проверяем выбранный трансформатор на перегрузочную способность, для этого определим кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{н TE}}} = \frac{2700 \cdot 0,816}{1631} = 1,35, \quad (5.4)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 2700 А;

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

$I_{\text{н TE}}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1631 А;

По данным ГОСТ, которые представлены в таблице 5.6, 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.

Таблица 5.6 – Допустимые длительности перегрузки по току

Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность, мин	60	45	32	18	5

Номинальный ток выпрямительного трансформатора:

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

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{\text{т.ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{т.ном}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{73,79}{400/5} = 0,92. \quad (5.6)$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{р.ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р.ном}}^{(1)} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{TE BH}}}{k_{\text{тт}} \cdot k_i \cdot I_{\text{TE HH}}} = \frac{1210 \cdot 1 \cdot 73,79}{\frac{400}{5} \cdot 1,2255 \cdot 1631,17} = 0,56 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{\text{р.ном}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1210 А;

$k_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 400/5;

$k_{\text{тп}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 1,2.

Таблица 5.7 – Расчет токов КЗ

Место КЗ	Режим КЗ	Ток КЗ	Формула	Значение, А
К1	Max	$I_{K1\ max}^{(3)}$	$\frac{E_{q\ \text{НОМ}}''}{\sqrt{3} \cdot X_{\Gamma}}$	18874,07
		$I_{K1\ max}^{(2)}$	$\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)}$	16345,42
	Min	$I_{K1\ min}^{(3)}$	$\frac{E_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Gamma}}$	17239,65
		$I_{K1\ min}^{(2)}$	$\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)}$	14929,97
К2	Max	$I_{K2\ max}^{(3)}$	$\frac{E_{q\ \text{НОМ}}''}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Gamma} + X_{\text{ТЕВН}})}$	1545,26
		$I_{K2\ max}^{(2)}$	$\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)}$	1338,23
	Min	$I_{K2\ min}^{(3)}$	$\frac{E_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Gamma} + X_{\text{ТЕВН}})}$	1411,45
		$I_{K2\ min}^{(2)}$	$\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)}$	1222,30
К3	Max	$I_{K3\ max}^{(3)}$	$\frac{E_{q\ \text{НОМ}}''}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Gamma} + X_{\text{ТНН}})}$	13188,47
		$I_{K3\ max}^{(2)}$	$\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)}$	11421,55
	Min	$I_{K3\ min}^{(3)}$	$\frac{E_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Gamma} + X_{\text{ТНН}})}$	12046,41
		$I_{K3\ min}^{(2)}$	$\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)}$	10432,5

Заданная уставка МТЗ для защиты от сверхтока основан на максимальном токе форсировки возбуждения и должен быть в 2,5 раза больше номинального тока тиристорного возбудителя. Чувствительность защиты от сверхтоков определяется как отношение тока двухфазного повреждения в задней ступени трансформатора к току уставки и должна быть не менее 1,5. Расчеты выполняются в следующей последовательности:

Определяем минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{Ф}} \cdot k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{ТВ НОМ}}}{k_{\text{В}} \cdot k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1500}{0,8 \cdot \frac{400}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 2,595 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, 1,2;

$k_{\text{Ф}}$ – коэффициент форсировки, 2,5;

$k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне

переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{ТВ\text{ ном}}$ – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение), 1500 А;

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

$k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 400/5;

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

Далее переводим его в относительные единицы:

$$I_{МТЗ}^* = \frac{I_{МТЗ}}{I_{Т.НОМ}^{(2)}} = \frac{2,595}{0,92} = 2,81 \text{ о. е.} \quad (5.11)$$

Таким образом, принимаем уставку срабатывания МТЗ:

$$I_{ср.МТЗ}^* = 2,81 \text{ о. е.}$$

Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{k_{ТТ} \cdot I_{МТЗ}} = \frac{1222,3}{2,59 \cdot 400/5} = 5,88 > 1,5. \quad (5.12)$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет $t_{МТЗ} = 0,4$ с.

Уставка ТО ограничивается максимальным током трехфазного короткого замыкания на стороне вентиля обмотки ТП и не должна реагировать на пусковые токи намагничивания, превышающие номинальный ток в пять раз. Чувствительность отключения определяется как отношение минимального тока короткого замыкания на стороне напряжения генератора к заданному току и должна быть не менее 2.

Определяем минимальное значение тока уставки ТО:

$$I_{ТО} = \frac{k_H \cdot I_{K2}^{(3)}}{k_{ТТ}} = \frac{1,4 \cdot 1545,26}{400/5} = 27,04 \text{ А}, \quad (5.13)$$

где k_H – минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4).

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot I_{Т.НОМ}^{(1)}}{k_{ТТ}} = \frac{5 \cdot 73,79}{400/5} = 4,61 \text{ А}. \quad (5.14)$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений. Следовательно, уставка равна:

$$I_{\text{ср.ТО}} = 27,04 \text{ А.}$$

Далее переводим ее в относительные единицы:

$$I_{\text{ср.ТО}}^* = \frac{I_{\text{ср.ТО}}}{I_{\text{т.ном}}^{(2)}} = \frac{27,04}{0,92} = 29,3175 \text{ о. е.} \quad (5.15)$$

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{\text{К1}}^{(2)}}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{ср.ТО}}} = \frac{14929,97}{400/5 \cdot 27,04} = 5,88 > 2,0. \quad (5.16)$$

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{Г}}^{(1)} = 2931 \text{ А.}$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $k_{\text{тт}} = 3000/5 \text{ А.}$

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Г}}^{(1)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2931 = 146,55 \text{ А,} \quad (5.17)$$

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

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

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 146,55 = 293,1, \quad (5.18)$$

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

Необходимо выполнить расчет установки начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора с учетом отстройки защиты от тока трехфазного короткого замыкания на стороне НН выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{ср.0}} \geq I_{\text{К2}}^{(3)} \cdot K_{\text{н}} = 1545,26 \cdot 1,1 = 1699,79 \text{ А,} \quad (5.19)$$

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

Исходя их двух условий, необходимо выбрать наибольшее по значению. Следовательно, уставка начального тока срабатывания принимается по второму условию:

$$I_{CP.0} \geq 1699,79 \text{ А},$$

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{I_{CP.0}}{k_{TT}} = \frac{1699,79}{3000/5} = 2,83 \text{ А}. \quad (5.20)$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{I_{CP.0}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{2,83}{4,88} = 0,57 \text{ о. е.}, \quad (5.21)$$

где $I_{\Gamma}^{(2)} = 4,88 \text{ А}$ – номинальный ток генераторного напряжения, приведенный к нижней стороне трансформатора тока.

Принимаем уставку начального тока срабатывания:

$$I_{CP.0}^* = 0,57 \text{ о. е.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(max)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{СКВ.max}, \quad (5.22)$$

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

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

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

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

$$I_{СКВ.max} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = \frac{1,09}{0,17} \cdot 2931 = 18875,74 \text{ А}. \quad (5.23)$$

где E_q'' – сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси при номинальных условиях, о.е.

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_r)^2 + (\sin\varphi_r + x_d'')^2}, \quad (5.24)$$

где $\sin\varphi_r = \sqrt{1 - (\cos\varphi_r)^2} = 0,53$.

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_r)^2 + (\sin\varphi_r + x_d'')^2} = \sqrt{0,85^2 + (0,52 + 0,17)^2} = 1,09 \text{ о. е.} \quad (5.25)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(max)}} \cdot K_{\text{отс}}}{I_T} = \frac{1671 \cdot 2}{15576} = 0,21, \quad (5.26)$$

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

I_T – ток торможения в рассматриваемом режиме.

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ.max}} \cdot (I_{\text{СКВ.max}} - I_{\text{НБ(max)}}) \cdot \cos\alpha} = \sqrt{18875,74 \cdot (18875,7 - 1887,57) \cdot \cos 15^\circ} = 17599,37. \quad (5.27)$$

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

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}^*}{K_T} = \frac{0,57}{0,5} = 1,1 \text{ о. е.} \quad (5.28)$$

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

$$B \geq I_{\text{НТ}}, \quad (5.29)$$

$$B \geq 1,1 \text{ о. е.}$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 2,2$ (при этом значении условие выполняется).

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

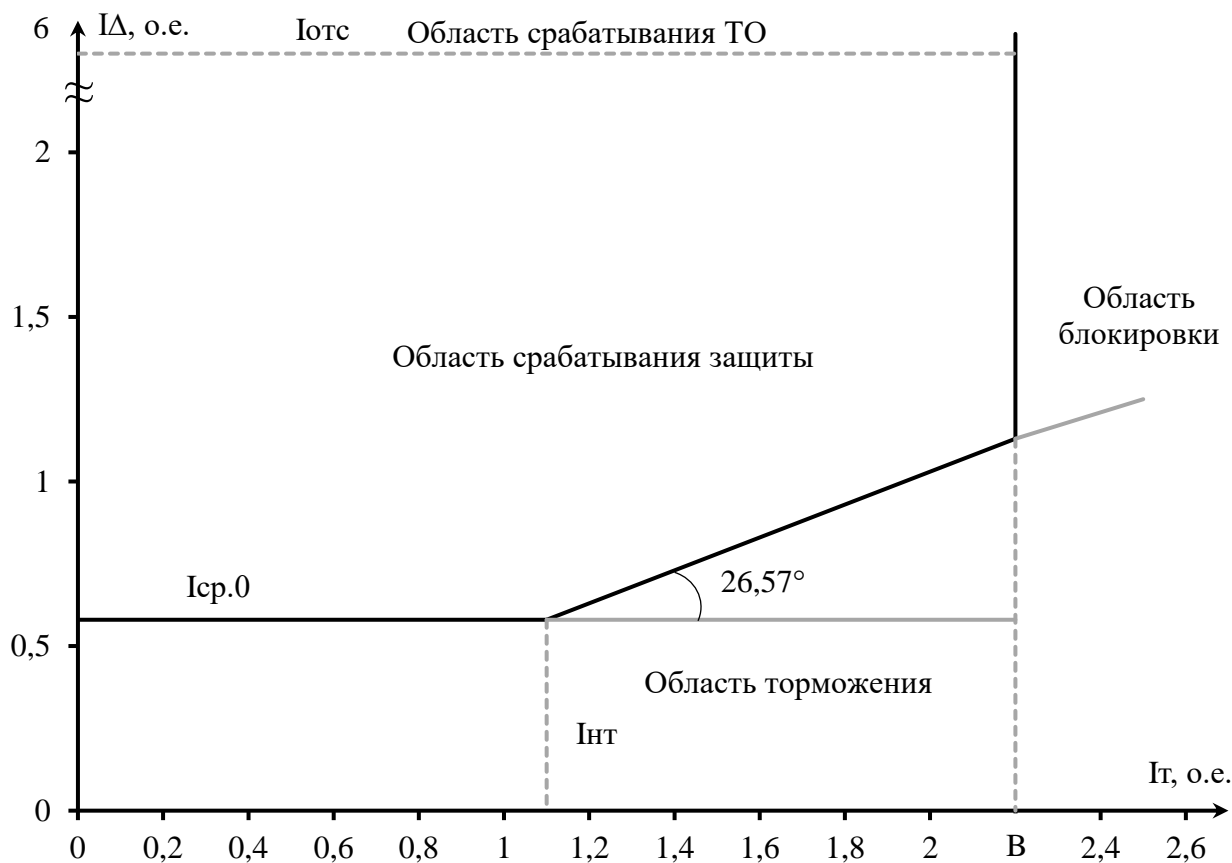


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

$$I_{отс} = 6 \text{ о.е.} \quad (5.30)$$

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

5.5.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($UN(U0)$)

Эта защита работает в режиме изолированного блока и охватывает 100% обмоток статора генератора, электрически не подключенных к вспомогательной системе.

Данное устройство защиты имеет два органа напряжения:

1) первый орган ($U0$) реагирует на главную составляющую напряжения нулевой последовательности $U0$ и защищает 85-95% обмотки статора со стороны фазного конца; $U0$ активируется напряжением нулевой последовательности $3U0$

линейного конца генератора, измеренным открытой треугольной обмоткой; второй орган (U_0) реагирует на главную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% обмотки статора со стороны фазного конца.

Рабочее напряжение устройства основной гармоники выбирается из условий, задаваемых через эффективное значение напряжения нулевой последовательности основной частоты, вызванного электростатической индукцией силового трансформатора блока ввремя замыкания на землю на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.3.

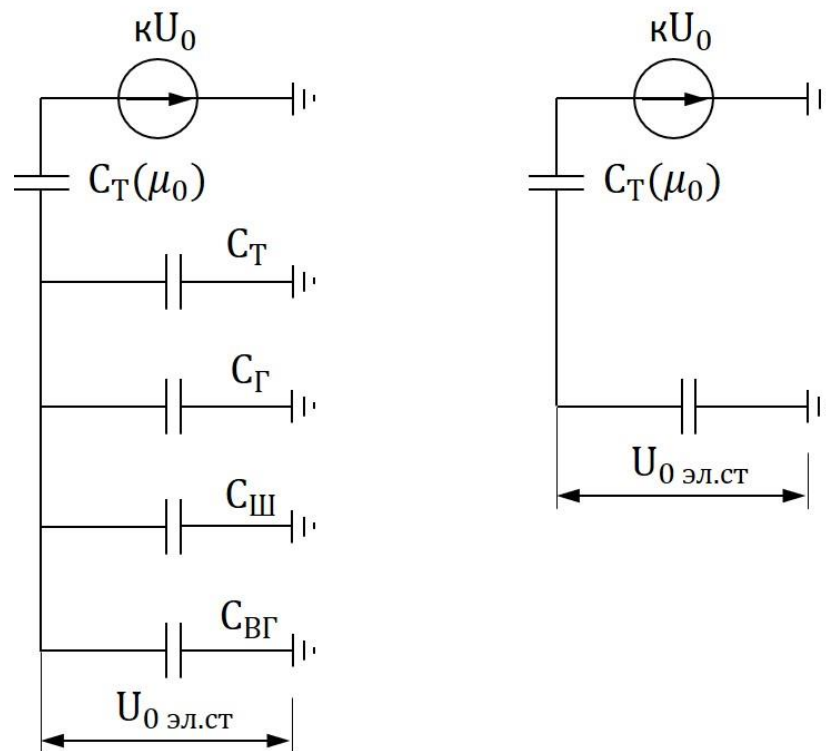


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения U_0 эл.ст.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{BG} = 0,007 + 1,02 + 0,008 + 0,25 = 1,285 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.31)$$

где C_G – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

C_{III} – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{B,G}$ – емкость генераторного комплекса 10,5 кВ.

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 46,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 1,285} = 179,82 \text{ В}, \quad (5.32)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.33)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,51 \text{ А}, \quad (5.34)$$

где U_L – линейное напряжение генератора, кВ;

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

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}}{K_{\text{ТН}}} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 179,82}{10,5/\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 2,7 \text{ В}, \quad (5.35)$$

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

$K_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, остановка турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,2857, \quad (5.36)$$

где K_T – коэффициент торможения органа U_{03} .

$$K_T = \frac{1}{K_\alpha} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 - 2 \cdot 0,2}{0,2} = 1,5, \quad (5.37)$$

где K_α – необходимый коэффициент чувствительности, принимается равным 2;
 α – доля витков статора генератора со стороны нейтрали, не защищенных органом U_{0G} .

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{cp}}{100} = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0,2, \quad (5.38)$$

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.

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

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

1) Первая степень защиты $U1>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}} = \frac{1,25 \cdot 10500}{10500/100} = 125 \text{ В}, \quad (5.39)$$

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

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

2) Вторая степень защиты $U2>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки.

Уставка защиты $U2>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}} = \frac{1,3 \cdot 10500}{10500/100} = 130 \text{ В}. \quad (5.40)$$

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

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. Выдержку времени срабатывания первой ступени защиты принимаем равной 1 с, второй ступени 0,5 с.

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

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_2^* :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_{\Gamma}^{(1)}}, \quad (5.41)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_{\Gamma}^{(1)}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.42)$$

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

Защита включает в себя следующие органы:

1) Сигнальный орган $I_{2\text{СИГН}}$, срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал). Согласно указаниям завода-изготовителя МП-защит НПП ЭКРА ток срабатывания сигнального органа должен быть не выше длительно допустимого тока обратной последовательности для защищаемого генератора. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14% от номинального тока генератора в первичной цепи.

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 0,1 \cdot 2931 = 293,1 \text{ А}. \quad (5.43)$$

Уставка сигнального органа приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{293,1}{3000/5} = 0,489 \text{ А.} \quad (5.44)$$

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

При условии, что допустимый ток обратной последовательности $I_{*2} = 0,14$ о. е. – сделаем расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,14^2} = 1531 \text{ с.}$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_{\text{Н}}}, \quad (5.45)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{0,14}{1,2} = 0,12 \text{ о. е.}$$

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки оставляем равным $T_{\text{МАКС}} = 1531$ сек. , при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{(I_{2\text{ПУСК}}^*)^2}, \quad (5.46)$$

$$t_{\text{max}} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2083 \text{ с.}$$

По указанию завода-изготовителя МПЗ НПП ЭКРА минимальное время срабатывания защиты принимаем: $t_{\text{min}} = 0,5$ с.

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.47)$$

$$A = 30 = (I_2^*)^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.48)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n , о.е	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,12
Длительность, с	30	83	120	188	333	750	1531

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.4.

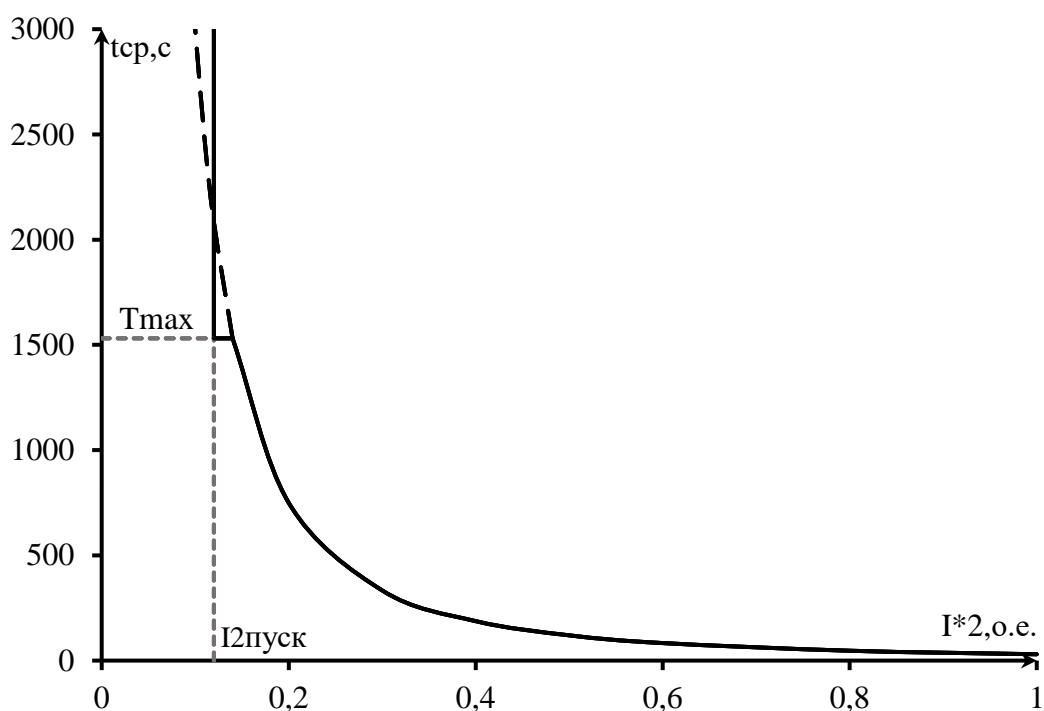


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{МИН.}} = 0,5$ с, $t_{\text{МАКС.}} = 1531$ с.

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного

охлаждения» ($I_{охл}$). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя.

$$T_{охл} = \frac{A}{(I_{2\text{ дл. доп.}}^*)^2}, \quad (5.49)$$

где $I_{2\text{ дл. доп.}}^*$ – длительно допустимый ток обратной последовательности, о.е., ($I_{2\text{ дл. доп.}}^* = I_2^* = 0,14$ о. е.).

В нашем случае уставка времени полного охлаждения будет равна 1531 сек.

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

Первая отсечка:

$$I_{2\text{отс}1} = \frac{I_{2\text{КЗ}min}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{6023,2}{1,2} = 5019,3 \text{ А.} \quad (5.50)$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{отс}1*} = 1,71 \text{ о. е.,} \quad (5.51)$$

где $I_{2\text{КЗ}min}^{(2)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{\sqrt{3}} = \frac{10432,5}{\sqrt{3}} = 6023,2 \text{ А;}$

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

Вторая отсечка:

$$I_{2\text{отс}2} = \frac{I_{\text{ном } \Gamma}}{1,2 \cdot (x_d'' + x_2)} = \frac{2931}{1,2 \cdot (0,17 + 0,19)} = 6784,7 \text{ А.} \quad (5.52)$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{отс}2*} = 2,31 \text{ о. е.;} \quad (5.53)$$

5.5.6 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 2931}{0,98} = 3140,36 \text{ А.} \quad (5.54)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = 1,07. \quad (5.55)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ Г}} = 1,1 \cdot 2931 = 3224,1 \text{ А.} \quad (5.56)$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = 1,1 \text{ А.} \quad (5.57)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_N , о.е.	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	3600	900	360	300	240	180	120	60	0,5

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.5.

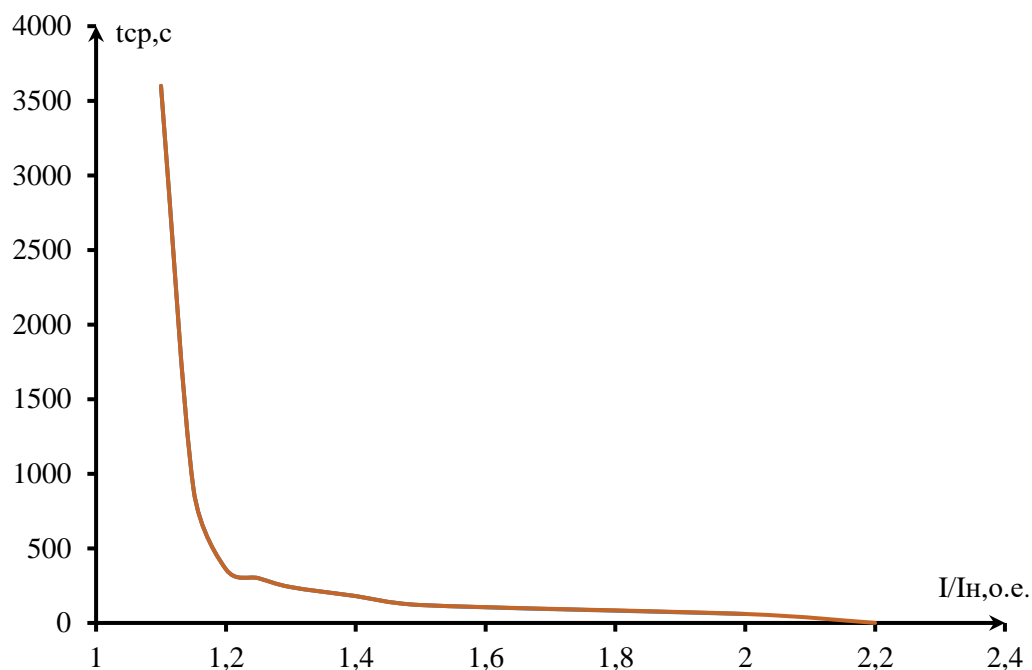


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

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

Уставка органа осечки:

$$I_{1\text{ТО}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,2 \cdot 2931}{0,98} = 3588,98 \text{ А.} \quad (5.58)$$

Уставка органа отсечки приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ТО}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{3588,98}{3000/5} = 5,98 \text{ А.} \quad (5.59)$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ТО}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{5,27}{4,885} = 1,22 \text{ о. е.} \quad (5.60)$$

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

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}{K_B \cdot K_{\text{ТН}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.61)$$

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

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

Защита основана на дистанционном управлении и подключена к трансформатору тока нейтральной точки генератора и выходному трансформатору напряжения генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде окружности, расположенной в квадрантах I и II комплексной импедансной плоскости и смещенной в квадрантах III и IV.

1) Сопротивление первой ступени выбирается для работы с временной задержкой не более 1 с. Указанная выдержка времени принимается при условии, что она согласована с первой ступенью защиты линии, отходящей от шин ГЭС.

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

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

$$Z_1 \leq \frac{0,8 \cdot X_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot X'_L}{K_n^2} = \frac{0,8 \cdot 66,55 + \frac{0,8}{2} \cdot 13,68}{\left(\frac{242}{10,5}\right)^2} = 0,11 \text{ Ом}, \quad (5.62)$$

где K_T – коэффициент токораспределения, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$X'_L = 0,85 \cdot X_{уд} \cdot l = 0,85 \cdot 0,435 \cdot 37 = 13,68 \text{ Ом}. \quad (5.63)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{K_{ТГ}}{K_{ТН}} = 0,11 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 0,63 \text{ Ом}. \quad (5.64)$$

Принимаем уставку: $Z_{1СЗ} = 0,63 \text{ Ом}$.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/сек}$.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0

с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2931} = 2,07. \quad (5.65)$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 2,07 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 11,82 \text{ Ом}. \quad (5.66)$$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит:

$$I_{\Phi} = 2 \cdot I_{\text{НОМ.Г.}} = 2 \cdot 2931 = 5862 \text{ А}; \quad (5.67)$$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 10,5}{\sqrt{3} \cdot 5862} = 0,98 \text{ Ом}. \quad (5.68)$$

В относительных единицах:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* = \frac{0,95}{2} = 0,475 \text{ о. е.} \quad (5.69)$$

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^2 = Z_{\text{НАГР.}\Phi} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,98 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 5,61 \text{ Ом}, \quad (5.69)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\Gamma}}{0,95 \cdot I_{\Phi}^*} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2} = 0,45. \quad (5.70)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен:

$$\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 64,43^{\circ}. \quad (5.71)$$

Угол нагрузки в нормальном режиме равен:

$$\varphi_{\text{НАГР.Н}} = 31,79^{\circ}. \quad (5.72)$$

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}^*}{K_H} = \frac{0,45}{1,2} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.73)$$

Z_2 в первичных Омах составит:

$$Z_2 = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз.}} = 0,38 \cdot 2,07 = 0,787 \text{ Ом}, \quad (5.74)$$

где $Z_{\text{баз.}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5^2}{53,3} = 2,07 \text{ Ом};$

Значение уставки составит:

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_2 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,787 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 4,68 \text{ Ом}, \quad (5.75)$$

Принимаем уставку: $Z_{2\text{СЗ}} = 4,68 \text{ Ом}.$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ2}} = 0,936 \text{ Ом}.$

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

5.5.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{Р.СИГН.}}^{(2)} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 1,05 \cdot 1210 = 1270,5 \text{ А}, \quad (5.76)$$

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

В относительны единицах:

$$I_{P.CИГН.}^* = 1,05 \text{ о. е.} \quad (5.77)$$

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

Уставка пускового органа

$$I_{P.ПУСК.}^{(2)} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 1331 \text{ А.} \quad (5.78)$$

В относительны единицах:

$$I_{P.ПУСК.}^* = 1,1 \text{ о. е.} \quad (5.79)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей, представлен в таблице 5.10

Таблица 5.10 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_{н}, \text{ о.е.}$	1,07	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2
Длительность перегрузки, с	4000	3600	900	360	300	240	180	120	50

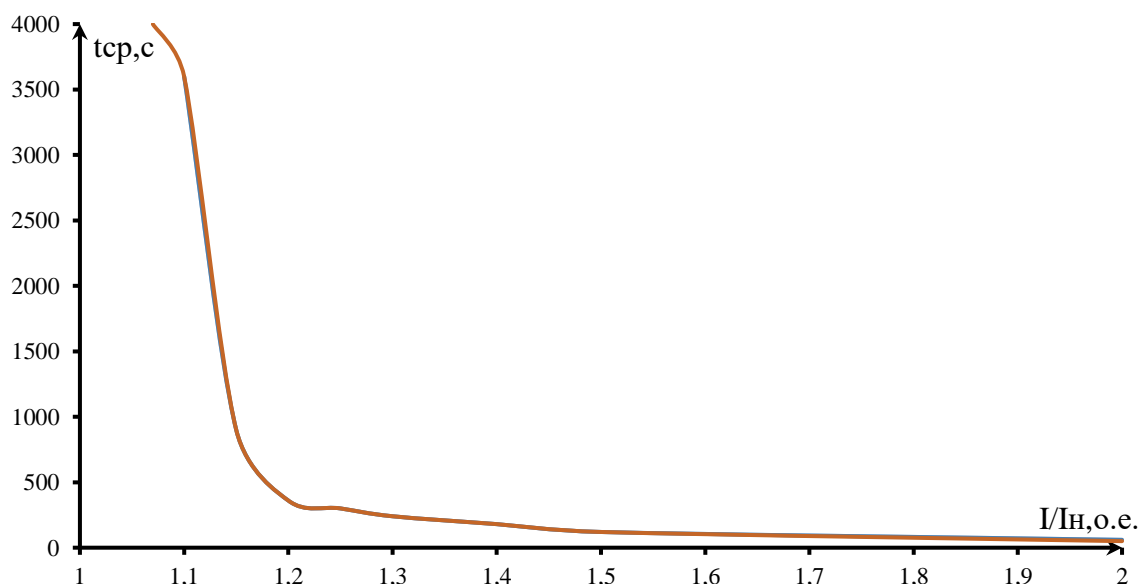


Рисунок 2.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Максимальное время срабатывания должно быть не менее времени допустимых перегрузок генератора токами возбуждения, соответствующих току срабатывания пускового органа, $T_{max} = 3600$ с.

Минимальное время срабатывания принимаем равное минимальному времени характеристики допустимых перегрузок током ротора, $T_{min} = 50$ с.

Уставка ТО:

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{2,2 \cdot I_{ВНТЕР}}{0,98}. \quad (5.80)$$

В относительных единицах:

$$I_{P.TO}^* = \frac{I_{P.TO}^{(2)}}{I_{P.НОМ}^{(2)}} = \frac{2,51}{1,11} = 2,25 \text{ о. е.} \quad (5.81)$$

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

5.6 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Для защиты генераторно-трансформаторного блока Меджидуреченской ГЭС на основании расчетов конфигурации будут установлены современные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики российской научно-производственной компании "ЭКРА".

Установка отечественного микропроцессорного оборудования исключает возможность постороннего вмешательства в работу оборудования и снижает затраты.

Благодаря блочному исполнению и модульному программному обеспечению цифровых терминалов, микропроцессорная защита обеспечивает высокую адаптивность к конкретным первичным цепям станции в зависимости от мощности и режима работы защищаемого оборудования.

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

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Обоснование класса ГТС

Для проведения расчетов гидротехнических сооружений необходимо определить их класс. Класс ГТС назначают в соответствии с 117-ФЗ Закон о безопасности гидротехнических сооружений, ст.7.

Высота плотины составляет 50 м, тип грунта – скальный (III класс).

Установленная мощность ГЭС ($N_{уст} = 136$ МВт) попадает в промежуток от 10 до 300 МВт (III класс).

Число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнического сооружения – более 20000 человек (I класс).

По наибольшему классу ответственности данное гидротехническое сооружение относится к I классу.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня глухой бетонной плотины

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГБП}$ принимаем величину, вычисленную по формуле:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в ВБ;
 $\nabla_{НПУ}$ – нормальный подпорный уровень. ($\nabla_{НПУ} = 353$ м).

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в ВБ можно найти по формуле:

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run1\%} + a, \quad (6.2)$$

где h_{run} – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос плотины;
 Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 a – конструктивный запас, $a = 1,5$ м.

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СП 38.13330.2018:

$$k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7}, \quad (6.4)$$

где V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, $V_w = 6$ м/с;

L – длина разгона волны, $L = 7000$ м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище;

$g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения.

Условная расчетная глубина в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{ФПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{353 - 303}{2} = 25 \text{ м}. \quad (6.5)$$

Тогда по формуле (3):

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 0,00000111 \cdot \frac{6^2 \cdot 7000}{9,81 \cdot 25} = 0,00086 \text{ м.}$$

Для определения высоты волны вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 7000}{6^2} = 1907, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{6} = 35316, \quad (6.7)$$

где t – период развития волн на водохранилище, равный 6 часам.

Далее по графику по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\lambda_d$) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяют параметры $\frac{gh}{V_w^2}$ и $\frac{gT}{V_w} \cdot \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,06$ и $\frac{gT}{V_w} = 3,4$ для $\frac{gL}{V_w^2}$;

Так как величина $\frac{gL}{V_w^2}$ получилась наименьшей, то и коэффициенты, выбираемые по этой кривой, будут наименьшие.

Вычисляем средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} :

$$\bar{T} = 2,95 \cdot \frac{V_w}{g} = 3,4 \cdot \frac{6}{9,81} = 2,07 \text{ с,} \quad (6.8)$$

$$\bar{h} = 0,0495 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,06 \cdot \frac{6^2}{9,81} = 0,22 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Вычисляем среднюю длину волны

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,07^2}{2 \cdot 3,14} = 6,75 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Проверяем условие глубоководности:

$$d = 25 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 6,75 = 3,37 \text{ м.} \quad (6.11)$$

Условие выполняется, значит зона глубоководная.

Определяем высоту волны:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,22 \cdot 2,2 = 0,484 \text{ м,} \quad (6.12)$$

где $K_i = 2,2$ – коэффициент, определяемый по графику функции в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$.

Высота наката волн на откос:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,7 \cdot 0,4 = 0,839 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;

$k_{sp} = 1,1$ – коэффициент, принимаемый по СП 38.13330.2018;

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графику в зависимости от коэффициента заложения верхового откоса каменно-земляной плотины и пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 13,95$ на глубокой воде.

Тогда получаем:

$$h_s = 0,00086 + 0,839 + 1,5 = 2,34 \text{ м}; \quad (6.14)$$

$$\nabla\text{ГГП} = 353 + 2,3 = 355,3 \text{ м}. \quad (6.15)$$

Аналогичным образом был выполнен расчет определения $\nabla\text{ГГП}$ по ФПУ при $V_w = 4$ м/с и $L = 7000$ м.

По результатам расчетов было установлено, что за отметку $\nabla\text{ГБП}$ принята отметка рассчитанная по ФПУ, т.к. она получилась наибольшей.

Так как отметка $\nabla\text{ГБП}$ получилась наибольшей методом расчета по ФПУ, то для дальнейших расчетов принимаем: $\nabla\text{ГБП} = 356,5$.

6.2.2 Определение ширины водосливного фронта

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты определяют напор на сооружение при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{осн} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}) = 353 - 319,01 = 33,99, \quad (6.16)$$

$$H_{пов} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}}) = 354,5 - 320,58 = 33,92. \quad (6.17)$$

После расчета напоров на сооружение, необходимо, что бы выполнялось условие:

$$H_{осн} > H_{\text{min}}^{\text{турб}} \text{ и } H_{пов} > H_{\text{min}}^{\text{турб}}, \quad (6.18)$$

$$33,99 > 30,7 \text{ и } 33,92 > 30,7,$$

где $H_{\text{min}}^{\text{турб}}$ – минимальный напор турбины, полученный из режимного поля, $H_{\text{min}}^{\text{турб}} = 30,7$ м.

В нашем случае условие выполняется и соответственно паводок может быть пропущен через гидроагрегаты.

Определим расход через один гидроагрегат при основном $Q_{\text{осн}}^{\text{га}}$ и поверочном $Q_{\text{пов}}^{\text{га}}$ расчетном случае, используя формулу мощности:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9.81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{45000}{4 \cdot 9.81 \cdot (33,99 - 0,3) \cdot 0,891} = 152,82 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.19)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9.81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{45000}{4 \cdot 9.81 \cdot (33,92 - 0,3) \cdot 0,891} = 153,13 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.20)$$

Согласно СП 58.13330.2019 количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов - m , должно быть не более $m = (n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

$$m = (n - 1) = 3 - 1 = 2, \quad (6.21)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 152,82 \cdot 2 = 305,7 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.22)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 153,13 \cdot 2 = 306,3 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.23)$$

Расход через глубинный водосброс согласно СП 58.13330.2019 составляет:

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(2,424 + 1,21) \cdot 10^9}{23328000} = 155,8 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.24)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = 1124 - 305,7 - 155,8 = 662,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.25)$$

Для поверочного расчетного случая:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 1280 - 306,3 - 155,8 = 817,9 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.26)$$

Определение ширины водосливного фронта:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{нб}} = 3 \cdot 16,01 = 48,03 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.27)$$

где: $h_{\text{нб}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = $f(Q_{\text{нб}})$ при $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$; принимаем $h_{\text{нб}} = 16,01$ м.

v_h – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки. Принимаем $v_h = 3$ м/с.

Определяем удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25q_p = 1,25 \cdot 48,03 = 60,04 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.28)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{662,6}{60,04} = 11,03 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Для облегчения гидравлических условий в нижнем бьефе ширину водосливного фронта плотины увеличим до 24 м. Принимаем 4 пролета шириной $b=6$ м. Расчетная ширина водосливного фронта B равна $6 \cdot 4 = 24$ м.

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 учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02}

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{662,6}{0,49 \cdot 6 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,45 \text{ м}, \quad (6.30)$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2636,4}{0,49 \cdot 0,906 \cdot 6 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,82 \text{ м}, \quad (6.31)$$

где σ – коэффициент подтопления (в проекте $\sigma = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left[\frac{0,7 + (4-1)0,45}{4} \right] \cdot \frac{5,45}{6} = 0,906. \quad (6.32)$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 5,82 - \frac{1,1 \cdot 0,4^2}{2 \cdot 9,81} = 5,8 \text{ м}, \quad (6.33)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{662,6}{(353 - 303) \cdot (24 + (4-1) \cdot 3)} = 0,4 \text{ м/с} \quad (6.34)$$

δ_B – толщина быка, зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий (в КП принимаем $\delta_B = 3$ м – для пролетов шириной $b < 14$ м).

Определение отметки гребня водослива:

Назначают $H_{ст}$ – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом, $H_{ст} = 6$ м

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 353,00 - 6 = 347,00 \text{ м.} \quad (6.35)$$

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Профиль водосливной грани представлен на рисунке 6.1. Координаты для построения профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{ст} = 6$ м, они представлены в таблице 6.1. Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 18,15 м.

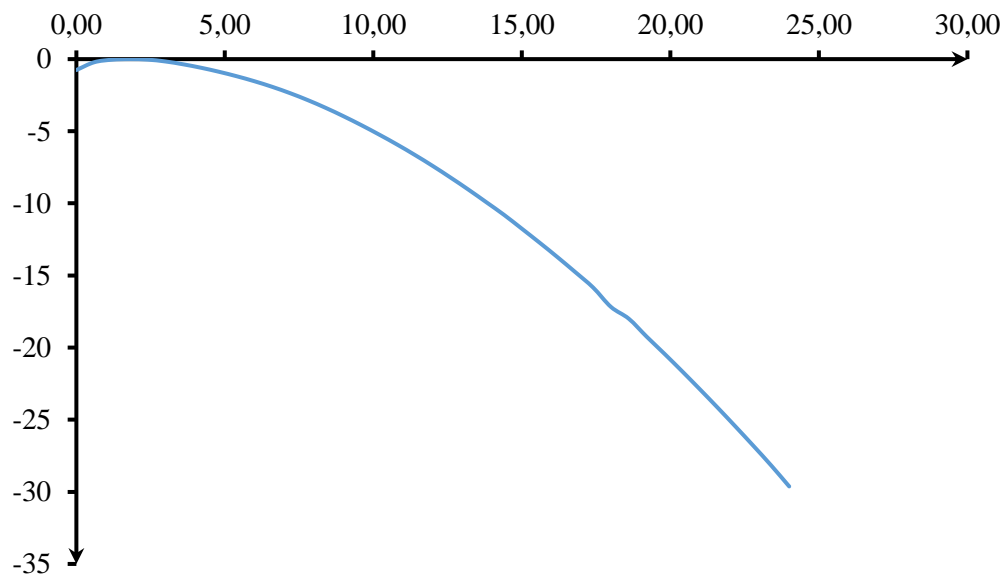


Рисунок 6.1 – Профиль водосливной грани

Таблица 6.1 – Координаты для построения профиля

x	y	x	y	x	y
0,00	0,76	8,40	3,38	16,80	14,77
0,60	0,22	9,00	3,97	17,40	15,84
1,20	0,04	9,60	4,58	18,00	17,18
1,80	0,00	10,20	5,24	18,60	18,08
2,40	0,04	10,80	5,92	19,20	19,24
3,00	0,16	11,40	6,65	19,80	20,43
3,60	0,36	12,00	7,41	20,40	21,65
4,20	0,60	12,60	8,21	21,00	22,91
4,80	0,88	13,20	9,05	21,60	24,19
5,40	1,19	13,80	9,92	22,20	25,49

Окончание таблицы 6.1

6,00	1,54	14,40	11,36	22,80	26,83
6,60	1,93	15,00	11,76	23,40	28,19
7,20	2,36	15,60	12,73	24,00	29,63
7,80	2,85	16,20	13,73		

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 347 + 1,6 \cdot 6 = 356,6 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Отметка $\nabla_{ГБ}$ получилась больше отметки $\nabla_{ГГП}$, поэтому за отметку $\nabla_{ГБ}$ принимается: $\nabla_{ГБ} = 356,5 \text{ м.}$

6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 353,00 - 303,00 = 50 \text{ м.} \quad (6.37)$$

В данном проекте вычисляют критическую глубину потока с учетом всех водопропускных отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 662,6^2}{(24 + 3 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 3,56 \text{ м,} \quad (6.38)$$

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

$\delta_6 = n - 1 = 4 - 1 = 3$ – количество промежуточных бычков.

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{50}{3,56} = 14,04. \quad (6.39)$$

Принимаем для плотины высотой свыше 40 м (для большой длины сливной грани) – большую длину сливной грани: $\varphi = 0,9$.

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют $\xi_{с'} = 0,23$ и $\xi_{с''} = 2,9$.

Сопряженные глубины:

$$h_{с'} = \xi_{с'} h_{кр} = 0,23 \cdot 3,56 = 0,81 \text{ м,} \quad (6.40)$$

$$h_{с''} = \xi_{с''} h_{кр} = 2,9 \cdot 3,56 = 10,33 \text{ м,} \quad (6.41)$$

$$h_c'' = 10,33 \text{ м} < h_{\text{НБ}} = 16,01 \text{ м}.$$

По расчетам в НБ получился затопленный прыжок, при затопленном прыжке гасителя энергии не требуются.

6.2.6 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Глубинный водосброс запроектирован в соответствии с требованием п. 4.6 СП 58.13330.2019 «при проектировании гидротехнических сооружений ГЭС следует предусматривать мероприятия для безопасного сброса воды в нижний бьеф через водосбросные сооружения в зимний период в случаях невозможности пропуска воды через гидроагрегаты (авария, ограничение выработки при отсутствии потребления и др.)». Глубинный водосброс будет также использоваться в эксплуатационный период для пропуска паводков и половодий. Расчетный расход через глубинный водосброс составил 155.8 м³/с. Определим площадь водосбросных отверстий:

$$\omega = \frac{Q}{\mu \cdot \sqrt{2gZ}} = \frac{155,8}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 42,03}} = 6,77 \text{ м}^2, \quad (6.42)$$

где Q – расход через глубинный водосброс;

μ – коэффициент расхода, равный 0,8;

Z – перепад между бьефами.

Принимаем 2 водосбросных отверстия. Площадь одного отверстия составляет:

$$\omega' = \frac{\omega}{2} = \frac{6,77}{2} = 3,38 \text{ м}^2. \quad (6.43)$$

Диаметр выходного отверстия составляет:

$$D = 2 * \sqrt{\frac{3,38}{3,14}} = 2,2 \text{ м}. \quad (6.44)$$

Глубинный водосброс представляет собой отдельное сооружение, состоящее из 2-секций шириной по 12 м. В каждой секции глубинного водосброса располагается по 1 водосбросному отверстию диаметром 2.2 м. Глубинный водосброс оборудован аварийно-ремонтным и ремонтными затворами с ВБ и рабочим затвором с нижнего бьефа.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h_{пл}}{\operatorname{tg}\varphi \left(\frac{\gamma_6}{\gamma_w} + n - \alpha_1 \right)} = \frac{1,25 \cdot 55,32}{0,739 \left(\frac{24}{10} + 0 - 0,5 \right)} = 49,19 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения, в данном случае для I класса $\gamma_n = 1,25$;

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для гранита $\operatorname{tg}\varphi = 0,739$.

Для плотин на скальных основаниях приоритет в расчете ширины подошвы плотины берется по устойчивости тела плотины против сдвига по основанию, поэтому принимаем ширину подошвы плотины $B_n^{II} = 49,19$ м.

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 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Разрезной бык состоит из двух полубыков, их суммарная толщина 3 м. Глубина и ширина паза рабочего и ремонтного затворов составляют 0,7 x 1,0 и 0,7 x 1,0 м соответственно.

Расстояние между затворами принимаем 1,0 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на затворах.

6.3.4 Устои

Устраиваются разделяющие устои: между водосливной плотиной и глухими бетонными плотинами, для обеспечения плавного растекания потока в НБ, длиной 109 и 37 м, и шириной 2 м. Так же предусмотрены подпорные стенки у берегов реки, для предотвращения их размыва.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем $a_{др} = 6$ м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}}, \quad (6.68)$$

где $H_d = 34,52$ м – напор над расчетным сечением;

$\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр.т} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

$$6 \text{ м} \geq 2,1 \text{ м.}$$

Принимаем $a_{др} = 6$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 16 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 размеры галереи цементационной завесы и дренажа - $3 \times 3,9$ и $2,5 \times 3,9$ м соответственно.

6.3.7 Основные элементы плотины

В состав плотины входят: фундаментная плита, водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберму с ковшом, анкерный понур, шпунт, зубья, дренажи в теле плотины и основании.

Цементационная завеса применяется в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта вследствие содержания большого количества валунов, прослоек скалы в грунте или, когда основание сложено скальными грунтами. Толщина противодиффузионной завесы δ_3 должна быть:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}} = \frac{25,21 \cdot 1,25}{15} = 2,1 \text{ м}, \quad (6.69)$$

где $\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 24,16$ м – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{кр,m}$ – критический градиент напора на завесе следует принимать для скальных грунтов –15.

Принимаем $\delta_3 = 2$ м.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n = 0,12 \cdot 49,19 = 6 \text{ м}, \quad (6.70)$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = 0,47 \cdot 47,37 = 22,63 \text{ м}, \quad (6.71)$$

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 353 - 305,63 = 47,37 \text{ м}. \quad (6.72)$$

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устроены дренажи.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

6.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.4.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Для отвода фильтрующейся воды устроены дренажные колодцы в отдельных устоях и сопрягающих стенках. Толщина водобоя определена по формуле В.Д. Домбровского.

6.4.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкции рисбермы по течению уменьшается, достигается это путем уменьшения толщины плит. Толщину плит рисбермы 1-го порядка назначаем 1,5 м, далее по потоку толщина плит уменьшаются, толщина последней плиты равна 1 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_б$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 1312,74 \text{ м}^2$, $S_б = 2037,03 \text{ м}^2$.

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1312,74 \cdot 6 \cdot 9,81 \cdot 2400}{6 + 3} = 19574,63 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

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

b – ширина пролета;

$\delta_б$ – толщина быка;

$\rho_б$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{2037,03 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{6 + 3} = 15187,06 \text{ кН/м}. \quad (6.74)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 48 \cdot \sqrt{48} \cdot 9,81 = 179,43 \text{ кН}, \quad (6.75)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (354,5 - 347 + 0,5) \cdot 6 = 48 \text{ м}^2. \quad (6.76)$$

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

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{179,43}{6 + 3} = 18,51 \text{ кН/м}. \quad (6.77)$$

6.5.2 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:

$$T_в = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 55,32^2}{2} = 15010,78 \text{ кН/м}, \quad (6.78)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 63,00 - 24,00 = 39 \text{ м.} \quad (6.79)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,48^2}{2} = 98,45 \text{ кН/м,} \quad (6.80)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 310,97 - 299,68 = 11,29 \text{ м.} \quad (6.81)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа определяется:

$$W_{\text{В}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{В}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 25,88 = 253,88 \text{ кН/м,} \quad (6.82)$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\text{В}} = 760,500 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа определяется:

$$W_{\text{Н}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 70,6 = 687,29 \text{ кН/м,} \quad (6.83)$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}} = 70,6 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_2 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,48 = 43,95 \text{ кН,} \quad (6.84)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 28,48 - 24,00 = 4,48 \text{ м.} \quad (6.85)$$

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 479,81 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 4706,94 \text{ кН/м,} \quad (6.86)$$

где $S_{\text{ЭП}} = 479,81 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

В качестве воздействия на плотину учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 422,52 = 4144,92 \text{ кН/м}, \quad (6.87)$$

где $S_{\text{эп}} = 107,767 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 0 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,71 \text{ кН/м}^2, \quad (6.88)$$

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

$h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаем $h_{\text{н}} = 3 \text{ м}$;

$\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{3 \cdot 14,71}{2} = 22,065 \text{ кН/м}. \quad (6.89)$$

6.5.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.90)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;

$\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,27^2}{3,95} = 0,06 \text{ м}, \quad (6.91)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,27 \cdot \left(\frac{3,95}{3,14} + \frac{0,06}{2} \right) = 1,74 \text{ кН/м}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8}h_{1\%} = \frac{3,95}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,27 = 1 \text{ м.} \quad (6.92)$$

6.6 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, умноженные на соответствующий коэффициент надежности по нагрузке γ_f . 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	→	15010,78	18,44	276798,8
T_H	1,0	←	625,21	3,76	-2350,79
W_B	1,0	↓	253,88	24,41	-6197,28
W_H	1,0	↓	687,29	19,75	13573,95
G_6	0,95	↓	15187,06	6,14	-93248,5
$G_{пл}$	0,95	↓	19574,53	8,97	-175584
$W_{ВЗВ}$	1	↑	4706,94	0,93	4377,451
W_Φ	1	↑	4144,92	12,39	51355,57
E_H	1,2	→	26,48	6,32	167,341
$W_{волн}$	1,0	→	1,74	54,79	95,27897
q_3	0,9	↓	17,94	22,56	404,793
		$\Sigma \uparrow$	26868,84	ΣM	68583,52

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\Sigma N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{26868,84}{49,19} + \frac{6 \cdot 68583,52}{49,19^2} = -376,15 \text{ кН/м}^2, \quad (6.93)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.94)$$

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

$$\sigma_x^u = -376,15 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 55,32 \cdot (1 - 0^2) = -542,76 \text{ кН/м}^2,$$

$$H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 353 - 297,68 = 55,32 \text{ м}, \quad (6.95)$$

$$m_u = \text{tg } \alpha_1, \quad (6.96)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } 90^\circ = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 55,32 + (-376,15)) \cdot 0 = 0,00, \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.98)$$

$$\sigma_1^u = -376,15 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 55,32 \cdot 0^2 = -376,15 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_2^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 55,32 = -542,76 \text{ кН/м}^2. \quad (6.99)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{26868,84}{49,19} - \frac{6 \cdot 68583,52}{49,19^2} = -716,27 \text{ кН/м}^2, \quad (6.100)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.101)$$

$$H_d^t = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 305,63 - 299,68 = 11,29 \text{ м}, \quad (6.102)$$

$$\sigma_x^t = -716,27 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 11,29 \cdot (1 - 0^2) = -110,75 \text{ кН/м}^2,$$

$$m_t = \text{ctg } \alpha_2 = \text{ctg } 90^\circ = 0, \quad (6.103)$$

где $\alpha_2 = 55^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.104)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 11,29 - 716,27) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.105)$$

$$\sigma_1^t = -716,27 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 11,29 \cdot 0^2 = -716,27 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_2^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 11,29 = -110,75 \text{ кН/м}^2, \quad (6.106)$$

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;

$\sigma_1^u, \sigma_2^u, \sigma_1^t, \sigma_2^t$ – 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.

Расчет краевых напряжений представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжения, кН/м ²	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-376,15	-716,27
σ_x	-542,76	-110,75
τ_{xy}	0,00	0,00
σ_1	-376,15	-716,27
σ_3	-542,76	-110,75

6.7 Критерии прочности плотины и ее основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.107)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$R_b = 13100$ кПа – расчетное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условия работы.

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-110,75| \leq 0,95 \cdot 13100;$$

$$138,44 \text{ кН/м}^2 < 12445,00 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верхней грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.108)$$

$$-376,15 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3. В зоне верхней грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.109)$$

$$376,15 \text{ кН/м}^2 > 135,69 \text{ кПа.}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.8 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.110)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;
 $\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;
 $\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы;
 R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);
 F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_B + W_H +) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.111)$$

где ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м. $\omega = B_n \cdot 1$.

$$R = (19574,53 + 15187,06 + 17,94 - 4144,92 - 4706,94 + 253,88 + 687,29) \cdot \operatorname{tg} 33^\circ + 100 \cdot 49,19 = 22383,87 \text{ кН,}$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_{пасс}, \quad (6.112)$$

$$F = 15010,78 - 625,21 + 1,74 + 26,48 = 14413,79 \text{ кН,}$$

$$\frac{22383,87 \cdot 0,95}{14413,79 \cdot 1,0} = 1,475 > 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и имеет запас в 18,02 %.

7 Мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Междуреченского гидроузла выполняются следующие виды работ:

– выемка грунта и складирование его в полезную насыпь (примерно 230000 м³);

– отсыпка перемычек (потребуется примерно 30000 м³ крупнообломочного грунта);

– подготовка площадки к строительству и ее обустройство (площадь строительства примерно составляет 10000 м²);

– расчистка и выравнивание земли;

– строительство и последующий снос временных зданий и сооружений;

– строительство основных сооружений;

– строительство лагеря оперативного персонала.

– в период строительства запланированы мероприятия по подготовке дна водохранилища и минимизации прямого воздействия строительства на окружающую среду.

– воздействие на окружающую среду в период строительства.

– создание водохранилища, изменение ландшафта и изменение климата;

– подготовка площадки водохранилища (включая лесовосстановление и восстановление участка);

– выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;

– обучение и утилизация отходов;

– состояние гидротехнических сооружений и опасности и риски для жителей и персонала, связанные с процедурами строительства и эксплуатации ГЭС;

– переселение людей на затопляемые территории.

– создание водохранилищ включает следующие процессы:

– формирование новых процессов водного, ледового и теплового режима;

– изменение процессов переноса и осаждения наносов;

– формирование новых гидрохимических режимов и изменение качества воды в нижней части Междуреченского водотока;

– формирование нового гидрохимического режима и изменение биологической продуктивности водоема в результате трансформации экосистемы речного типа в экосистему озерного типа.

В соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.036 - 2009 "Гидроэлектростанции Основные правила и требования к проектированию и строительству водохранилищ гидроэлектростанций", в рамках работ по санитарной подготовке водохранилищ должны быть выполнены следующие задачи.

- удаление строительного мусора и обломков;
- удаление канализационных и бытовых отходов из туалетов;
- санитарная очистка территорий, на которых расположены животноводческие помещения;
- засыпка искусственных углублений; и обсадка колодцев.
- кроме того, санитарные мероприятия включают расчистку клумб от деревьев и кустарниковой растительности.
- при проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, расположенных в зонах затопления, подтопления или просадки берегов, должны быть обеспечены
 - технические средства, предотвращающие подверженность оставшихся населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений воздействию наводнений и затоплений и обеспечивающие нормальные условия труда и быта жителей;
 - технические меры по отводу естественного поверхностного стока с их зон технической защиты.

7.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036 - 2009 "Основные правила Проектные и строительные нормы и требования к водохранилищам гидроэлектростанций":

- разработанные предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с Государственной санитарной инспекцией;
- в проектах строительства водохранилищ мероприятия по подготовке дна водохранилища и санитарных выпусков подготавливаются с учетом необходимых инженерных изысканий, расчетов и факультативных исследований в технико-экономических обоснованиях (ТЭО);
- работы по санитарной подготовке дна водохранилища должны быть завершены к весенне-летнему сезону, за год до начала наполнения водохранилища;
- требования к транспортной и технической защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.
- Строительство водохранилища требует переселения населения из зоны затопления:
 - в населенных пунктах, полностью или частично выведенных из зоны затопления, должны быть убраны мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие конструкции;
 - оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и т.д. будут сожжены на месте;
 - металлолом будет собран и вывезен за пределы санитарной зоны;

- туалеты дезинфицируются сухим ДТС КГ или отбеливателем после удаления отходов и засыпаются чистой почвой;
- канализационные и бытовые отходы из туалетов удаляются за пределы санитарной зоны;
- канализационные очистные сооружения, санитарные свалки, санитарные, ирригационные и фильтрационные установки в пределах санитарной зоны закрыты;
- навоз, фекальные стоки и помет с животноводческих объектов будут обеззараживаться, а затем вывозиться на сельскохозяйственные угодья;
- почву в животноводческих помещениях и стойлах сжечь с помощью горючих веществ или оросить основной солью гипохлорита кальция или раствором хлорной извести, содержащим не менее 5% активного хлора, затем снять чистый глубокий слой почвы за пределами затопленной территории и закопать его на глубину не менее 2 м на кладбищах для животных.

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 водоохранной 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 (400000 м³);

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

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,4$ т/м³).

$$M = \frac{400000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,4 = 17280 \text{ т.}$$

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 (48200 т);

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

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

$$M = \frac{48200 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 964 \text{ т.}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 17280 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 964 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 Междуреченской 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

Одной из важнейших задач при эксплуатации Междуреченской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнического сооружения: Последствия аварии на ГЭС (срыв напорного фронта) могут оказать разрушительное воздействие на весь регион. Поэтому обеспечение безопасности гидроэлектростанций является задачей государственной важности. Наиболее важным из них является Федеральный закон "О безопасности гидротехнических сооружений". Требованием закона "О безопасности гидротехнических сооружений" является подготовка деклараций безопасности гидротехнических сооружений, которые определяются положением, утвержденным Правительством Российской Федерации. Положение определяет содержание и порядок подготовки деклараций безопасности гидротехнических сооружений.

При проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации и выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта, ремонта и консервации обследование государственным экспертом по ГЭС является обязательным.

Ответственность за обеспечение безопасности возлагается на владельца ГЭС. Состояние основных сооружений ГЭС контролируется контрольно-измерительными приборами (КИПиА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, в задачи которого входит измерение контролируемых показателей с помощью КИП, проведение визуальных осмотров и оценка безопасности ГЭС на основе анализа полученных данных.

В отчете подтверждается безопасность сооружения, соблюдение норм безопасности, проектирование и соответствие действующим нормам и правилам, а также определяется характер и степень возможных аварийных ситуаций и даются рекомендации по предотвращению и устранению инцидентов, препятствующих безопасной эксплуатации.

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;
- наличие 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 Междуреченской ГЭС. Общие положения

Основными целями правил охраны труда на Междуреченской ГЭС должны быть обеспечение безопасных и нормальных условий труда работников на всех стадиях производственного процесса, охрана жизни и здоровья работников, снижение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве и предупреждение их возможного возникновения.

Контроль за соблюдением правил охраны труда осуществляется руководителями всех уровней на гидроэлектростанциях и их дочерних предприятиях. Соблюдение правил обязательно для всех работников, участвующих в эксплуатации проектируемых сооружений и оборудования ГЭС, а также для работодателей, осуществляющих руководство этими работниками.

Для соблюдения правил охраны труда на Междуреченской ГЭС необходимо выполнить следующее:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханических и электротехнических установок гэс, территорий и акваторий, находящихся в ведении ГЭС, основных и вспомогательных установок, механизированных и автоматизированных средств должны соответствовать требованиям правовых норм, технических регламентов и стандартов;

- для обеспечения безопасности персонала ГЭС в необоснованных условиях труда всегда должны быть предусмотрены технические и организационные меры, разработанные в зависимости от различной степени угрозы;

- должны быть предусмотрены специализированные защитные (спасательные) помещения, рассчитанные на соответствующий уровень персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видном месте методы и средства эвакуации работников из зон возможного затопления или оползней на высоту выше расчетного уровня такого затопления, оползней или просадки или в специальное помещение безопасности;

- подразделения гэс должны обеспечить соответствующие безопасные помещения, содержащие средства защиты, автономную систему оборудования жизнеобеспечения и средства оказания первой помощи, проверенные и готовые к использованию в соответствии с действующими нормами. работники также должны быть проинформированы о степени обеспеченности вышеуказанными средствами в рабочих зонах и безопасных помещениях;

- во всех подразделениях междуреченской гэс инструктажи должны проводиться только высококвалифицированным персоналом;

- междуреченская ГЭС должна обеспечить проведение административных и систематических проверок: функционирования оборудования и сооружений ГЭС; соответствия ремонта или запасных частей требованиям безопасности; путей эвакуации работников; знания схем расположения безопасных помещений; навыков фактического использования знание сиз работников, средств коллективной защиты и автономных средств жизнеобеспечения и умение использовать их по назначению;

- организация соблюдения требований охраны труда работников на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть инструкции по охране труда и должностные инструкции в объеме, необходимом для данной должности или профессии;

– персонал, занятый обслуживанием гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен проходить предварительные медицинские осмотры в условиях, установленных России, а затем периодически;

– персонал ГЭС и организации, работающих на территории ГЭС, обязан знать и соблюдать требования по охране труда;

– персонал, использующий в своей работе машины, инструменты и оборудование, а также персонал, выполняющий сварочные и другие горячие работы, обязан знать и соблюдать правила безопасности при использовании инструментов и оборудования;

– персонал, допущенный к работе в зонах, где используются легковоспламеняющиеся, токсичные или взрывоопасные вещества, должен знать свойства этих веществ и меры безопасности при работе с ними;

– весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с ГОСТом, в зависимости от выполняемой работы, и обязан использовать их во время работы;

– весь производственный персонал должен знать, как спасти находящихся под напряжением людей от поражения электрическим током и как оказать первую помощь, а также подобную помощь другим пострадавшим;

– не допускается вход без сопровождения взрослых на территорию и в производственные помещения организаций ГЭС, не связанные с обслуживанием находящегося там оборудования;

– шахты, стволы и галереи должны быть закрыты прочным и жестким щитом или огорожены. Траншеи и туннели, используемые для прохода людей, должны быть ограждены;

– защитные барьеры должны быть окрашены в желтый цвет в соответствии с ГОСТом ограждения должны быть оборудованы предупреждающими знаками, знаками безопасности и сигнальными огнями для обеспечения хорошей видимости огражденной территории во всех направлениях для движения транспорта и пешеходов в темное время суток;

– производственные помещения должны быть оборудованы запирающимися металлическими ящиками с отделениями для чистых и грязных салфеток. в качестве чистящих материалов можно использовать хлопчатобумажные или льняные салфетки. использованные промасленные чистящие средства в ящике должны ежедневно утилизироваться;

– курение в помещениях и на производстве разрешается только в специально оборудованных местах, где приняты необходимые меры пожарной безопасности и отсутствует опасность возгорания. в этих местах будут размещены знаки безопасности;

– в каждом подразделении (участке) ГЭС должно быть предусмотрено место для размещения средств оказания первой помощи (аптечка, носилки, шины, реанимационное оборудование);

– плакаты, разъясняющие безопасные методы работы и порядок оказания первой помощи при случайных травмах, должны быть вывешены на видных местах производственного объекта;

– перед началом работы руководитель структурного подразделения должен убедиться, что все требования безопасности к выполняемой работе соблюдены. если данное положение не соблюдается и персонал не обеспечен необходимыми средствами индивидуальной защиты, к работе приступать нельзя;

– запрещается выполнять работы на машинах или оборудовании, которые не были остановлены;

– движущиеся части производственного оборудования, доступные для работников, должны иметь защитные ограждения, которые надежно закреплены и не ограничивают технические возможности оборудования;

– работники должны знать и выполнять требования законов об охране труда и других нормативных актов и нести персональную ответственность за их нарушение;

– капитальный и средний ремонт оборудования, а также монтажные и демонтажные работы должны выполняться в соответствии с методическими указаниями или технической документацией (техническими картами и инструкциями), содержащими специальные требования безопасности при подготовке и проведении работ;

– работы на гидроэнергетических, электрических и гидромеханических установках и гидротехнических сооружениях гэс должны выполняться в соответствии с разрешениями на производство работ и (или) ордерами;

– ответственное лицо ведет учет выполненных работ в соответствии с нарядами и распоряжениями и заносит их в "ведомость учета работ, выполненных в соответствии с нарядами и распоряжениями". в отсутствие ответственного лица учет и регистрацию работ осуществляет работник, давший (выдавший) распоряжение;

8.4 Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи

Для выполнения требований все работники Междуреченской ГЭС должны пройти обучение по оказанию первой помощи и научиться применять ее при несчастных случаях на производстве.

Руководство Междуреченской ГЭС должно предоставить необходимые помещения и условия для такого обучения, проверить соответствующие знания работников ГЭС и ежегодно проверять требуемый уровень практических навыков оказания первой помощи в симуляторах, приближенных к реальным ситуациям.

При несчастном случае на месте происшествия пострадавшему должна быть немедленно оказана первая помощь ближайшим работником

Междуреченской ГЭС до прибытия медицинских специалистов и транспортировки в медсанчасть или ближайшее лечебное учреждение.

8.5 Пожарная безопасность

8.5.1 Пожарная безопасность. Общие требования

Требования пожарной безопасности для электростанций определены в Правилах пожарной безопасности, утвержденных РАО "ЕЭС России". В соответствии с действующим законодательством ответственность за пожарную безопасность на ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, направленными на предотвращение воздействия опасных факторов пожара на человека.

Лицо, ответственное за ГЭС, обязано:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанции;
- обеспечить разработку и внедрение мероприятий по повышению пожарной безопасности; и
- установить противопожарный режим в зонах, соответствующих пожарной опасности в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- установить процедуры регулярного контроля состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить лицо, ответственное за пожарную безопасность на каждом производственном участке и в каждом помещении;
- назначить комиссию, которая будет сообщать о любом пожаре в местную пожарную охрану, устанавливая причину пожара и разрабатывать меры по предотвращению пожара.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и установленных в них оборудования и устройств возлагается на председателя подкомитета по сооружениям или специально назначенное должностное лицо.

Председатель подкомитета по сооружениям, ответственный за пожарную безопасность, обязан:

- обеспечивать соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий по повышению пожарной безопасности в своих помещениях;
- следить за исправностью технологического оборудования и принимать срочные меры по устранению неисправностей, которые могут привести к пожару; и
- требовать от подчиненных проведения противопожарных инструктажей, соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечить проверку соблюдения требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ, выполняемых детальным персоналом и подрядчиками;

– установить процедуры и обязанности по поддержанию оборудования для обнаружения и тушения пожара на объекте в рабочем состоянии и готовности к использованию в любое время.

В случае возникновения пожара оперативный персонал обязан принять незамедлительные меры по вызову пожарной бригады, информированию руководства ГЭС, обесточиванию электрооборудования в зоне пожара, выдаче разрешений на тушение пожара, организации тушения и эвакуации персонала (при необходимости), обеспечению нормальной работы оборудования и т.д.

Все лица, работающие на ГЭС, обязаны знать и соблюдать требования пожарной безопасности, установленные на их рабочих местах, в других помещениях и на территориях, а в случае возникновения пожара немедленно сообщить руководителям или оперативному персоналу о месте возникновения пожара, принять все возможные меры по спасению людей и имущества и тушить пожар имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер предосторожности.

Все сотрудники ГЭС должны пройти обучение по пожарной безопасности. Обучение сотрудников включает в себя:

- Первичный инструктаж по пожарной безопасности;
- Периодические инструктажи по пожарной безопасности (первичный, плановый, внеплановый и целевой);
- Специализированное обучение и пожарные учения;
- Повышение уровня знаний по пожарной безопасности в учебных центрах;
- Обучение и проверка знаний правил пожарной безопасности, например.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лицо, нарушающее правила пожарной безопасности, должно быть привлечено к дисциплинарной, административной или уголовной ответственности в соответствии с действующим законодательством.

Комплекс мероприятий по предупреждению пожаров, борьбе с распространением огня и средствам пожаротушения на гидроэнергетических объектах определен в соответствии с федеральными, государственными и ведомственными нормативными документами по "пожарной безопасности". Охрана труда на предприятии и обучение персонала и руководителей мерам пожарной безопасности.

Поскольку промплощадка Междуреченской ГЭС расположена в районе, где пожарные части находятся на большом расстоянии, предполагается, что в непосредственной близости будут находиться пожарные части, обслуживающие как гидроэлектростанцию, так и соседние населенные пункты.

На каждом из объектов электростанции установлены системы пожарной сигнализации для мониторинга пожарной обстановки на объектах.

8.5.2 Объекты водяного пожаротушения

Комплекс мер по предотвращению пожаров, борьбе с распространением огня и средствам пожаротушения на гидроэнергетических объектах был разработан в соответствии с федеральными, государственными и провинциальными нормативными актами по "пожарной безопасности". Компания также проводит обучение персонала и руководителей по охране труда и пожарной безопасности.

Участок Междуреченской ГЭС расположен в районе, где пожарные станции удалены, поэтому в непосредственной близости от него предусмотрены пожарные посты.

Каждый объект оборудован системой пожарной сигнализации для контроля пожарной обстановки на объекте.

Автоматическая система водяного пожаротушения Междуреченской ГЭС включает в себя:

- гидроэлектростанции;
- кабельные станции;
- станционные заправочные сооружения;
- помещения нижнего бьефа.

Генераторы гидроэлектростанции оснащены электрическими устройствами защиты, которые сигнализируют о начале пожара. В качестве средств пожаротушения используются водяные спринклеры. Круговые трубопроводы с отсечными спринклерами устанавливаются вблизи переднего выхода обмоток статора. Система пожаротушения срабатывает автоматически благодаря своему защитному действию от внутренних повреждений обмоток статора.

Трансформаторы оборудованы маслосборниками без слива масла.

В туннелях, где прокладываются кабели 220 кВ из сшитого полиэтилена, будут установлены датчики пожаротушения. Один датчик будет установлен на каждые 50 м туннеля. Предусмотрены автоматические системы водяного пожаротушения; раз в день ответственный за конструкцию будет проводить осмотр и проверку.

Кабельные коридоры и туннели с кабелями 0,4-10,5 кВ всегда будут разделены противопожарными стенами. Проходы между 1-ой секцией коридора (туннеля) не допускаются. Коридоры между секциями должны быть образованы огнестойкими герметичными дверями. Кабели, проникающие через стены, должны быть герметизированы.

Резервуары, входящие в состав технологического блока электростанции и трансформаторного цеха, маслостанции с оборудованием для очистки и регенерации масла размещаются в пределах объектов водоснабжения. В связи с возрастающей опасностью маслоустановок предусматривается установка современных автоматических систем противопожарной защиты с автоматическими и дистанционно управляемыми вручную воздушными насосами.

Подстанции, построенные рядом с трансформатором, должны иметь запас воды, способный потушить трансформатор в течение 30 минут. Тушение пожара осуществляется круглыми трубами с распылителями, образующими водяную завесу вокруг трансформатора.

Подача воды для системы пожаротушения осуществляется вверх по потоку.

Трубопровод пожаротушения обеспечивает непрерывную подачу воды в систему пожаротушения, он закольцован и разделен секционными задвижками. Трубопровод постоянно заполняется водой, помещается в помещение с температурой не ниже +5°C и оставляется открытым. Запорно-пусковые устройства устанавливаются по одному на каждую установку пожаротушения и по одному на каждую установку без запасных частей.

Автоматизируются следующие процессы:

- Если при ударе включается запорно-пусковое устройство, то запускается работающий пожарный насос;
- Запуск работающего пожарного насоса, если включено одно из отключающих и пусковых устройств; - Пожарные датчики для тушения защищаемых объектов;
- Включение резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или при неработоспособности системы; - Включение резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или при неработоспособности системы;
- Начало работ по тушению пожара в установленное время в соответствии с предупреждениями от электроконтактных манометров в трубопроводе;
- Остановка насосов при прекращении пожара и отключение устройств отключения и запуска через определенное время;
- Дистанционный запуск насосов при пробном пуске;
- Сигнализация персоналу о работе работающих и резервных насосов;
- уведомление персонала о том, что насосы не находятся под напряжением.

8.5.3 Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования

В каждом помещении Междуреченской ГЭС (например, в помещениях РУСН) должны быть инструкции по пожарной безопасности для каждого помещения. В этих инструкциях должны быть отражены правила пожарной безопасности, номера НСС и дежурная пожарная команда. Кроме того, во всех помещениях должно быть необходимое количество первичных средств пожаротушения. За каждым помещением должен быть закреплен ответственный за пожарную безопасность. Курение на территории станции должно быть разрешено только в специально отведенных местах.

Для электростанций подготовлены правила пожарной безопасности, в которых изложены основные организационные и технические требования по обеспечению пожарной безопасности.

Обучение пожарной безопасности инженеров, техников, рабочих и служащих Междуреченской ГЭС состоит из следующих основных положений

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- периодические инструктажи (первичный, плановый, внеплановый, целевой) по темам пожарной безопасности;
- специализированное обучение персонала;
- минимальная подготовка по пожарной безопасности для соответствующих категорий персонала;
- пожарные учения с участием пожарных;
- повышение квалификации в учебных центрах; а также семинары и целевые совещания по вопросам пожарной безопасности;
- обучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Контроль знаний и инструктаж по пожарной безопасности и конкретные требования к работе с рабочими изложены в Положении о регламенте работы с рабочими на электростанциях и предприятиях.

Все лица, назначенные на работу на Междуреченскую ГЭС, временно принятые на работу, студенты и учащиеся, проходящие обучение без отрыва от производства, должны пройти первичный инструктаж по пожарной безопасности.

Для повышения уровня знаний по пожарной безопасности для персонала соответствующих профессий проводятся курсы по пожарной безопасности по специально разработанной программе с учетом производственных процессов, средств и методов пожаротушения. По окончании минимального обучения по пожарной безопасности персонал должен сдать экзамен, содержание которого документируется.

В компании создана пожарно-техническая комиссия для выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технических процессах энергокомпании и привлечения персонала к профилактическим противопожарным мероприятиям.

8.5.4 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. на двери аккумуляторного помещения должны быть установлены таблички "Аккумуляторное помещение", "Не горит", "Не горит", "Не курить" или соответствующие таблички; на двери должен быть вывешен предупреждающий плакат "Осторожно электрическое напряжение" в соответствии с требованиями СТО 34.01.-30.1-001-2016

2. при замене или ремонте систем отопления, осветительной арматуры, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основном и вспомогательном аккумуляторных помещениях необходимо учитывать их установку и требования по монтажу и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. в аккумуляторных помещениях необходимо регулярно проверять состояние приточных и вытяжных решеток, подключенных к зарядному устройству и обеспечивающих номинальный режим работы

4. полы и стеллажи для установки стационарных батарей должны быть изготовлены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий

5. если аккумуляторное помещение подлежит реконструкции, то его можно обогревать с помощью нагревателя, установленного вне помещения с использованием устройства искрозащиты через вентиляционный канал. Трубы парового или водяного отопления в аккумуляторных помещениях должны быть сварными. Фланцевые соединения и клапаны запрещены.

6. кислотные и щелочные батареи должны ремонтироваться и храниться в отдельном помещении.

7. газовые вводы для вентиляции в аккумуляторных помещениях должны находиться как над, так и под помещением. Если потолок выступающий или наклонный, забор воздуха должен быть возможен соответственно из каждого отсека или из самой высокой части потолка.

8. если в аккумуляторное помещение попадает естественный свет, оконное стекло должно быть запотевшим или покрыто белой клеящей краской, устойчивой к агрессивным средам

9. работа с паяльными лампами в аккумуляторном помещении должна проводиться после зарядки аккумуляторов, при соответствующей вентиляции и анализе качества воздуха.

10. в аккумуляторном помещении запрещается курить, хранить кислоту и щелочь в количестве, превышающем необходимое для смены, оставлять спецодежду, посторонние предметы и легковоспламеняющиеся материалы.

9 Технико-экономические показатели

9.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупненно показаны в календарном графике. 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	2026	2027	2028
Установленная мощность, МВт	136	136	136
Число часов использования установленной мощности	8760	8760	8760
Выработка электроэнергии, МВт·ч	1191009	1191009	1191009
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	11910	11910	11910
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	1179099	1179099	1179099
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	118, 50	121,35	124,00
НДС к выручке, млн. руб.	18,08	18,51	18,92

Исходя из данной таблицы, можно сделать вывод о том, что выручка от реализации электроэнергии будет увеличиваться, что обуславливается ростом тарифов на электроэнергию.

9.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Периодические затраты формируются в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО "РусГидро" № 9 от 16.01.2017 (Единые сценарные условия ПАО "РусГидро" на 2017-2042 годы) с учетом реализуемой электроэнергии.

Единые сценарные условия обеспечивают единый подход с исходной информацией при формировании прогнозных документов на средне- и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО "РусГидро", ДЗО ПАО "РусГидро" и ДЗО ДЗО ПАО "РусГидро".

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее важных показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках средне- и долгосрочной прогнозной документации, включая расчет параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукта, называются текущими затратами и представляют собой средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ и услуг.

Производственные затраты характеризуют величину затрат на единицу продукции и напрямую зависят от текущих затрат предприятия. Очевидно, что

все факторы, влияющие на формирование затрат, оказывают непосредственное влияние на себестоимость продукции.

К текущим затратам гидроэнергетических объектов относятся:

- амортизация;
- взносы на страхование имущества и от несчастных случаев;
- эксплуатационные расходы;
- Затраты на ремонт производственных фондов;
- стоимость услуг, предоставляемых регулирующими органами;
- водный налог.

Амортизация определяется в соответствии с нормой амортизации, рассчитанной для каждого вида активов.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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	255,2	34,69
Прочие расходы	274,0	37,25
Итого	529,2	71,95

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
Свыше 25 лет	0,20

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	Величина, млн.руб.
ОАО "СО – ЕЭС", тыс.руб./МВт	135,38	18,40
НП АТС (администратор торговой системы), руб./МВт	1,097	1,29
ЦФР (центр финансовых расчетов), руб./МВт	0,318	0,37
Итого	-	20,07

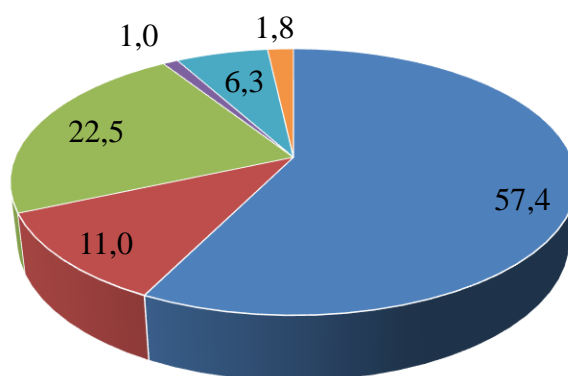
Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Уса, составляет на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Год	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн. руб.	160,45	183,26	183,26	194,93
Расходы на страхование, млн. руб.	35,84	36,91	35,27	33,64
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	71,95	71,95	71,95	71,95
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	2,24	2,31	3,31	3,15
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	20,07	20,07	20,07	20,07
Налог на воду, млн. руб.	5,48	5,64	5,64	5,64
Итого, млн. руб.	296,03	320,14	319,50	329,38

Значительные затраты по гидроузлу в первый год исследуемого периода обуславливаются большими расходами на эксплуатационные нужды. В последующие четыре года расходы увеличиваются за счет страхования и ремонта производственных фондов, поскольку стоимость имущества растет (происходит процесс закупки и монтажа нового оборудования). Текущие затраты за рассматриваемый период представлены на рисунке 9.1.



- Амортизационные отчисления, млн.руб.
- Расходы на страхование, млн.руб.
- Эксплуатационные затраты, млн.руб.
- Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.
- Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.
- Налог на воду, млн.руб.

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	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	17,79	176,44	181,98	188,92	192,98
НДС, млн.руб.	76,73	236,54	247,40	253,10	256,41
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,94	15,87	15,87	15,87	15,87
Налог на имущество, млн.руб.	52,16	77,82	88,12	81,92	78,19

Налоги, отчисляемые государству прямопропорционально связаны с доходами проекта, поэтому с увеличением доходов, увеличиваются отчисляемые налоги.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

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.	594,76	1 221,74	1 252,0	1 280,3	1 308,5
Текущие расходы, млн.руб.	194,38	296,03	320,14	319,50	329,38
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	400,38	925,71	931,87	960,85	979,17
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	400,38	925,71	931,87	960,85	979,17
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	80,08	185,14	186,37	192,17	195,83
Ставка налога на прибыль Т, %	320,30	740,57	745,50	768,68	783,33

После ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата наблюдается рост чистой прибыли и проект начинает окупаться, а дальнейший ввод, генерирующий мощностей лишь, улучшает ситуацию.

9.3 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.2 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

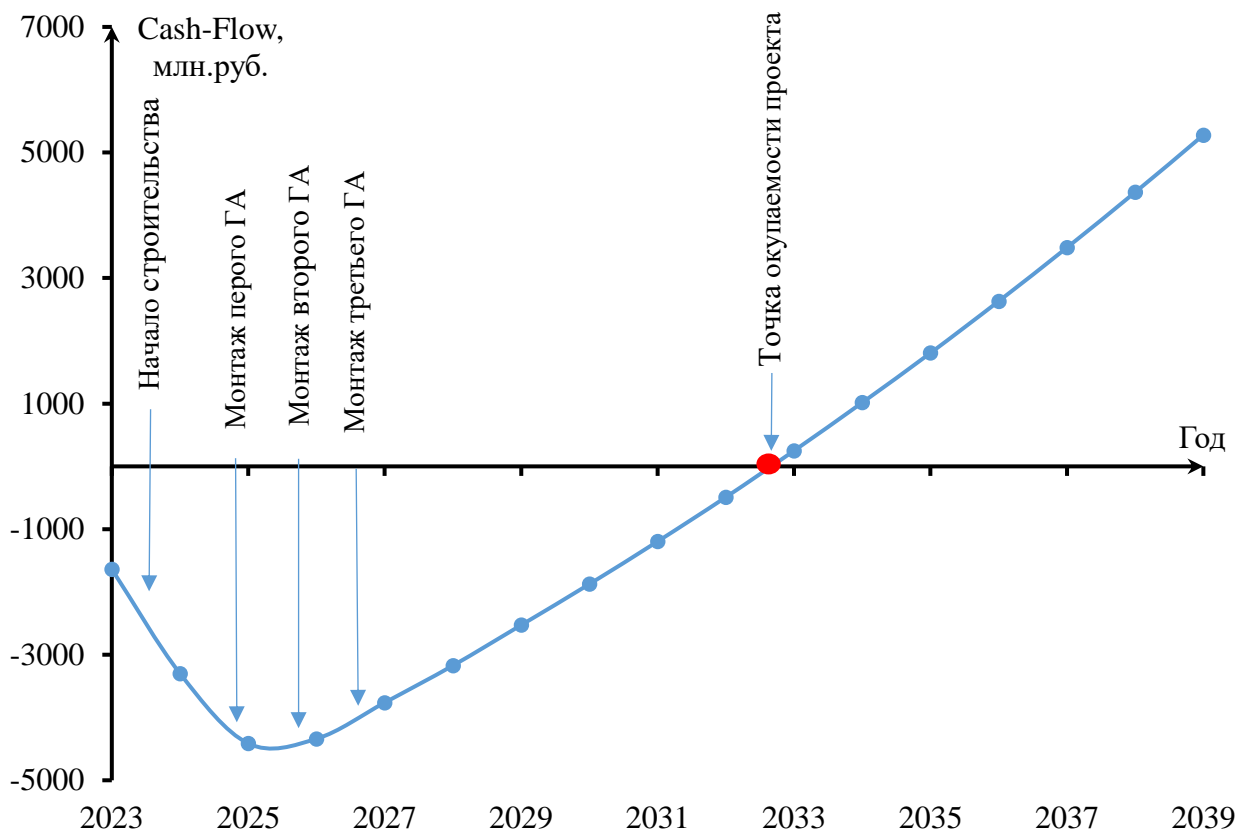


Рисунок 9.2 – График Cash-Flow

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

Из графика видно, что по данному проекту с начала реализации отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением оборудования вплоть до 2024 года (ввод в работу ГА 1). С начала производства электроэнергии денежный поток переходит в положительное направление. Начиная с 2026 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к 2033 году становится положительным. После доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль. Из графика видно, что период окупаемости приблизительно 11 лет.

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 Междуреченской ГЭС составляет 30 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 Междуреченской ГЭС мощностью 136 МВт. Под расходами понимаются кредитные средства, а также собственные средства, реализующего инвестиционный проект строительства Междуреченской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Междуреченской ГЭС на реке Уса»

Показатели	Значения
Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости – РВ, мес	270,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	223,22
Индекс прибыльности – PI	1,06
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,21
Себестоимость эл. энергии руб./кВт·ч	0,25
Удельные капиталовложения, руб./кВт	92559,56

Исходя из того, что чистый приведенный доход NPV больше нуля, индекс прибыльности PI больше единицы, то 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	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.Рублей	97,03	418,46	435,02	447,66	455,02
В региональный бюджет, млн.Рублей	52,16	77,82	88,12	81,92	78,19
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	160,14	512,15	539,01	545,45	549,08

При реализации данного проекта будет обеспечено поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты, а также эти поступления значительно вырастут с момента начала производства электроэнергии.

9.5 Анализ чувствительности

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

Риск проекта – это степень опасности для успешного осуществления проекта, которая измеряется частотой, вероятностью возникновения того или иного уровня потерь.

В данном разделе проведен анализ чувствительности NPV (анализируемого показателя) к следующим рискам:

а) Изменение ставки дисконтирования представлено на рисунке 4.1;

Данный риск характеризуется как коммерческий простой риск, т.е. это риск экономических потерь.

б) Изменение цены сбыта представлено на рисунке 4.2;

Данный риск можно охарактеризовать как внешний, так и внутренний, так же его можно назвать риском, влекущим упущенную выгоду.

в) Изменение зарплаты персонала представлено на рисунке 4.3;

Данный риск относится к сфере профессиональных рисков, т.е. данный риск связан с выполнением профессиональных обязанностей.

Данные показатели были выбраны как наиболее значимые для данного проекта, поскольку их изменение значительно влияет на экономическую рентабельность проекта.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

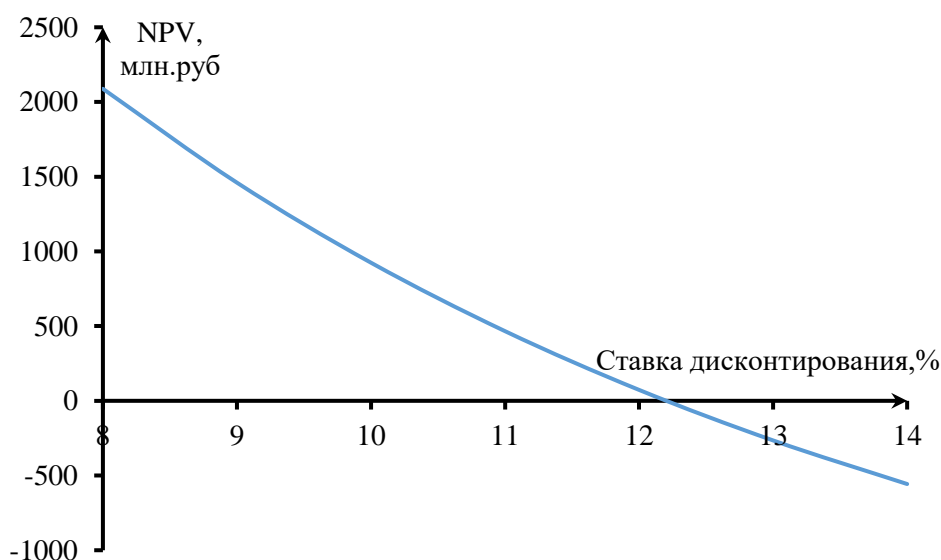


Рисунок 4.1 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: при увеличении ставки дисконтирования снижается чистый приведенный доход, следовательно, падает общая экономическая эффективность проекта.

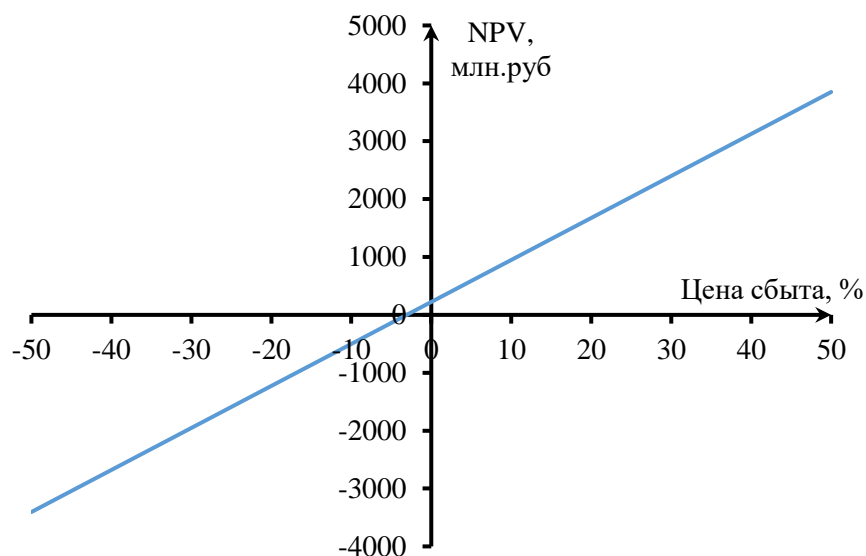


Рисунок 4.2 – Изменение NPV от в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: чистый приведенный доход прямопропорционально зависит от цены сбыта, следовательно, при увеличении цены сбыта будет увеличиваться NPV.

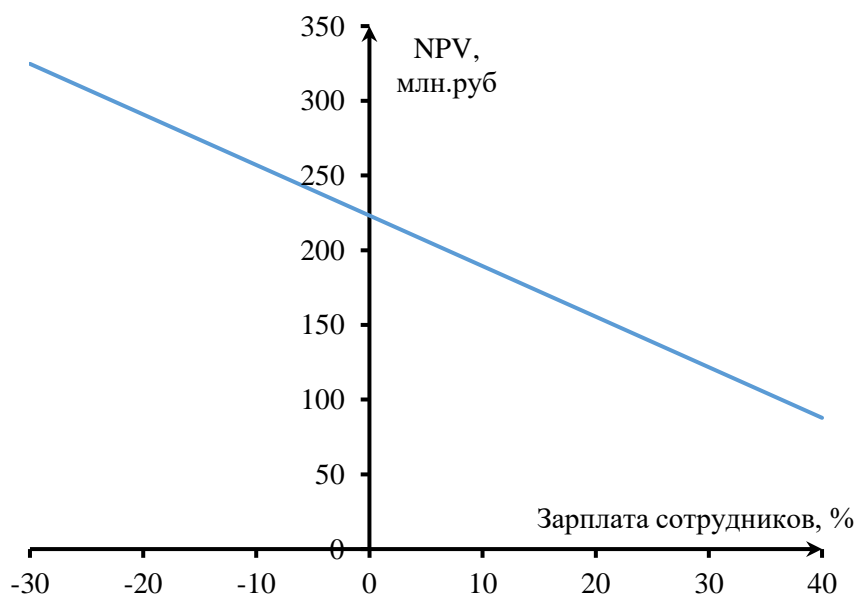


Рисунок 4.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения зарплаты сотрудников

Вывод: при уменьшении зарплат сотрудникам, чистый приведенный доход будет увеличиваться, т.к. зарплаты сотрудников являются издержками для предприятия.

Анализ чувствительности показал, что критическим фактором для данного проекта является изменение цены сбыта, т.к. изменение данного параметра, в больше степени повлияло на изменение NPV.

10 Алгоритмы цифровой обработки данных в микропроцессорных устройствах релейной защиты и автоматики

10.1 Цифровая обработка данных

Под цифровой обработкой сигналов понимается обработка сигналов цифровыми методами и цифровыми средствами.

Микропроцессорная система может рассматриваться как частный случай электронной системы, предназначенной для обработки входных сигналов и выдачи выходных сигналов. В качестве входных и выходных сигналов при этом могут использоваться аналоговые сигналы, одиночные цифровые сигналы, цифровые коды и т.д. Внутри системы может производиться хранение, накопление сигналов. Входные аналоговые сигналы преобразуются в последовательности кодов выборок с помощью АЦП, а выходные аналоговые сигналы формируются из последовательности кодов выборок с помощью ЦАП. Обработка и хранение информации производится в цифровом виде.

Характерная особенность традиционной цифровой системы состоит в том, что алгоритмы обработки и хранения информации в ней жестко связаны со схемотехникой системы.

Электромагнитные трансформаторы имеют свойство насыщения в аварийных режимах, и как правило, для уменьшения насыщения сердечника в режимах, вызывающих смещение рабочей точки на кривые намагничивания ТТ в зону насыщения, предлагаются различные методы, основанные на конструктивных изменениях ТТ и использовании цифровой обработки сигналов (ЦОС).

Классические методы были разработаны и предложены до появления и активного применения в электроэнергетике микропроцессорных устройств (МПУ). К современным методам можно отнести восстановление тока с помощью характеристики намагничивания, путем прогнозирования вторичного тока ТТ с помощью нейронной сети, а также использование цифрового измерительного органа тока для функционирования в условиях насыщения трансформатора тока.

10.2 Источники аналогового сигнала для МПУ

10.2.1 Цифровые трансформаторы

Схема устройства цифрового трансформатора представлена на рисунке 10.1. ЦТТ состоит из: токоведущей шины, катушки Роговского, изоляционной колонны, оптоволоконна и электронных оптических блоков.

Информационный поток об измеренных токах при помощи катушки Роговского и напряжении от первого электронного блока со стороны высшего напряжения через оптический кабель для передачи данных поступает на второй электронный блок со стороны низшего напряжения. На вторые электронные блоки через соответствующие аппаратные порты также поступают сигналы от

цифровых трансформаторов тока и напряжения соседних фаз, и сигнал синхронизации в зависимости от типа используемого источника синхронизации.

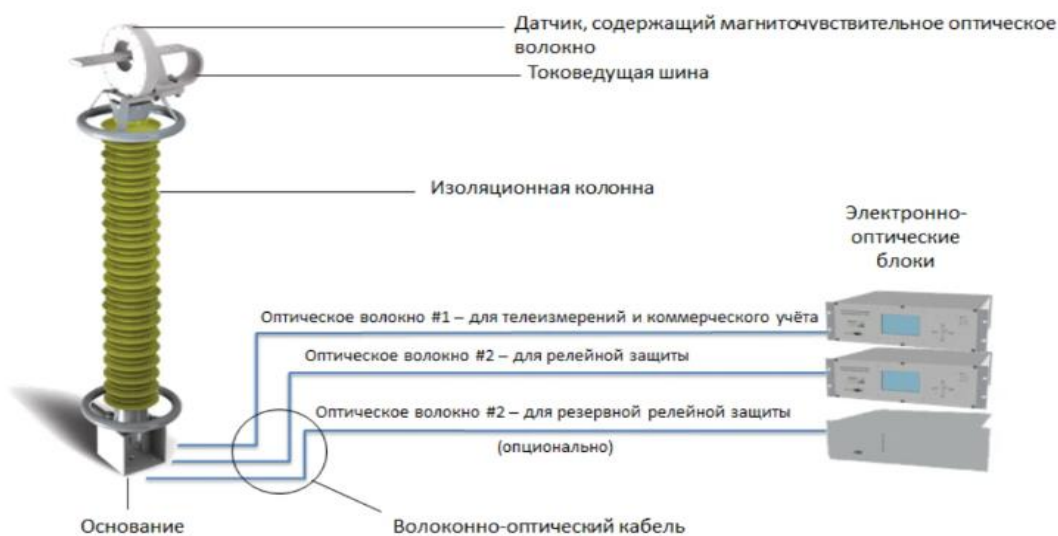


Рисунок 10.1 – Схема устройства ЦТТ

10.2.2 Электромагнитные трансформаторы

Электромагнитные трансформаторы тока работают на законе электромагнитной индукции. Первичная обмотка электромагнитного трансформатора тока включается в цепь последовательно, а вторичная обмотка замыкается на некоторую нагрузку (измерительные приборы и реле), обеспечивая прохождение по ней тока, пропорционального току в первичной обмотке. Ко вторичной обмотке ТТ для измерений подключаются амперметры, токовые обмотки ваттметров, счетчиков, и аналоговичных приборов.

Схема устройства электромагнитного трансформатора тока представлена на рисунке 10.2. Конструктивно данный трансформатор тока состоит из первичной обмотки N_1 , вторичной обмотки N_2 и металлического сердечника. Первичная обмотка создает поток намагничивания Φ_1 , а вторичная катушка, в свою очередь, создает поток размагничивания. Результирующий магнитный поток Φ_0 в реальных ТТ никогда не будет равен 0 из-за наличия потерь на перемагничивание магнитопровода.

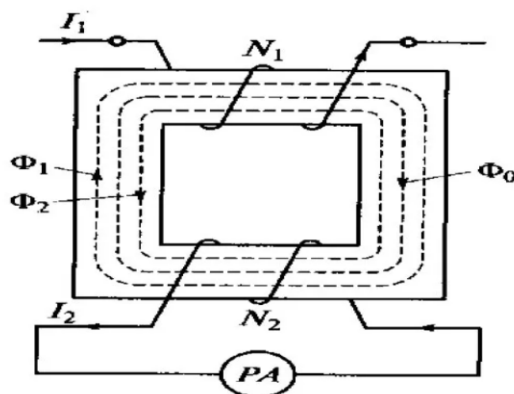


Рисунок 10.2 – Схема устройства электромагнитного ТТ

Главной проблемой традиционных трансформаторов тока является его насыщение при протекании токов большой кратности в аварийных и переходных режимах. В переходном процессе каждая составляющая тока короткого замыкания, а именно периодическая и аperiodическая, протекая по первичной обмотке трансформатора тока, делится на две части: одна трансформируется во вторичную обмотку, а вторая идет на намагничивание сердечника. В связи с тем, что скорость изменения аperiodической составляющей гораздо меньше скорости изменения переменной составляющей, а периодическая составляющая плохо трансформируется во вторичную цепь и большая ее часть идет на насыщение сердечника. Это, в свою очередь, ухудшает трансформацию периодической составляющей во вторичную цепь и также повышает долю этого тока в токе намагничивания. Возникает так называемое, «подмагничивающее действие». В результате этого трансформатор начинает работать в режиме насыщения, и это вносит искажения в величину вторичного тока и появляются так называемые «пики». Форма вторичного тока при нормальных условиях и при работе в режиме насыщения представлена на рисунке 10.3.



Рисунок 10.3 – Форма вторичного тока ТТ

10.3 Структура цифровой обработки данных

Общая структура системы ЦОС представляет собой последовательность действий, где на входе у нас имеется аналоговый сигнал, а на выходе уже цифровой сигнал, который можно преобразовывать с помощью различных алгоритмов. Структура системы ЦОС представлена на рисунке 10.4

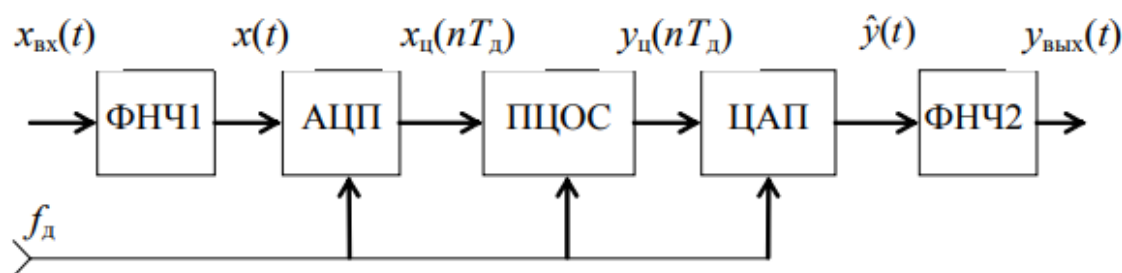


Рисунок 10.4 – Структура системы ЦОС

Имеется аналоговый сигнал, с ТТ или с ТН, вначале он проходит через фильтр нижних частот, где происходит ограничение полосы частот входного сигнала максимальной частоты, включая шумы и помехи, далее сигнал попадает в аналого-цифровой преобразователь, где происходит дискретизация по времени, квантование по уровню, цифровое кодирование, и уже цифровой сигнал поступает на процессор цифровой обработки где происходят различные математические операции с цифровым сигналом, далее происходит обратное преобразование в аналоговый сигнал и прохождение через фильтр нижних частот.

Микропроцессорная техника позволяет обрабатывать измеряемые сигналы за достаточно короткое время с использованием передовых цифровых технологий.

Цифровые микропроцессорные системы – это интеллектуальные технические устройства. Они обладают важными характеристиками, которых нет у аналоговых устройств:

- Многофункциональность и компактность;
- Настройки можно изменять и управлять ими дистанционно с пульта оператора;
- Адаптация к режиму электроэнергетической системы (ЭЭС) - реле автоматически корректирует свои настройки при изменении схемы ЭЭС или режима работы;
- Непрерывная самодиагностика и высокая надежность аппаратуры;
- Запись и хранение параметров аварийного режима
- Дистанционная передача информации оператору о состоянии и срабатывании устройства релейной защиты;
- Сокращение специализированного обслуживания; регулярная проверка уставок и работоспособности устройств релейной защиты.

Применение методов и технических средств обработки информации цифровой вычислительной техники к РЗА значительно повысило надежность и эффективность функционирования технических средств автоматического управления энергоустановками, так как они выполняют все функции традиционных устройств релейной защиты и образуют единый комплекс с широким спектром информационных характеристик и сервисных возможностей.

Основной проблемой цифровой обработки сигналов трансформаторов тока в сочетании с современной микропроцессорной техникой является процесс преобразования аналоговых сигналов от измерительных приборов в цифровые сигналы для последующей обработки микропроцессорными устройствами и системами. Для этой цели были разработаны аналого-цифровые преобразователи (АЦП).

По принципу работы АЦП можно разделить следующим образом:

- 1) Параллельные АЦП с высокой скоростью преобразования обычно используются в высокоскоростных осциллографах и некоторых высокочастотных измерительных приборах. Параллельные АЦП обычно имеют

разрешение до 8 бит, но существуют и 10-битные типы. С другой стороны, из-за большого количества необходимых компараторов параллельные АЦП потребляют много энергии и непрактичны для приложений с батарейным питанием.

2) АЦП с последовательным приближением обычно используются, когда требуется 12-, 14- или 16-разрядное разрешение, когда не требуется высокая скорость преобразования и когда низкая стоимость и низкое энергопотребление являются решающими факторами. Однако производительность АЦП с последовательным приближением характеризуется переходными операциями внутреннего ЦАП. Поэтому время преобразования 16-разрядного АЦП последовательного приближения более чем в два раза превышает время преобразования 8-разрядного АЦП того же типа.

3) Обычными приложениями для сигма-дельта АЦП являются различные устройства сбора и измерения данных (например, давления, температуры, веса), которые не требуют высокой частоты дискретизации или разрешения выше 16 бит. Очень важным преимуществом сигма-дельта АЦП является то, что все их внутренние узлы могут быть выполнены интегрированными на одном кремниевом чипе. Это значительно снижает стоимость конечного устройства и повышает стабильность работы АЦП.

4) Интеграция – Такие АЦП часто используются в цифровых мультиметрах. Это связано с тем, что в этих устройствах необходимо сочетание высокого разрешения и высокого уровня подавления шумов. Они имеют высокую точность, высокое разрешение и относительно простую структуру. Основным недостатком этих АЦП является длительное время преобразования, так как время интегрирования зависит от длительности периода сетевого питания.

10.4 Алгоритмы цифровой обработки сигналов

Алгоритмы цифровой обработки сигналов предназначены для корректной работы устройств РЗиА в переходных и аварийных режимах, а также для расчета параметров сети в режиме реального времени.

Были рассмотрены следующие алгоритмы обработки данных: Дискретное преобразование Фурье, Использование отрезка правильной трансформации, применение измерительного органа тока, использование искусственной нейронной сети.

10.4.1 Дискретное преобразование Фурье

Дискретное преобразование Фурье (ДПФ) является базовым алгоритмом цифровой обработки сигналов в частотной области. Благодаря наличию эффективных алгоритмов его вычисления – алгоритмов быстрого преобразования Фурье (БПФ) – ДПФ широко используется для целей цифровой фильтрации и спектрально-корреляционного анализа сигналов.

Дискретное преобразование Фурье, иллюстрируемое на рисунке 10.3, соответствует выборкам непрерывного преобразования Фурье дискретной последовательности конечной длины, вычисленным на дискретных равностоящих частотах.

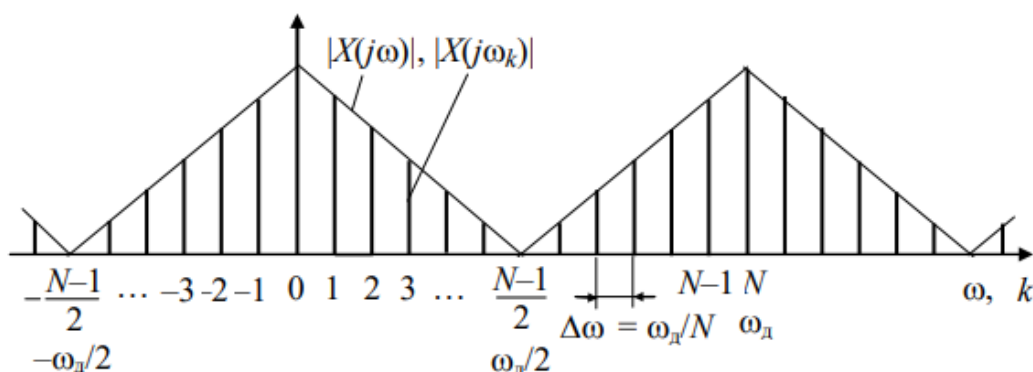


Рисунок 10.3 – Дискретизация сигнала в частотной области

Выбор шага дискретизации по частоте при вычислении ДПФ определяется возможностью восстановления сигнала $x(n)$ и его непрерывного спектра $X(j\omega)$ по частотным выборкам ДПФ.

Соотношение $N \geq N1$ определяет условие выбора шага дискретизации по частоте $\Delta\omega \leq \omega_d/N1$, которое отвечает также теореме Котельникова в частотной области: спектр сигнала конечной длительности может быть точно восстановлен по его частотным выборкам, взятым с вышеуказанным шагом по частоте $\Delta\omega$.

Вычисление ДПФ по числу точек N , превышающему длину последовательности $N1$ (дополняемую в этом случае $(N - N1)$ нулевыми отсчетами), эквивалентно интерполяции по частоте спектра, дискретизированного с максимально возможным шагом $\Delta\omega = \omega_d/N1$. Дополнение $x(n)$ нулевыми отсчетами используется для повышения частотного разрешения ДПФ.

Таким образом, N -точечное ДПФ соответствует спектру периодизированной с периодом N исходной последовательности $x(n)N1$ конечной длины $N1 \leq N$. ДПФ совпадает также с дискретным рядом Фурье периодической последовательности $x_p(n)$ с периодом N , имеющей линейчатый спектр.

ДПФ обладает всеми свойствами непрерывного (по частоте ω) преобразования Фурье дискретных последовательностей, в том числе его периодичностью и симметрией. Оно также является частным случаем более общего Z -преобразования дискретных сигналов.

10.4.2 Использование отрезка правильной трансформации

Использование Отрезка правильной трансформации позволяет практически без погрешностей восстанавливать вторичную кривую тока трансформатора тока, т.е. происходит измерение мгновенного значения тока на отрезках правильной трансформации, вычисление его действующего и

амплитудного значения, предполагая что закон изменения вторичного тока в зависимости от первичного известен. На рисунке 10.4 представлен Вторичный ток трансформатора тока в условиях насыщения.

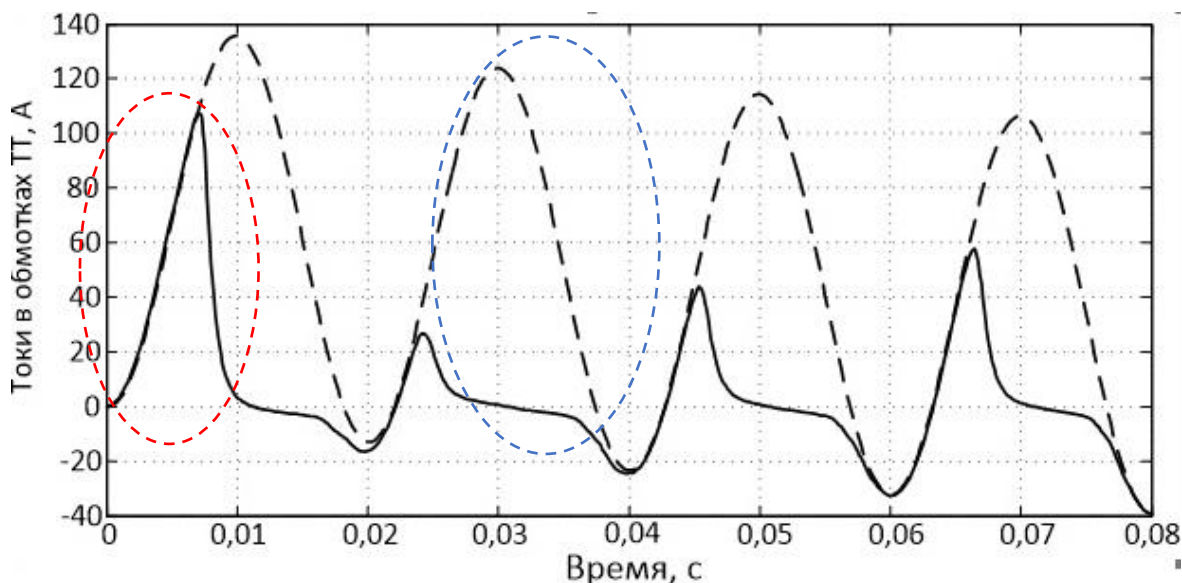


Рисунок 10.4 – Теоретический и реальный вторичные токи в условиях насыщения ТТ

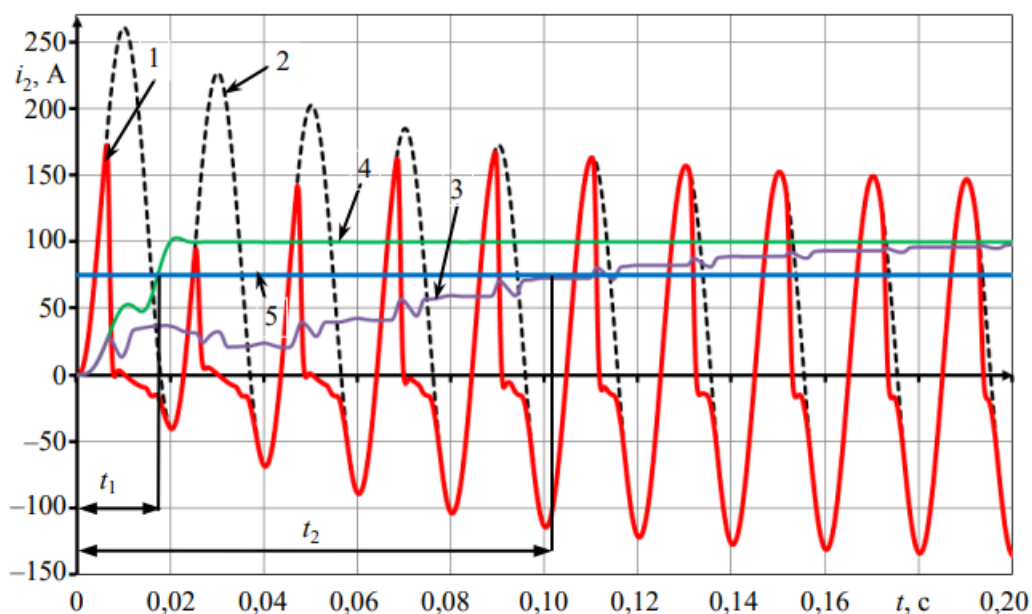
В переходном или аварийном режиме происходит резкий рост первичного тока, в следствии и вторичного. В зоне, помеченной красным цветом, наблюдается так называемый отрезок правильной трансформации, где реальный вторичный ток ТТ, совпадает с теоретическим вторичным током, далее происходит насыщение и появляются так называемые пики. Если нам будет известен закон изменения вторичного тока, то микропроцессор уже сам будет «достраивать» вторичный ток, исходя из вышесказанного можно сделать вывод о том, что действующего значения вторичного тока будет достаточно, чтобы защита сработала.

10.4.3 Использование искусственной нейронной сети

Нейронные сети – это математические модели в программной форме, разработанные для обучения компьютеров обрабатывать данные так же, как и человеческий мозг.

Потенциальное применение ИНС в релейной защите заключается в восстановлении формы волны вторичного тока ТТ, которая ухудшилась из-за насыщения магнитного сердечника, до истинной формы волны; предполагая, что вторичный ток ТТ является функцией первичного тока, целью обучения ИНС является аппроксимация нелинейной зависимости между вторичным током и соответствующим уменьшенным первичным током и используется для нахождения обратной функции, которая восстанавливает форму волны вторичного тока ТТ.

Некоторые современные УЗО используют специальный алгоритм для обеспечения правильной работы функции защиты при определенных уровнях насыщения ТТ. Этот алгоритм основан на обычной цифровой обработке сигнала и восстанавливает искаженную часть сигнала вторичного тока, используя специальные информационные параметры, рассчитанные в основном на участке сигнала вторичного тока до насыщения, т.е. на участке полного преобразования. Такие алгоритмы сложны, требуют большого количества входной информации, имеют много ограничений и не всегда эффективны. Искусственные нейронные сети (ИНС) лишены этих недостатков и позволяют РН нормально функционировать даже в условиях насыщения ТТ. Использование ИНС позволяет максимально приблизить кривую 3 к кривой 4, тем самым обеспечив приблизительное равенство времен $t_2=t_1$. Формы вторичного тока при насыщении ТТ представлены на рисунке 10.4.



1,2 – реальный и идеальный вторичные токи; 3,4 – действующее значение реального и идеального вторичных токов; 5 – уставка срабатывания токовой релейной защиты.

Рисунок 10.4 – форма вторичного тока ТТ при его насыщении

Сложностью реализации данного метода является процесс обучения нейронной сети. Набор обучающих данных должен содержать пары дискретизированных по времени сигналов вторичного тока ТТ (входные значения) и соответствующих им сигналов приведенного первичного тока ТТ (выходные или желаемые значения). Так же стоит учитывать, что погрешность прогнозируемого тока может достигать 20%.

10.4.4 Применение измерительного органа тока

В данном методе рассматривается цифровой измерительный орган тока (ЦИОТ), разработанный одним из ведущих центров в области проектирования устройств защиты Schweitzer Engineering Laboratories, в котором

контролируемый сигнал (вторичный ток ТТ) проходит по двум каналам измерительного органа – основному и дополнительному, управляемым виртуальным переключателем. Основной канал функционирует в доаварийном режиме или при незначительной степени насыщения ТТ и состоит из цифрового косинусного фильтра (КФ). Дополнительный канал функционирует при глубокой степени насыщения ТТ и содержит быстродействующий биполярный пиковый детектор.

Цифровой КФ представляет собой модификацию дискретного преобразования Фурье (ДПФ), в котором вычисляется только косинусная ортогональная составляющая, а синусная ортогональная составляющая формируется путем сдвига косинусной на 90^0 .

Биполярный пиковый детектор позволяет определять ориентировочное (оценочное) значение амплитуды контролируемого сигнала как полусумму абсолютных значений максимума положительной и минимума отрицательной полуволн контролируемого сигнала.

Степень насыщения трансформатора тока определяется по индексу искажения DI в соответствии с выражением:

$$DI = 1 + \sqrt{\frac{2 \cdot I^2 - I_{m1}^2}{I_{m1}^2}} = 1 + THD; \quad (10.1)$$

где I – действующее значение контролируемого сигнала;

I_{m1} – значение амплитуды основной гармоники контролируемого сигнала;

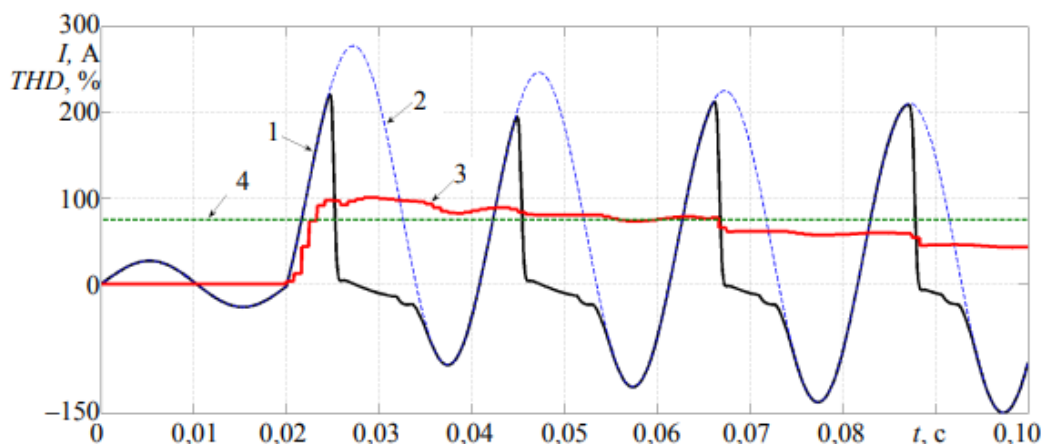
THD – коэффициент нелинейных искажений контролируемого сигнала.

Проведенными SEL исследованиями установлено, что пороговое значение индекса искажения, при котором происходит переключение каналов: $DI_{max} = 1,75$. Величина $DI < 1,75$ свидетельствует о незначительной степени насыщения ТТ, и в этом случае значение амплитуды полезного сигнала (основной гармоники I_{m1}) определяется цифровым фильтром (ЦФ) на основе КФ. Значение $DI > 1,75$ свидетельствует о глубокой степени насыщения ТТ, и в этом случае значение амплитуды контролируемого сигнала (вторичного тока ТТ) определяется быстродействующим биполярным пиковым детектором.

Для отстройки от возможных кратковременных превышений индексом искажения DI максимального значения используется таймер, который управляет переключателем.

Результаты, полученные с использованием представленной модели, приведены на рисунке 10.5. В промежутке времени $t = 0-0,02$ с длится доаварийный режим, при котором вторичный ток ТТ (контролируемый сигнал) синусоидален и значение коэффициента нелинейных искажений THD равно нулю. В момент времени $t = 0,02$ с происходит КЗ – аварийный режим, форма вторичного тока ТТ искажается (кривая 1) по сравнению с формой идеально трансформируемого тока (кривая 2). При этом изменяется во времени значение коэффициента THD (кривая 3) ТТ, которое в первый момент времени после КЗ достигает своего максимума, а затем по мере затухания апериодической

составляющей уменьшается до нуля. Время превышения текущим значением THD (кривая 3) порогового значения $THD_{max} = 75\%$ (прямая 4), которые для наглядности изображения выражены в процентах, составляет примерно 1,5 периода промышленной частоты ($t = 0,023-0,055$ с).



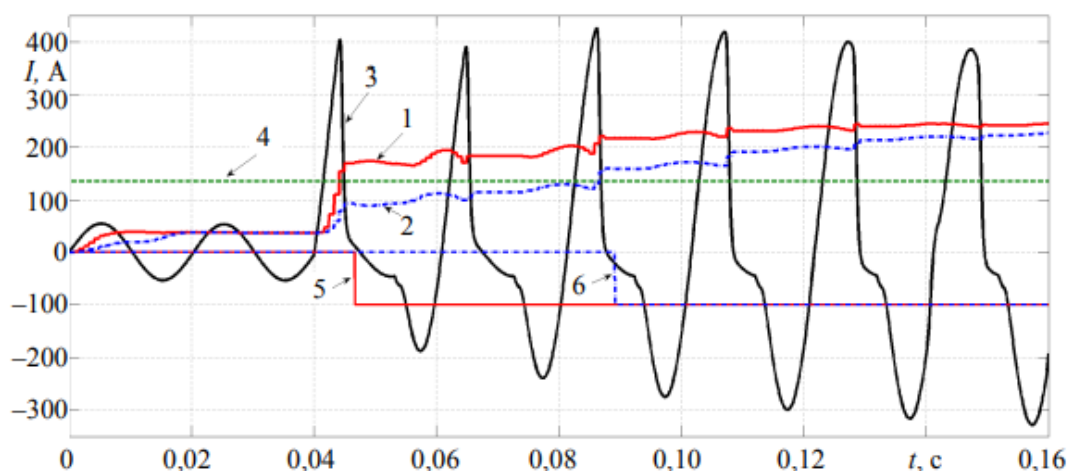
1 – изменение во времени вторичного тока трансформатора тока; 2 – то же приведенного к вторичной стороне первичного тока; 3 – то же значения коэффициента THD; 4 – пороговое значение $THD_{max} = 75\%$

Рис – 10.5 Результаты функционирования, предложенного цифрового измерительного органа тока

Результаты функционирования, предложенного ЦИОТ (кривая 1) в сравнении со стандартным ЦИОТ, реализованным только на основе ДПФ (кривая 2), приведены на рисунке 10.6. В промежутке времени $t = 0-0,04$ с длится доаварийный режим, при котором обоими ЦИОТ достоверно определяется действующее значение синусоидального контролируемого сигнала. В момент времени $t = 0,04$ с происходит КЗ – аварийный режим, а при $t = 0,044$ с ТТ входит в глубокую степень насыщения, форма его вторичного тока (кривая 3) значительно искажается. В предложенном ЦИОТ с момента времени $t = 0,04$ наблюдается резкое увеличение величины THD, а, следовательно, и определяемого действующего значения эквивалентного сигнала I_{eq} . В момент времени $t = 0,044$ с величина I_{eq} начинает превышать уставку срабатывания (кривая 4) в отличие от действующего значения полезного сигнала, определяемого стандартным ЦИОТ, так как из-за искаженной формы сигнала вторичного тока ТТ (контролируемого сигнала) оно оказывается существенно заниженным по сравнению с его истинной величиной. Поэтому действующее значение полезного сигнала, определяемое стандартным ЦИОТ, начинает превышать уставку срабатывания по мере уменьшения степени насыщения ТТ, что происходит только в момент времени $t = 0,087$ с.

После превышения определяемыми значениями уставки срабатывания проверяется выполнение этого условия в течение времени, равного трем последовательным выборкам. В момент времени $t = 0,046$ с происходит срабатывание предложенного ЦИОТ (ступенчатое изменение кривой 5), а стандартный ЦИОТ срабатывает при $t = 0,089$ с (ступенчатое изменение кривой

б). Таким образом, быстродействие разработанного ЦИОТ в рассмотренном случае как минимум на два периода промышленной частоты выше, чем у стандартного ЦИОТ.



1 – выходной сигнал разработанного ЦИОТ; 2 – то же стандартного измерительного органа (ИО) тока; 3 – изменение во времени вторичного тока трансформатора тока; 4 – уставка срабатывания; 5 – срабатывание предложенного ИО тока; 6 – то же стандартного ИО тока

Рис 10.6. – Результат функционирования, предложенного цифрового измерительного органа тока (ЦИОТ) в сравнении со стандартным ЦИОТ

Современные математические методы, используемые в цифровой обработке сигналов, в сочетании с современной микропроцессорной техникой могут повысить точность измерений и оказать положительное влияние как на системы защиты, так и на коммерческие счетчики, однако они также имеют ряд недостатков. Например, из-за динамики режимов энергосистемы основным недостатком ИНС является необходимость обучения и адаптации к различным режимам, что приводит к значительному увеличению требований к вычислительной системе.

Применяя цифровую обработку сигналов к трансформаторам тока, можно по-другому анализировать значения, получаемые от источника сигнала (первичной цепи), и частично решить проблему искажения кривой вторичного тока.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и объекты Междуреченского гидроузла на реке Уса, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, которая равна 136 МВт, и среднемноголетняя выработка 653 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 – 48,61 м;
- расчетный – 35,82 м;
- минимальный – 30,71 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ50-В и ПЛД50-В60. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ50-В-475. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-685/80-40 с номинальной активной мощностью 45 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений (3 одиночных блока, 4 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 80000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗН-1600/10, для ВЛ – сталеалюминевые провода марки АС-150/19.

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 – 49,19 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 297,68 м;
- число водопропускных отверстий – 34;
- ширина пролетов – 6 м;
- отметка гребня плотины – 356,6 м.

Также произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,475 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Междуреченского 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 – 132 месяца;
- чистый приведенный доход – 223,2 млн.руб.;
- себестоимость электроэнергии – 0,25 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 92559,6 руб/кВт.

Таким образом, строительство Междуреченского 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. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2005. – 114 с.
3. Затева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, 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. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
6. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 336 с.
7. Новоженин В.Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / В.Д. Новоженин, Е.В. Невский. – Санкт-Петербург: Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. / М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушникова, И.В. Слива, В.В. Берлина. – Санкт-Петербург: Издательство Политехнического Университета, 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. Кох П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нещеретный, В.А. Чекулаев. — Москва: «Машиностроение», 1972. — 168 с.
11. Брызгалов В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. — Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. — 541 с.
12. 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.

13. 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.
14. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.
15. Чернобровов Н.В. Релейная защита электрических систем: Учебное пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
16. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2020. – 64 с.
17. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
18. Лыбина Т.А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
19. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82: дата введения 2013-01-01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
20. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003: дата введения 2013-01-01. – Москва: ФГУП ЦПП, 2012. – 110 с.
21. Киселев П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам / П.Г. Киселев. – Москва: Энергия, 1974. – 312 с.
22. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84: дата введения 2011-05-20. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
23. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов. – Москва: АСВ, 2011. – 584 с.
24. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85: дата введения 2013-01-01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
25. Лапасова В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
26. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.» – Москва, 2017. – 22 с.

27. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации N 117-ФЗ (ред. от 18.03.2020) по состоянию на 5 августа 2000 г. – Москва: Кодекс, 2020. – 1228 с.

28. Лебедев В.Д. «Измерительные преобразователи тока для цифровых устройств релейной защиты и автоматики» – Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем / В.Д. Лебедев, Г.А. Филатова, А.Е. Нестерихин. – Екатеринбург: Научные труды IV Международной научно–технической конференции, 2013. – 7 с.

29. Каталог «Цифровые измерительные трансформаторы» // ООО НПО «ЦИТ» : [сайт]. – URL: <https://digitrans.ru> (дата обращения 02.10.2022).

30. Мир цифровой обработки. Цифровая обработка сигналов / А. Опенгейм, Р. Шафер, С.А. Кулешова, А.С. Ненашева – Москва: Техносфера, 2006. – 858 с.

31. Коберниченко В.Г. Основы цифровой обработки сигналов: учеб. пособие / В.Г. Коберниченко. – Екатеринбург: Министерство науки и высшего образования Российской Федерации; Издательство Уральского Университета, 2018. – 150 с.

32. Трансформаторы тока: учеб. пособие / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель И.М. Сирота, Б.С. Стогний. – Санкт–Петербург: Энергоатомиздат, 1989. – 416 с.

33. Направления исследований для повышения достоверности информации цифровой подстанции. Электротехнические системы и комплексы / А.В. Паздерин, П.В. Мурзин, И.Н. Одинаев, Ф.З. Бобокалонов. – Москва: Издание 45, 2019. – 8 с.

34. Цифровая обработка сигналов: учеб. Пособие / Глинченко А.С. - Красноярск: СФУ, 2006. – 242 с.

35. Цифровая релейная защита / Шнеерсон Э.М. – Москва: Энергоиздат, 2007. – 549 с.

36. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электрических машин: учеб. пособие / И.Л. Кузьмин, И.Ю. Иванов, Ю.В. Писковацкий, Д.Ф. Губаев – Казань: КГЭУ, 2021. – 125 с.

37. Цифровой измерительный орган тока для функционирования в условиях глубокого насыщения трансформатора тока / Ю. В. Румянцев, Ф. А. Романюк, В. Ю. Румянцев, И. В. Новаш // Известия высших учебных заведений и энергетический объединений СНГ. – 2018. – №6. – С. 483–493.

38. Разработка в MATLAB-Simulink искусственной нейронной сети для восстановления искаженной формы вторичного тока / Ю. В. Румянцев, Ф. А. Романюк // Известия высших учебных заведений и энергетический объединений СНГ. – 2018. – №6. – С. 479–491.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по первому варианту 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}				
VIII	84	1,45	0	0	82,6	16	100	98,5	100	4,8	0,041	4,759	353,00	352,77	352,88	307,51	45,07	38	ВХК
IX	75	1,45	0	0	73,6	25,1	100	98,7	100	4,759	0,065	4,694	352,77	352,44	352,60	307,52	44,79	38	ВХК
X	71	1,45	0	0	69,6	93	100	162,6	164	4,694	0,241	4,453	352,44	351,59	352,01	309,30	42,41	59	ВХК
XI	66	1,45	0	0	64,6	163	100	227,6	229	4,453	0,422	4,030	351,59	350,53	351,06	310,55	40,21	78	78
XII	43	1,45	0	4,3	37,3	265	100	302,3	304	4,030	0,687	3,343	350,53	348,03	349,28	311,56	37,41	96	96
I	43	1,45	0	4,3	37,3	295	100	332,3	334	3,343	0,765	2,579	348,03	344,15	346,09	311,91	33,88	96	96
II	37	1,45	0	3,7	31,9	270	100	301,9	303	2,579	0,700	1,879	344,15	340,41	342,28	311,56	30,42	78	78
III	37	1,45	0	3,7	31,9	200	100	231,9	233	1,879	0,518	1,360	340,41	336,58	338,49	310,61	27,58	55	ВХК
IV	51	1,45	0,5	-8,6	57,7	41,1	100	98,8	100	1,360	0,107	1,254	336,58	335,49	336,03	306,99	28,74	24	ВХК
V	320	1,45	3,2	-7,4	322,8	-224	100	98,8	100	1,254	-0,581	1,834	335,49	340,14	337,82	306,99	30,52	26	ВХК
VI	711	1,45	7,1	0	702,5	-603,7	100	98,7	100	1,834	-1,565	3,399	340,14	348,28	344,21	306,99	36,92	31	ВХК
VII	209	1,45	2	0	205,6	-107,2	100	98,4	100	3,399	-0,278	3,677	348,28	349,42	348,85	306,98	41,57	35	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 _{влхр} , 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}				
VIII	84	1,45	0	0	82,6	16	100	98	100	4,8	0,040	4,760	353,00	352,77	352,89	307,50	45,09	38	ВХК
IX	75	1,45	0	0	73,6	25	100	98	100	4,8	0,064	4,695	352,77	352,45	352,61	307,51	44,81	38	ВХК
X	71	1,45	0	0	69,6	29	100	99	100	4,7	0,075	4,620	352,45	352,13	352,29	307,51	44,48	37	ВХК
XI	66	1,45	0	0	64,6	123	100	188	189	4,6	0,319	4,301	352,13	351,20	351,67	309,83	41,53	66	66
XII	43	1,45	0	4,3	37,3	215	100	252	254	4,3	0,557	3,744	351,20	349,66	350,43	310,92	39,21	84	84
I	43	1,45	0	4,3	37,3	231	100	268	269	3,7	0,598	3,146	349,66	347,09	348,37	311,13	36,94	84	84
II	37	1,45	0	3,7	31,9	189	100	221	222	3,1	0,490	2,656	347,09	344,56	345,82	310,44	35,09	66	66
III	37	1,45	0	3,7	31,9	67	100	99	100	2,7	0,174	2,483	344,56	343,65	344,11	307,52	36,28	31	ВХК
IV	51	1,45	0,5	-8,6	57,7	41	100	99	100	2,5	0,107	2,376	343,65	343,10	343,38	306,99	36,09	30	ВХК
V	320	1,45	3,2	-7,4	322,8	-224	100	99	100	2,4	-0,581	2,957	343,10	346,12	344,61	306,99	37,32	31	ВХК
VI	711	1,45	7,1	0	702,5	-604	100	98	100	3,0	-1,565	4,522	346,12	351,79	348,96	306,98	41,68	35	ВХК
VII	209	1,45	2	0	205,6	-107	100	98	100	4,5	-0,278	4,800	351,79	353,00	352,40	306,98	45,12	38	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	952	95	29	44	4	0	125	11	0	783	13	95	0
II	932	93	28	44	5	0	105	11	0	783	13	93	0
III	898	90	27	43	7	0	75	8	0	780	12	90	0
IV	859	86	26	41	6	0	49	8	0	769	12	86	0
V	824	82	25	36	6	0	51	8	0	737	11	82	0
VI	805	80	24	34	5	0	56	8	0	715	11	80	66
VII	804	80	24	31	5	0	59	9	0	714	11	80	66
VIII	824	82	25	34	5	7	59	9	19	731	11	82	0
IX	858	86	26	35	5	0	61	9	0	762	12	86	0
X	898	90	27	42	6	0	75	9	0	780	12	90	0
XI	932	93	28	44	5	0	105	10	0	783	13	93	0
XII	952	95	29	44	4	0	125	11	0	783	13	95	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-ща} , км ³			Z _{ВБ} , м			Z _{НБ} , м	H _{ГЭС} , м	N _{ГЭС} , МВт	N _{гар} , МВт	Э, млн кВт·ч
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}					
VIII	163	2,3	0	0	161	10	100	171	173	4,8	0,026	4,774	353,00	352,85	352,92	309,50	43,12	63	ВХК	173
IX	113	2,3	0	0	111	25	100	136	138	4,8	0,064	4,710	352,85	352,52	352,68	308,65	43,73	51	ВХК	138
X	142	2,3	0	0	140	29	100	169	171	4,7	0,075	4,635	352,52	352,19	352,35	309,46	42,60	61	ВХК	171
XI	104	2,3	0	0	102	85	100	187	189	4,6	0,220	4,414	352,19	351,48	351,84	309,83	41,70	66	66	189
XII	85	2,3	0	4,3	78	170	100	248	251	4,4	0,441	3,974	351,48	350,37	350,93	310,87	39,75	84	84	251
I	50	2,3	0	4,3	43	215	100	258	261	4,0	0,557	3,416	350,37	348,36	349,37	311,01	38,05	84	84	261
II	39	2,3	0	3,7	33	179	100	212	214	3,4	0,464	2,952	348,36	346,10	347,23	310,30	36,63	66	66	214
III	39	2,3	0	3,7	33	120	100	153	155	3,0	0,311	2,641	346,10	344,48	345,29	309,10	35,90	47	ВХК	155
IV	68	2,3	0,7	-8,6	74	110	100	184	186	2,6	0,285	2,356	344,48	343,00	343,74	309,16	34,27	54	ВХК	186
V	684	2,3	6,8	-7,4	682	-328	100	354	357	2,4	-0,850	3,206	343,00	347,38	345,19	311,56	33,33	101	ВХК	357
VI	714	2,3	7,1	0	705	-508	100	197	199	3,2	-1,317	4,523	347,38	351,80	349,59	309,42	39,87	67	ВХК	199
VII	509	2,3	5,1	0	502	-107	100	394	397	4,5	-0,278	4,801	351,80	353,00	352,40	311,95	40,15	135	ВХК	397

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

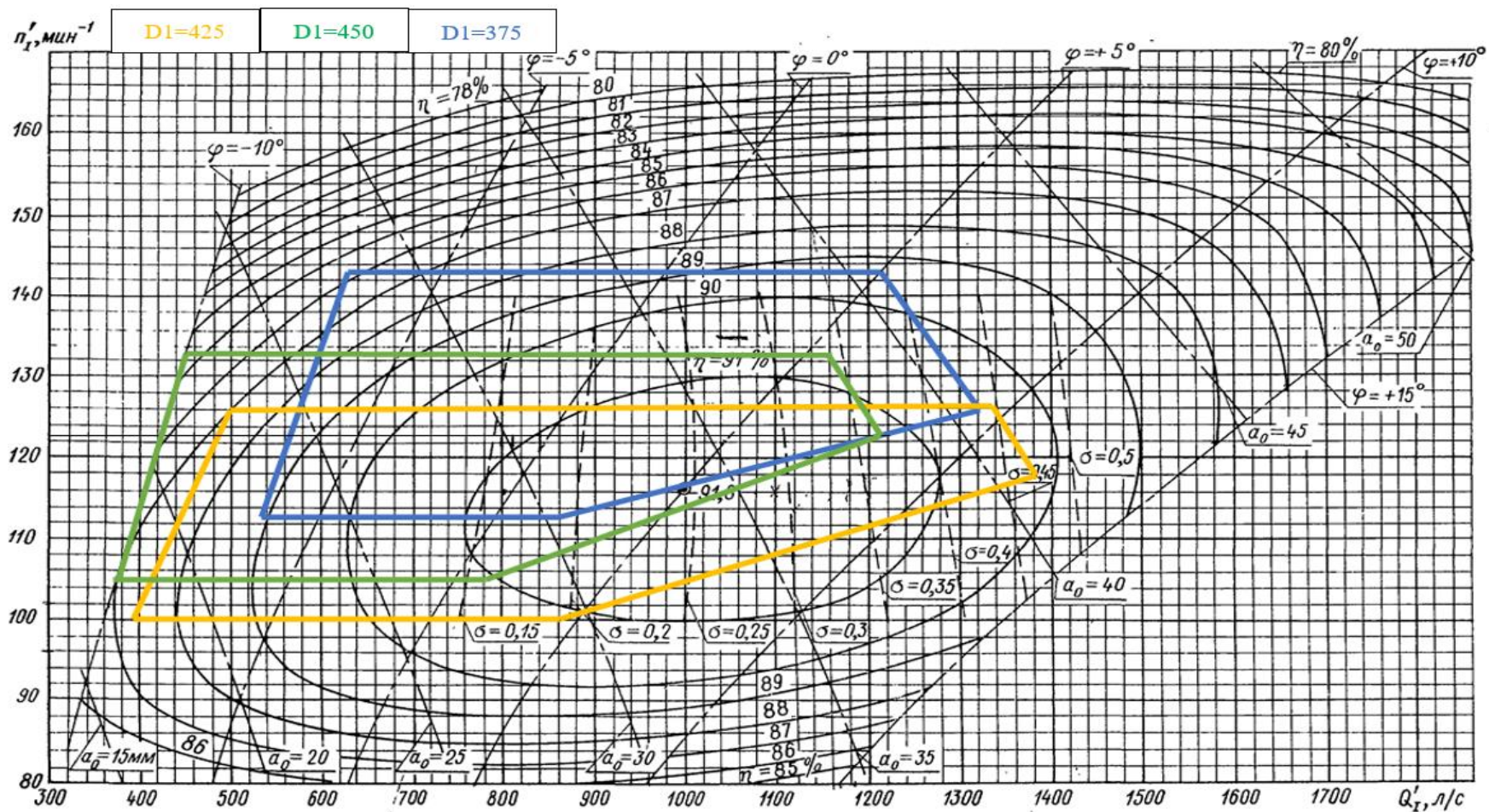


Рисунок Б.1 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛ50–В

Продолжение приложения Б

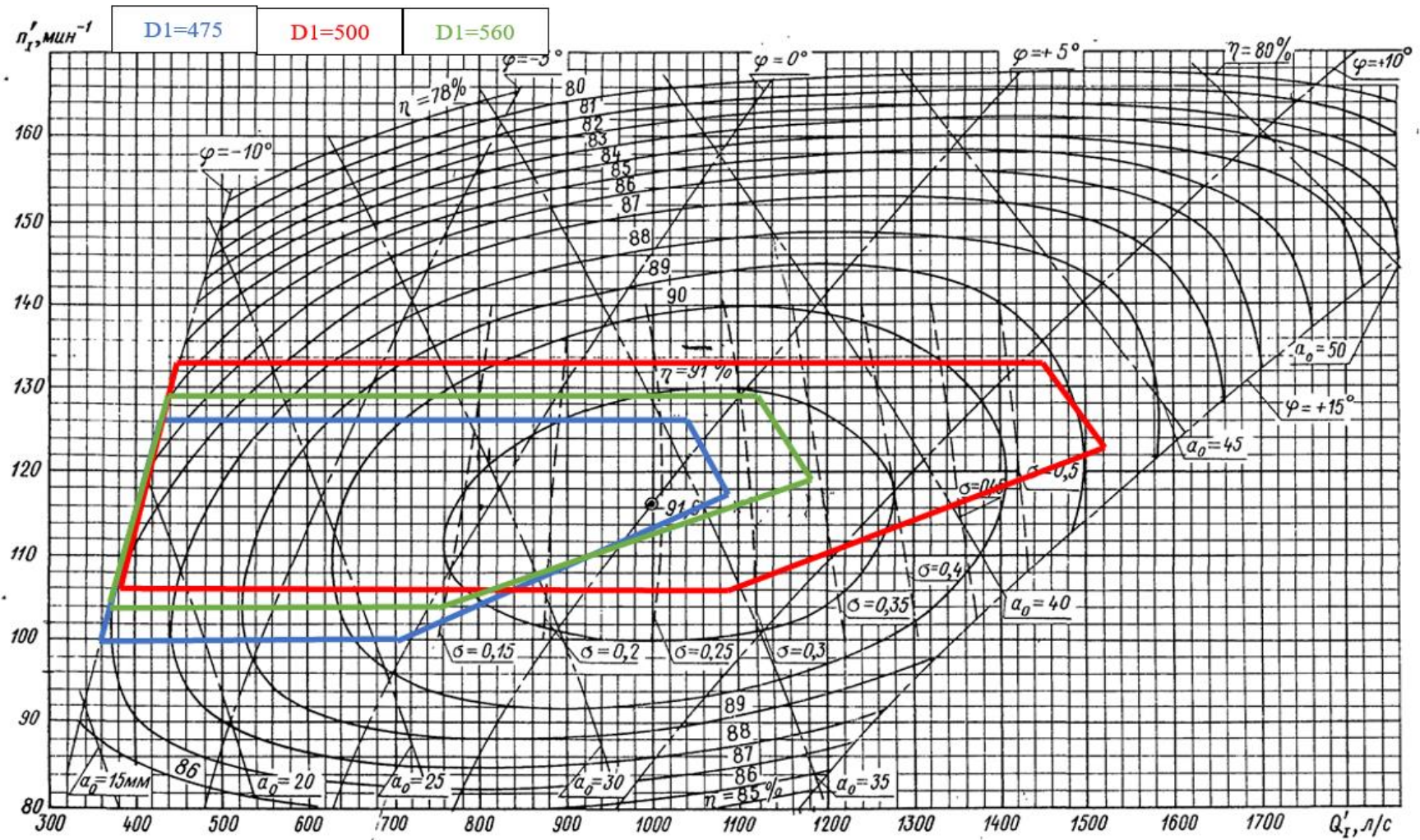


Рисунок Б.2 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛ50–В

Продолжение приложения Б

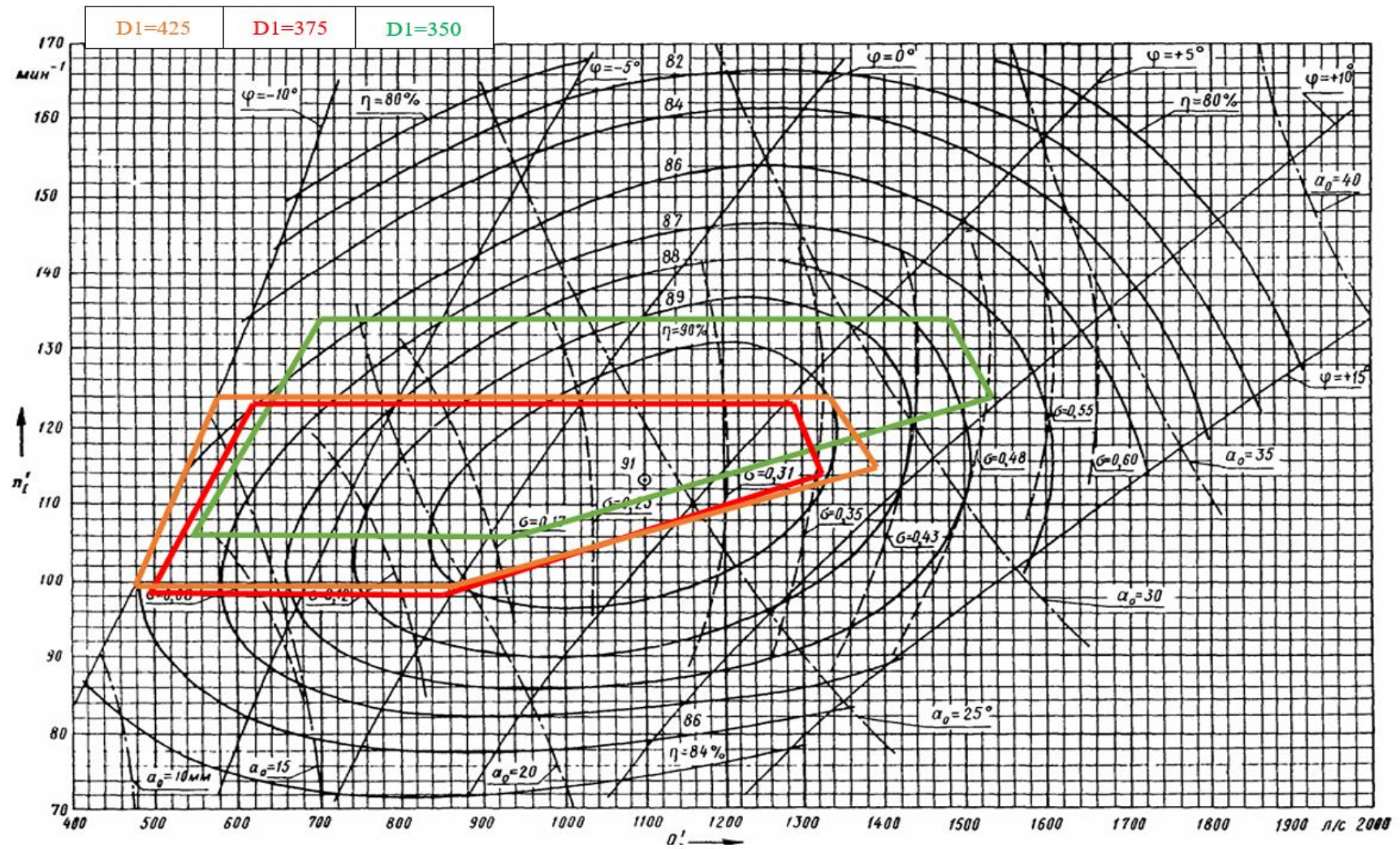


Рисунок Б.3 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛД50–В60

Продолжение приложения Б

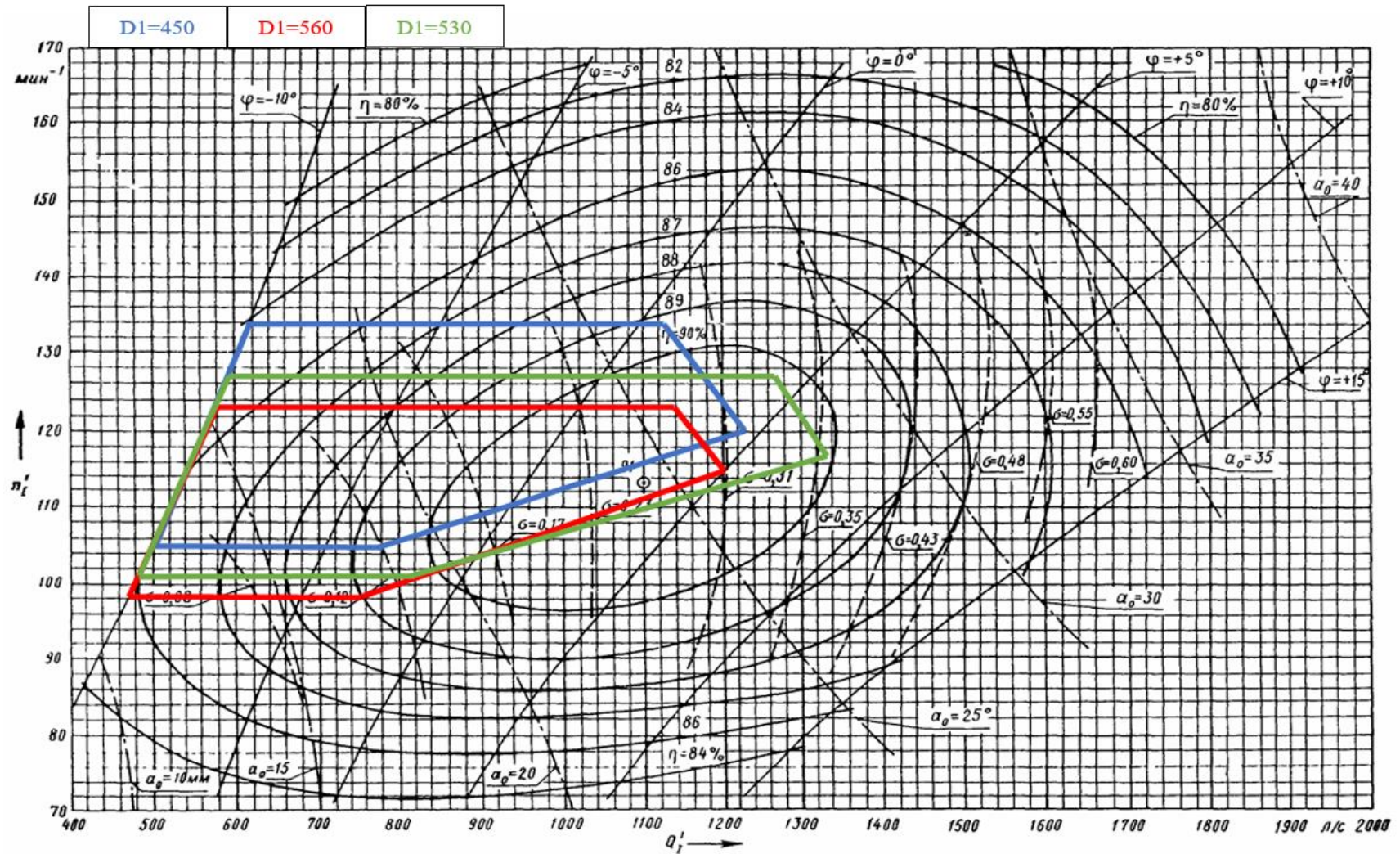


Рисунок Б.4 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛД50-В60

Продолжение приложения Б

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46 (к универсальной характеристике № 3247 ХТ3)

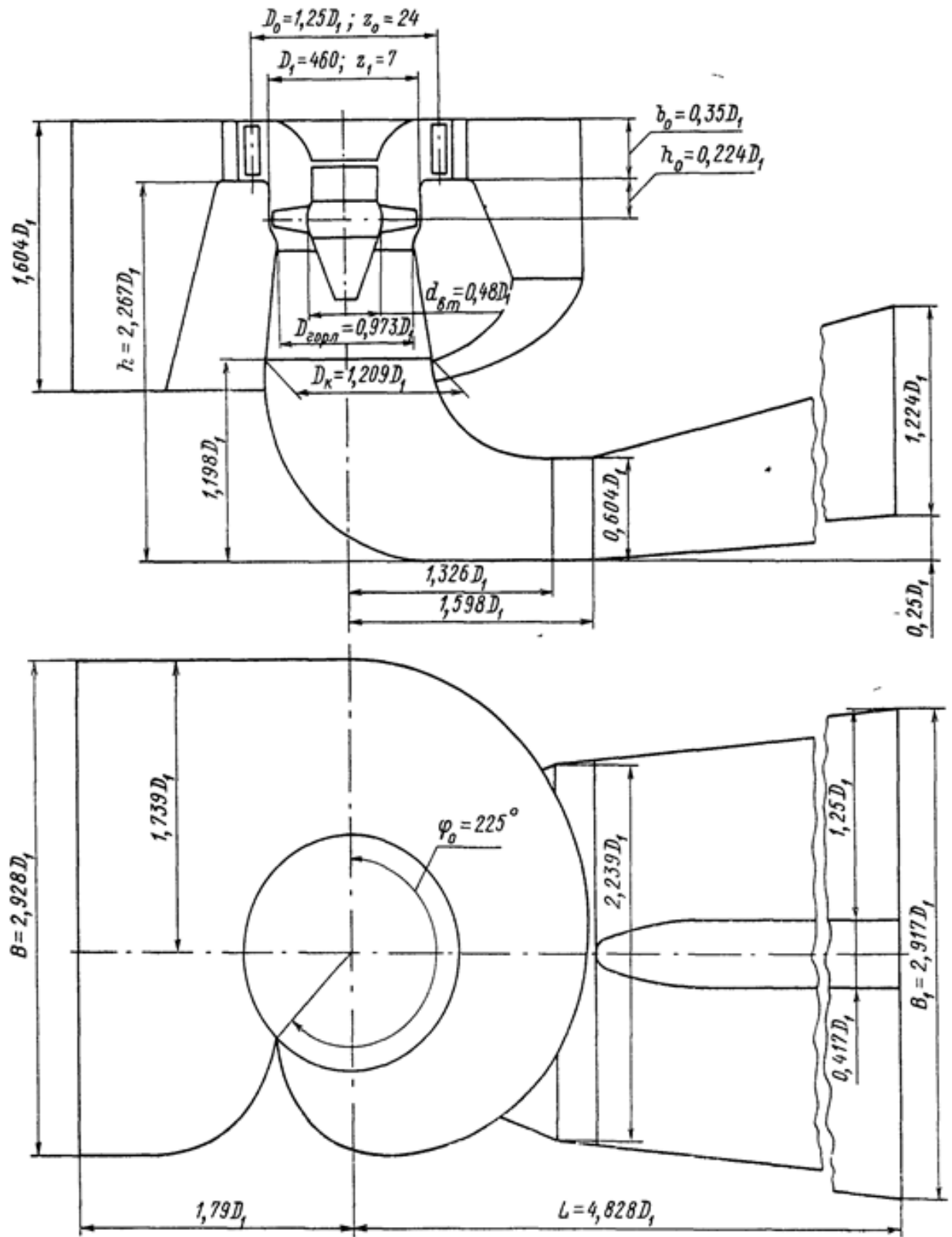


Рисунок Б.5 – Проточная часть гидротурбины ПЛ40а-В

Окончание приложения Б

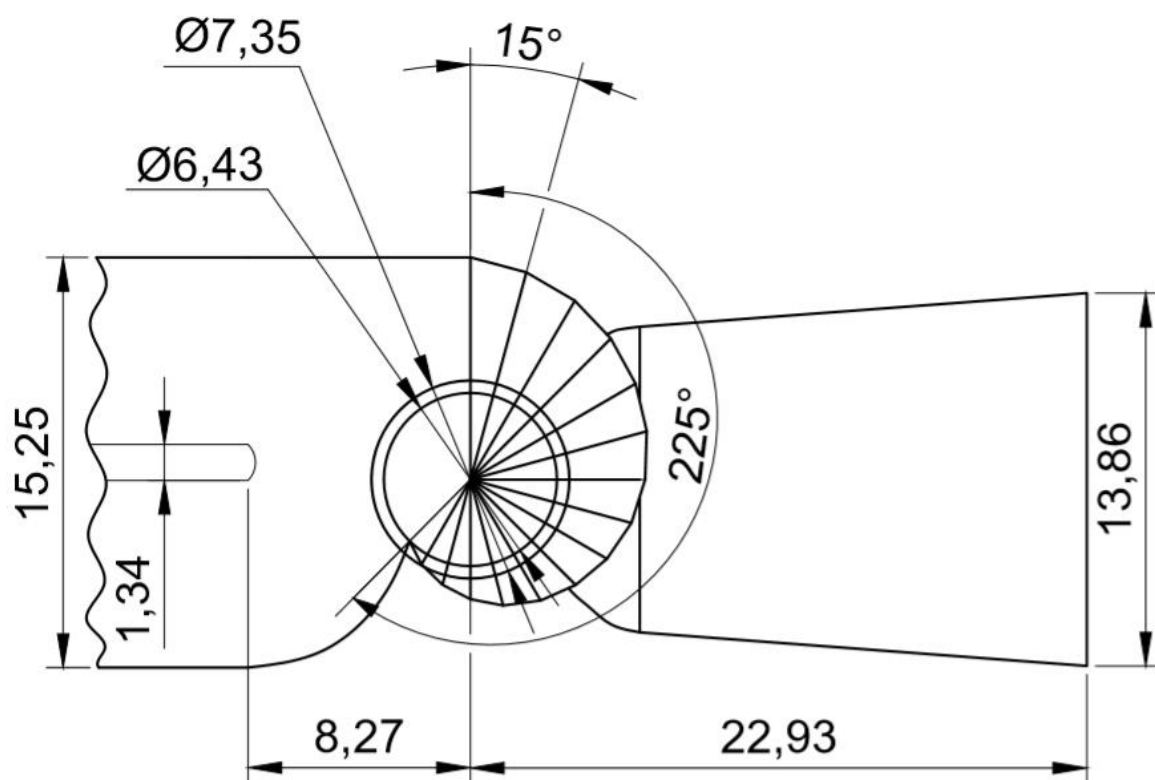


Рисунок Б.6 – План спиральной камеры гидротурбины ПЛ50-В

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

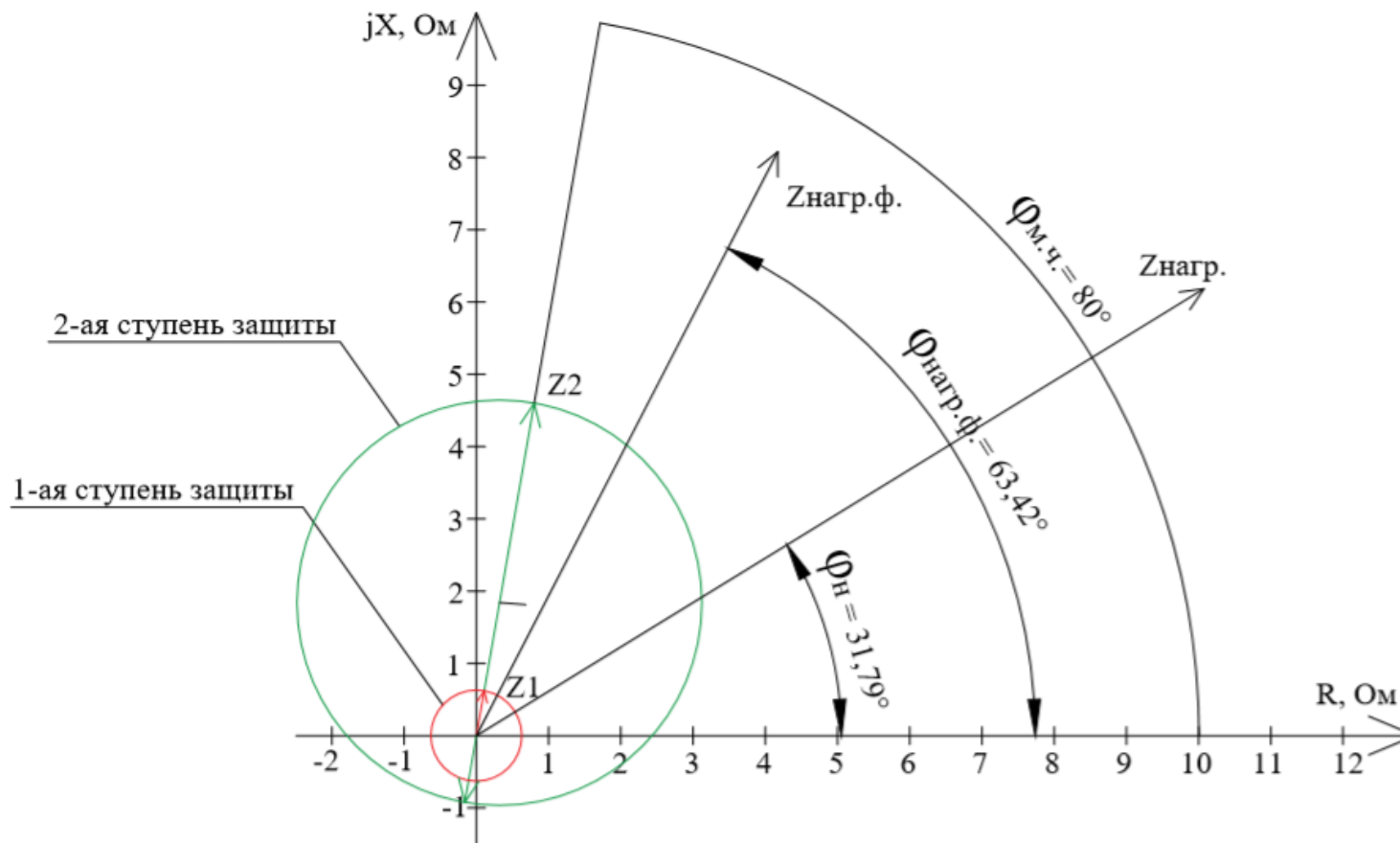


Рисунок В.1 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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, $I_{CP.0}$	$0,57 \cdot I_{\Gamma}$	2,83 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,5	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$1,1 \cdot I_{\Gamma}$	5,37 А
			Тормозной ток, В	$2,2 \cdot I_{\Gamma}$	10,74 А
			I_{OTC}	$6,0 \cdot I_{\Gamma}$	29,28 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	10 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,5	-
ЗПН	$U >$	2 ступ.	U_{CP2}	$1,3 \cdot U_{НОМ.Г}$	130 В
		1 ступ.	U_{CP1}	$1,25 \cdot U_{НОМ.Г}$	125 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,1 \cdot I_{\Gamma}$	0,49 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_{\Gamma}$	0,59 А
		ТО I	I_{10TC}	$1,71 \cdot I_{\Gamma}$	8,34 А
		ТО II	I_{20TC}	$2,31 \cdot I_{\Gamma}$	11,27 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_{\Gamma}$	5,22 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{\Gamma}$	5,37 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,22 \cdot I_{\Gamma}$	5,98 А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	Z_1	$0,053 \cdot Z_{нагр}$	0,63 Ом
		2 ступ.	Z_2	$0,39 \cdot Z_{нагр}$	4,68 Ом
			$Z_{см2}$	$0,20 \cdot Z_2$	0,93 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{p.СИГН}$	$1,05 \cdot I_{p.НОМ}$	1,17 А
		ПО	$I_{p.ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{p.НОМ}$	1,23 А
		ТО	$I_{p.ТО}$	$2,25 \cdot I_{p.НОМ}$	2,51 А
Защита ТВ	$I \gg TV$	ТО	$I_{ТО}$	$29,32 \cdot I_{Т.НОМ}$	27,04 А
	$I > TV$	МТЗ	$I_{МТЗ}$	$2,81 \cdot I_{Т.НОМ}$	2,59 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
		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	$I \gg T_B$	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, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

« 13 » июня 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МЕЖДУРЕЧЕНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УСА.
АЛГОРИТМЫ ЦИФРОВОЙ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ В
МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И
АВТОМАТИКИ

тема

Руководитель

 13.06.23
подпись, дата


Канд. техн. наук, доцент,
доцент кафедры
ГТЭЭС Саяно-Шушенского

филиала СФУ

ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

И.И. Литвинов
инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06.23
подпись, дата

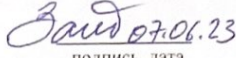
Ю.Ю. Бартов
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки, 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Междуреченской ГЭС на реке Уса. Алгоритмы цифровой обработки данных в микропроцессорных устройствах релейной защиты и автоматики».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

07.06.23 Е.Ю. Затеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

05.06.23 А.В. Масленникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

13.06.23 А.А. Ачитасев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

07.06.23 М.С. Размахнин
подпись, дата инициалы, фамилия

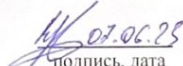
Компоновка и сооружения гидроузла

06.06.23 Е.Н. Решетникова
подпись, дата инициалы, фамилия

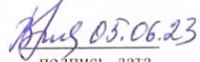
Пожарная безопасность. Охрана труда

06.06.23  В.И. Татарников
подпись, дата инициалы, фамилия


Охрана окружающей среды

07.06.23 В.А. Кадычегов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

05.06.23 В.В. Лапасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

11.06.23 А.Е. Петрик
подпись, дата инициалы, фамилия