

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ А.А. Ачитаев

подпись

« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОТВАЖНОЙ ГЭС НА РЕКЕ АРХАРА.
ОПЕРАТИВНОЕ И РЕМОТНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
ГИДРОАГРЕГАТА**

Руководитель	_____	Начальник Оперативной службы филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно- Шушенская ГЭС имени <u>П.С. Непорожного</u> ученая степень, ученое звание, должность, место работы	<u>И.Ю. Погоняйченко</u> инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.Б. Морозов</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Отважной ГЭС на реке Архара. Оперативное и ремонтное обслуживание гидроагрегата»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ОТВАЖНОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Инженерно–геологические изыскания	13
1.4 Сейсмическая обстановка	13
1.5 Энерго – экономическая характеристика региона.....	13
2 Водно – энергетические расчёты и выбор установленной мощности	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов	14
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	15
2.1.3 Выбор расчётного средневодного года.....	16
2.1.4 Выбор расчётного маловодного года.....	16
2.1.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	18
2.1.6 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями	19
2.2 Определение установленной мощности на основе водно–энергетических расчётов.....	20
2.2.1 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	20
2.2.2 Баланс энергий	22
2.2.3 Водно – энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году	23
2.2.4 Баланс мощности.....	24
2.2.5 Определение установленной мощности Отважной ГЭС.....	25
2.2.6 Водно – энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднесуточной выработки.....	26
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	27
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	27
3.1.1 Построение режимного поля Отважной ГЭС по напору и расходу ...	27
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ..	28
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы.....	32
3.3 Выбор серийного гидрогенератора	34
3.4 Выбор вспомогательного оборудования	34
4 Электрическая часть	35
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	35
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	36
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	36

4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком	36
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком	38
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд (СН)	39
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения, марки проводов воздушных линий	39
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	40
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	42
4.6	Расчёт токов короткого замыкания (КЗ).....	42
4.6.1	Исходные данные для расчетов	42
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin	44
4.6.3	Результаты расчёта токов КЗ	46
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов	46
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении	46
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	46
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	48
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов	48
4.9	Выбор параметров КРУЭ	49
5	Релейная защита и автоматика.....	50
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	50
5.2	Перечень защит блока генератор–трансформатор	51
5.3	Расчёт номинальных токов	52
5.4	Описание защит и расчёт их уставок	53
5.4.1	Защита системы возбуждения	53
5.4.2	Максимальная токовая защита выпрямительного трансформатора ТЕ	55
5.4.3	Токовая отсечка системы возбуждения	56
5.4.4	Продольная дифференциальная защита	57
5.4.5	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))	60
5.4.6	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	62
5.4.7	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	63
5.4.8	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	69
5.4.9	Дистанционная защита генератора (Z1<), (Z2<)	71
5.4.10	Защита от перегрузки обмотки ротора	74
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор	76
5.6	Таблица уставок и матрица отключений	76
6	Компоновка сооружения и гидроузла	77
6.1	Назначение класса ГТС	77

6.2	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	77
6.3	Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$	79
6.4	Расчет пропускной способности гидроузла, включая заглубленные водопропускные отверстия для сработки полезного объема водохранилища и притока за период от НПУ до УМО.....	79
6.4.1	Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.....	80
6.4.2	Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла.....	81
6.4.3	Определение ширины водосливного фронта	81
6.4.4	Определение напора на водосливе.....	82
6.4.5	Определение напора на водосливе.....	83
6.4.6	Определение отметки гребня водослива	83
6.4.7	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	83
6.4.8	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	83
6.4.9	Построение профиля водосливной грани.....	84
6.4.10	Определение отметки гребня плотины.....	85
6.5	Обоснованный выбор состава ГТС и компоновки гидроузл.....	85
6.6	Расчет энергогасящих устройств в НБ.....	85
6.6.1	Расчёт сопряжения потока в НБ	85
6.6.2	Расчет носка трамплина и дальности отлета струи.....	86
6.7	Определение ширины подошвы плотины	89
6.7.1	Разрезка бетонных плотин швами.....	90
6.7.2	Быки.....	90
6.7.3	Устои	91
6.7.4	Галереи и дренаж в теле плотины	91
6.7.5	Расчет цементационной завесы и дренажа.....	92
6.8	Определение основных нагрузок на плотину	93
6.8.1	Вес сооружения	93
6.8.2	Сила гидростатического давления воды.....	94
6.8.3	Равнодействующая взвешивающего давления	94
6.8.4	Сила фильтрационного давления	94
6.8.5	Давление грунта	95
6.8.6	Волновое воздействие	96
6.9	Оценка прочности плотины	97
6.9.1	Определение напряжений	97
6.9.2	Критерии прочности плотины и её основания.....	99
6.10	Обоснование устойчивости плотины.....	100
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Отважного ГУ. Противопожарная безопасность и охрана труда.....	101
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	101

7.2	Пожарная безопасность	101
7.3	Охрана труда.....	102
7.4	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Отважного ГУ	104
7.4.1	Общие сведения о районе строительства	104
7.4.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	105
7.4.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	106
7.4.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	108
7.4.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	109
8	Технико–экономическое обоснование.....	110
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	110
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	110
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	110
8.1.3	Налоговые расходы.....	113
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	114
8.3	Анализ денежных потоков	114
8.4	Оценка инвестиционного проекта.....	115
8.4.1	Методология, исходные данные.....	115
8.4.2	Коммерческая эффективность	115
8.4.3	Бюджетная эффективность	116
8.5	Анализ чувствительности.....	116
9	Оперативное и ремонтное обслуживание гидроагрегата.....	118
9.1	Оперативное обслуживание	118
9.1.1	Правила ухода и обслуживания.....	118
9.1.2	Обязанности оперативного персонала.....	119
9.2	Ремонтное обслуживание	121
9.2.1	Общие сведения	121
9.2.2	Классификация ремонтов.....	121
9.3	Ремонтная документация	122
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	124
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Водноэнергетические расчёты	128
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование	135
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Таблица уставок и матрицы отключений защит	138
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Технико–экономическое обоснование	140

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ОТВАЖНОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Архара;
2. Наименование ГЭС..... Отважная;
3. Местонахождение ГЭС..... Амурская область;
4. Тип проектируемой установки..... ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний..... 109 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 1,0%..... 1150 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%..... 1397 м³/с;
 - г) минимальный..... 60 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... годичный;
 - б) Отметка НПУ..... 173,00 м;
 - в) Отметка ФПУ..... 174,20 м;
 - г) Отметка УМО..... 157,32 м;
 - д) объем водохранилища полный..... 2,79 м³;
 - е) объем водохранилища полезный..... 1,79 м³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 48,60 м;
 - б) расчётный..... 38,10 м;
 - в) минимальный..... 29,60 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность..... 128 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии..... 341 млн. кВт·ч;
9. Размеры плотины (общая длина):
 - а) правобережная глухая грунтовая плотина..... 112,50 м;
 - б) левобережная глухая грунтовая плотина..... 201,00 м;
 - в) станционная часть..... 177,50 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролётов..... 13х2 м;
 - б) общая длина..... 26 м;
 - в) максимальная высота..... 54,80 м;
 - 10.2 Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения..... 2, круглое;
 - б) размеры сечения..... D = 3,0 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания..... приплотинное;
 - б) число агрегатов..... 2;
 - в) грунт основания..... филлит;
 - г) тип спиральной камеры..... бетонная;
 - д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;
12. Основное оборудование:

- а) тип турбин..... ПЛ50–В–500;
- б) тип генератора..... СВ–810/160–40;
- в) номинальная активная мощность генератора..... 70,4 МВт;
- г) частота вращения..... 150 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТД–80000/110;

13. Техничко–экономические показатели:

- а) срок окупаемости..... 162 месяцев;
- б) себестоимость электроэнергии..... 0,34 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения..... 81493 руб/кВт;

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанция (ГЭС) является основным объектом гидроэлектроэнергетики, ввиду того что она представляет собой неразрывную систему гидротехнических сооружений и оборудования для выработки электрической энергии. Занимая особо важное место в современных энергетических системах, они выполняют главную роль по регулированию параметров систем в нестационарных режимах, а также покрывают наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта.

Гидроэнергетика является важным и ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, так как располагает более 90% резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанции именно ГЭС является наиболее маневренными, а также способными при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций этот показатель может измеряться часами, а для атомных – целыми сутками.

Российская Федерация обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, при том существует весьма ощутимая неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%), а в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

В районе поселка Архара преобладает континентальный вариант умеренного муссонного климата. Лето здесь преимущественно тёплое и влажное, так как здесь выпадает большое количество осадков, в то время как зима является морозной и снежной. Средняя температура воздуха в Архаре варьируется от $-0,7^{\circ}\text{C}$ до $-0,9^{\circ}\text{C}$ и представлена в таблице 1.1. Самая высокая температура наблюдается в середине июля, на отметке $20,6^{\circ}\text{C}$. Январь же является самым холодным месяцем в году, так как температура в среднем составляет около $-28,8^{\circ}\text{C}$.

Годовое количество осадков в области ГЭС выпадает достаточно большом объеме. В северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм.

Таблица 1.1 – Значения средней температуры в поселке Архара

мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
t, °C	-26,1	-22,1	-13,9	-3,6	6,7	15,6	20,6	14,6	6,8	-4,0	-20,2	-28,8

1.2 Гидрологические данные

Среднемноголетний расход воды $109\text{ м}^3/\text{с}$. Питание реки осуществляется преимущественно посредством дождя, а именно более 60%. В то время как весеннее половодье по величине существенно уступает летним дождевым паводкам (до 13 раз за лето) с подъёмом уровня воды от 1 до 4 м, за этот период проходит свыше 60% годового стока.

Кривая зависимости отметок верхнего бьефа от объемов водохранилища $Z_{\text{ВБ}} = f(V_{\text{вдхр}})$ представлена на рисунке 1.1.

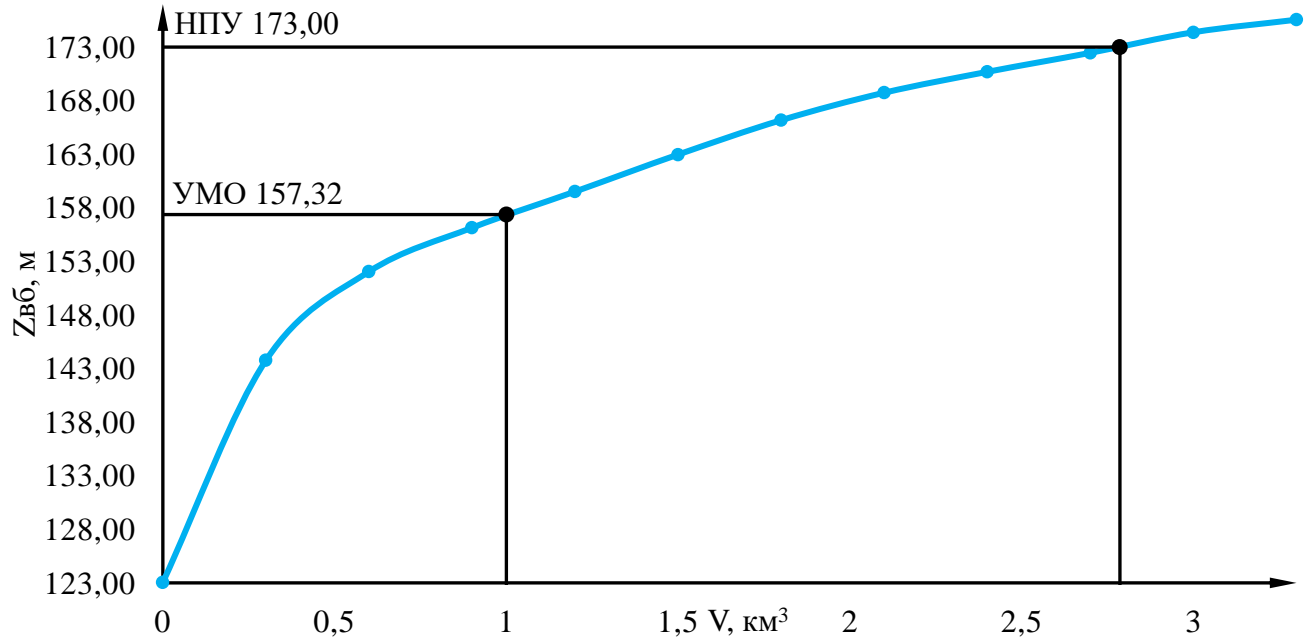


Рисунок 1.1 – График $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр})$

Кривая зависимости отметок нижнего бьефа от расходов водохранилища $Z_{НБ} = f(Q)$ представлена на рисунке 1.2.

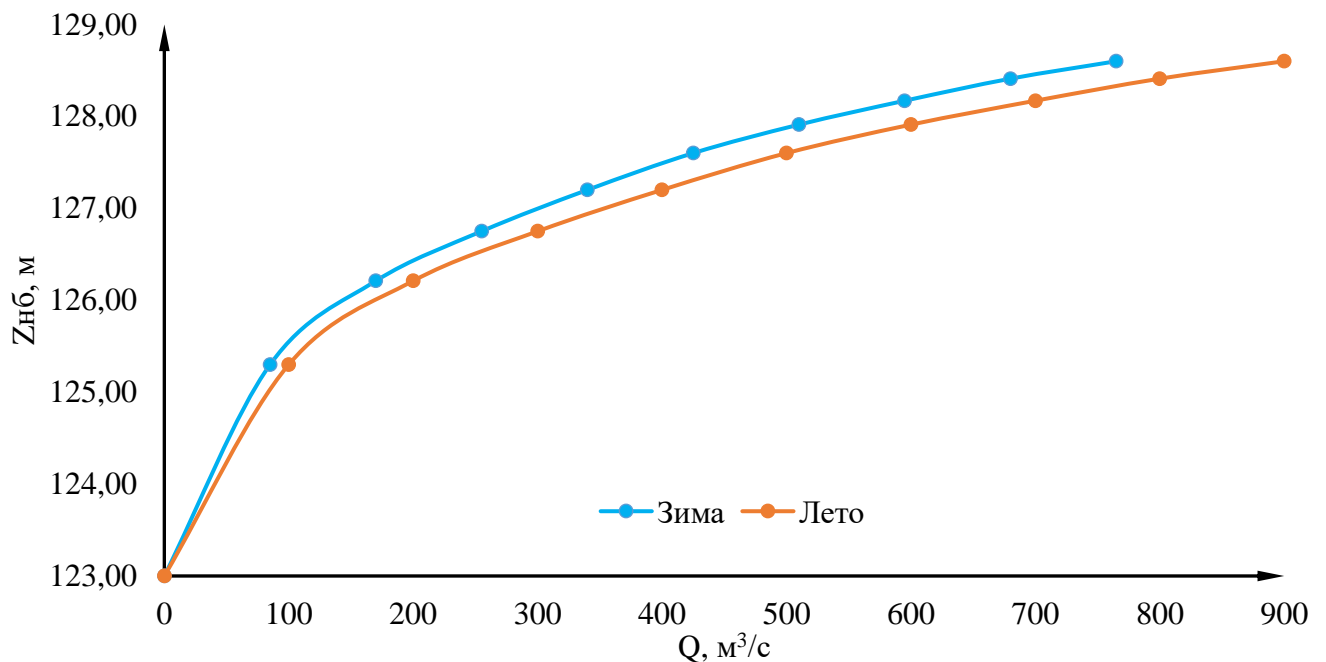


Рисунок 1.2 – График $Z_{НБ} = f(Q)$

Ряд гидрологических наблюдений продолжительностью в 51 год за р. Архара представлен в таблице 1.2. Каждый год гидрологического ряда представлен в виде средних расходов за каждый месяц.

Таблица 1.2 – Исходный гидрологический ряд

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Оср. год
1941	12	9	5	3	195	314	209	122	90	91	32	15	91
1942	14	11	8	15	170	579	200	120	92	30	9	7	105
1943	9	6	4	5	572	323	187	124	35	60	21	9	113
1944	11	7	5	2	112	548	190	125	90	50	29	14	99
1945	17	9	6	4	480	294	182	114	96	100	57	24	115
1946	12	9	7	5	98	524	210	119	66	70	25	15	97
1947	12	7	6	4	137	500	224	94	45	34	15	12	91
1948	12	8	6	5	264	393	259	124	104	90	61	21	112
1949	17	16	12	6	155	601	197	171	100	113	42	13	120
1950	10	12	14	18	145	382	198	107	80	66	20	10	89
1951	13	11	10	7	150	498	234	228	100	100	59	25	120
1952	25	20	16	10	101	529	200	104	67	58	45	23	100
1953	16	12	11	6	99	500	223	103	64	58	20	12	94
1954	13	10	8	5	94	600	199	101	50	54	18	10	97
1955	11	8	8	5	127	681	223	149	113	109	30	18	124
1956	13	8	7	4	176	800	246	124	26	57	17	9	124
1957	9	8	5	2	158	201	168	98	66	60	24	14	68
1958	11	7	7	6	192	652	500	148	120	90	30	11	148
1959	11	9	9	4	122	685	214	123	61	49	35	20	112
1960	10	11	15	4	161	530	228	215	110	100	28	16	119
1961	16	11	8	5	141	458	255	146	100	80	46	16	107
1962	14	9	5	3	137	483	227	120	100	82	26	11	101
1963	9	9	9	11	200	637	217	135	30	59	32	14	114
1964	11	8	6	5	170	650	364	129	68	43	12	4	123
1965	6	5	5	3	95	540	180	100	76	34	19	13	90
1966	9	4	3	3	87	400	218	118	70	55	22	14	84
1967	15	9	8	6	136	483	325	137	110	100	34	8	114
1968	7	5	4	5	136	650	195	116	52	36	16	7	102
1969	7	5	5	3	134	500	211	97	69	48	24	13	93
1970	13	8	4	3	133	633	250	149	80	60	21	6	113
1971	8	8	7	4	171	1120	343	165	48	43	36	22	165
1972	14	5	4	2	82	522	180	94	12	14	12	10	79
1973	10	3	2	2	139	710	203	126	33	30	35	13	109
1974	11	6	4	2	152	900	220	224	80	60	44	13	143
1975	13	7	6	3	127	632	299	141	62	50	29	20	116
1976	16	7	4	4	102	505	250	148	70	55	33	17	101
1977	13	14	15	19	176	624	241	132	42	30	15	12	111
1978	5	5	4	3	288	356	181	110	50	37	22	10	89
1979	12	10	9	5	99	600	287	123	92	56	32	15	112
1980	16	10	8	5	82	410	203	86	70	29	9	5	78
1981	6	6	5	3	94	500	203	121	73	48	21	7	91
1982	6	6	5	3	175	533	386	194	120	100	96	44	139
1983	27	14	11	7	115	490	230	97	35	28	14	11	90
1984	14	10	7	5	141	500	212	132	62	60	30	18	99
1985	18	12	10	7	146	860	290	141	63	42	28	21	137

Окончание таблицы 1.2

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1986	19	19	19	12	144	860	247	140	72	51	39	17	137
1987	11	9	8	5	182	501	219	185	110	100	31	16	115
1988	19	17	14	8	134	610	304	125	64	86	60	34	123
1989	24	15	11	21	583	152	286	151	96	110	41	15	125
1990	12	8	6	3	143	616	305	141	100	83	26	9	121
1991	8	7	6	3	200	502	249	115	51	34	15	9	100

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Основные потери воды из водохранилища и расходы на ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{ВХК} , м ³ /с	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Q _{исп.} , м ³ /с	0	0	0	0	2	5	2	1	1	1	0	0
Q _{лёд.} , м ³ /с	1,8	2,5	3,2	-5	-5	0	0	0	0	0	0	1
Q _{фильт.} , м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

1.3 Инженерно–геологические изыскания

Створ расположен в Архаринской низменности. Тип грунта основания сложен из скальных оснований, а именно филлит.

Физико–механическими свойствами грунта основания является метаморфическая. Горная порода по структуре и составу являющаяся переходной между глинистым, а именно аспидным, кровельным и слюдяным сланцем. Удельный вес составляет 26,5 кН/м³, угол внутреннего трения 36 град., сцепление составляет 150 кПа.

1.4 Сейсмическая обстановка

Интенсивность землетрясений в Амурской области распространена. В основном, большая часть области составляет 4–6 баллов. Из известных здесь землетрясений пока только одно на севере Амурской области достигло магнитуды M=7,0 (1967 г I 0 =9 баллов). В будущем магнитуды потенциальных землетрясений на юге Хабаровского края также могут оказаться не менее M=7,0, а на севере Амурской области не исключены землетрясения с M=7,5 и выше. В районе предполагаемых створов сейсмичность составляет 6 баллов.

1.5 Энерго–экономическая характеристика региона

Амурская область является энерго–избыточным регионом. По данным на 2017 год выработка электроэнергии в операционной зоне Амурского РДУ составила 17,805 млрд кВт·ч, потребление – 10,215 млрд кВт·ч.

2 Водно – энергетические расчёты и выбор установленной мощности

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов

По исходному ряду представленном в таблице 1.2 выбираем средние максимальные расходы. Затем вычисляем модульные коэффициенты К:

$$K = \frac{Q}{Q_{cp}}. \quad (2.1)$$

Рассчитываем коэффициент вариации C_v и коэффициент асимметрии C_s :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{4,75}{51}} = 0,305, \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,085}{51 \cdot 0,305^3} = 0,750. \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,305^2}}{\sqrt{2 \cdot 50}} \cdot 100\% = 11,24\%. \quad (2.4)$$

Данная ошибка незначительная для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,305^2+5 \cdot 0,305^4}}}{0,750} \cdot 100\% = 58,53 \%. \quad (2.5)$$

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

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

P%	Ф или φ	Ms	Ks	Q, м ³ /с
0,1	3,27	1,01	2,01	1397,02
1	2,87	0,89	1,89	1149,90

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчётных гидрографов будет целесообразно разделить год на два основных периода, а именно на многоводный и маловодный год. В первом приближении можно считать, что в период половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

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

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении А, таблица А.1. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

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

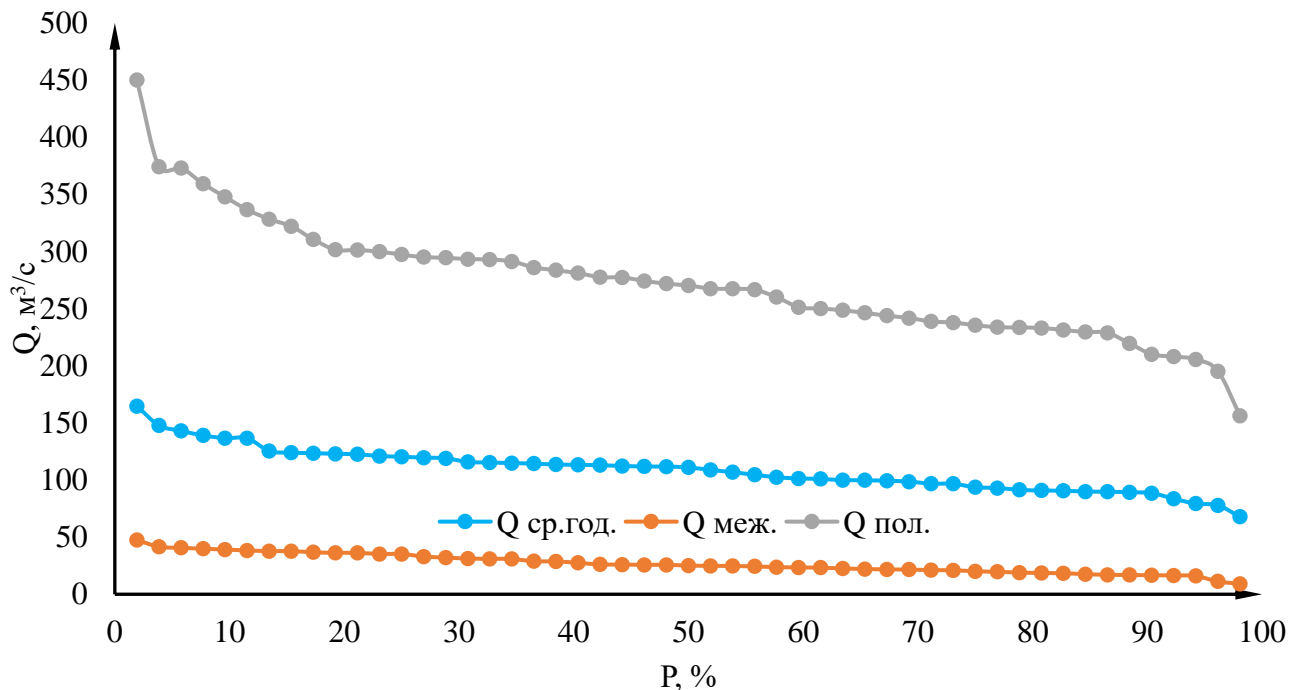


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчётного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на эмпирических кривых обеспеченности соответствует 1977 г.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$Q_{п50\%базовое} = 270 \frac{м^3}{с};$$

$$Q_{п 1977} = 311 \frac{м^3}{с};$$

$$K_{п} = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п1977}} = \frac{270}{311} = 0,87. \quad (2.7)$$

$$Q_{м50\%базовое} = 25 \frac{м^3}{с};$$

$$Q_{м 1950} = 11 \frac{м^3}{с};$$

$$K_{м} = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1950}} = \frac{25}{11} = 2,23, \quad (2.8)$$

где коэффициенты после корректировки:

$K_{п}$ – понижающий коэффициент, принимается равным 0,87;

$K_{м}$ – повышающий коэффициент, принимается равным 2,23.

Умножаем на полученные коэффициенты среднемесячные расходы: для месяцев, относящихся к половодью на коэффициент приведения 0,87, для месяцев, относящихся к межени на 2,23. Полученные значения представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном средневодном году 1977 (P = 50%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1977	13	14	15	19	176	624	241	132	42	30	15	12	111
с прив.	29	31	34	42	153	543	210	115	94	67	34	27	115
с корр.	25	27	29	37	153	543	210	115	82	59	29	23	111

2.1.4 Выбор расчётного маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности соответствует 1950 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Полученные значения представлены в таблице 2.3.

$$K_{п} = \frac{Q_{п базовое 90\%}}{Q_{п 1950}} = \frac{210}{208} = 1,01; \quad (2.9)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{м базовое}90\%}}{Q_{\text{м}1950}} = \frac{17}{29} = 0,58, \quad (2.10)$$

где коэффициенты после корректировки:

K_p – повышающий коэффициент, принимается равным 1,01;

K_m – понижающий коэффициент, принимается равным 0,58.

Таблица 2.3 – Расходы в расчетном маловодном году 1950 ($P = 90\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
1950	10	12	14	18	145	382	198	107	80	66	20	10	89
с прив.	6	7	8	10	146	386	200	108	46	38	12	6	81
с корр.	6	7	8	10	162	428	222	120	46	38	12	6	89
доп.корр.	6	7	8	10	130	517	190	95	46	38	12	6	89

В средневодном году имеем расходы меньшие, чем в маловодном году в V и XI месяцах. Необходимо выполнить дополнительные корректировки при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного, необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону).

Уточнив окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного лет, необходимо проверить не превышают ли в какие—либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года.

По скорректированным данным представленным в таблице 2.4 строится расчетный гидрограф, представленный на рисунке 2.2.

Таблица 2.4 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%}-Q_{90\%}$	20	20	21	27	23	26	20	20	36	20	18	18

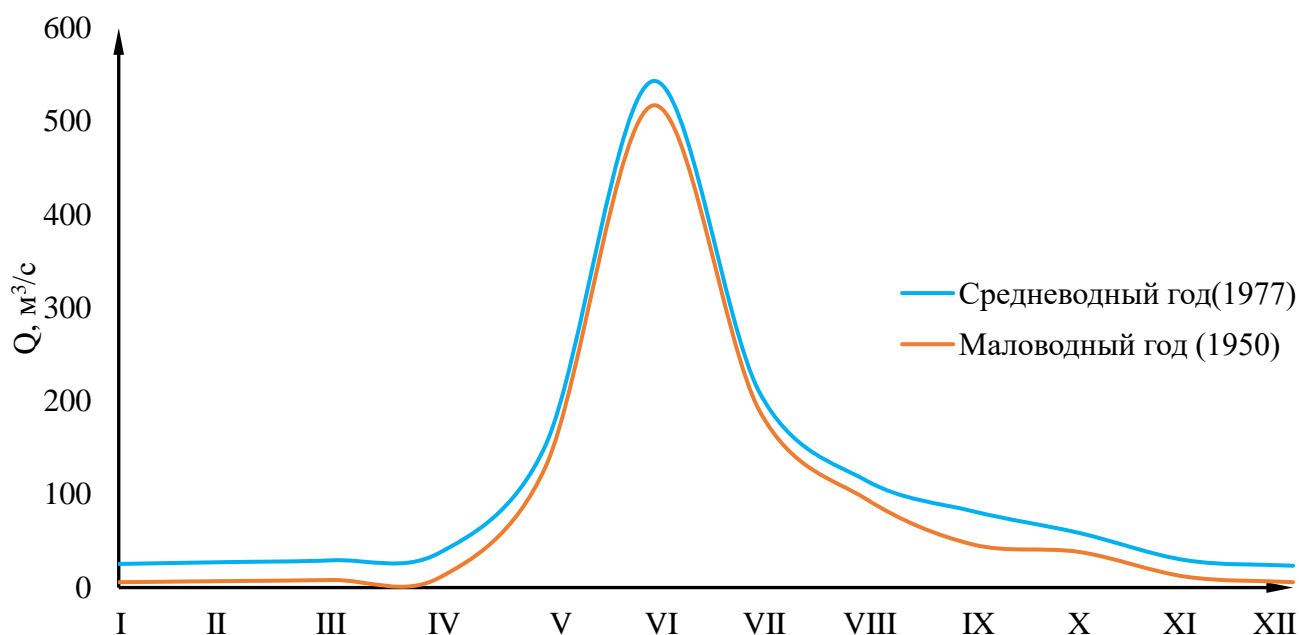


Рисунок 2.2 – Гидрографы среднегодового и маловодного годов

2.1.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы:

Максимальная и средняя нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.11)$$

где t – порядковый номер месяца в году (1 – январь, 2 – февраль и т. д.);

a , b – коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_{л}^{max}}{2} = \frac{561 + 329}{2} = 445; \quad (2.12)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_{л}^{max}}{2} = \frac{561 - 329}{2} = 116; \quad (2.13)$$

$$a = \frac{P_3^{cp} + P_{л}^{cp}}{2} = \frac{481 + 272}{2} = 376; \quad (2.14)$$

$$b = \frac{P_3^{cp} - P_{л}^{cp}}{2} = \frac{481 - 272}{2} = 105. \quad (2.15)$$

Данные для построения годовых графиков нагрузок представлены в таблице 2.5. Графики нагрузок изображены на рисунке 2.3.

Таблица 2.5 – Данные для построения годовых графиков нагрузок

Месяц	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	Pt(max)	Pt(сред.)
1	0,966	557	478
2	0,707	527	451
3	0,260	475	404
4	-0,258	415	349
5	-0,706	363	302
6	-0,966	333	275
7	-0,966	333	275
8	-0,709	363	302
9	-0,261	415	349
10	0,256	475	403
11	0,705	527	450
12	0,965	557	478

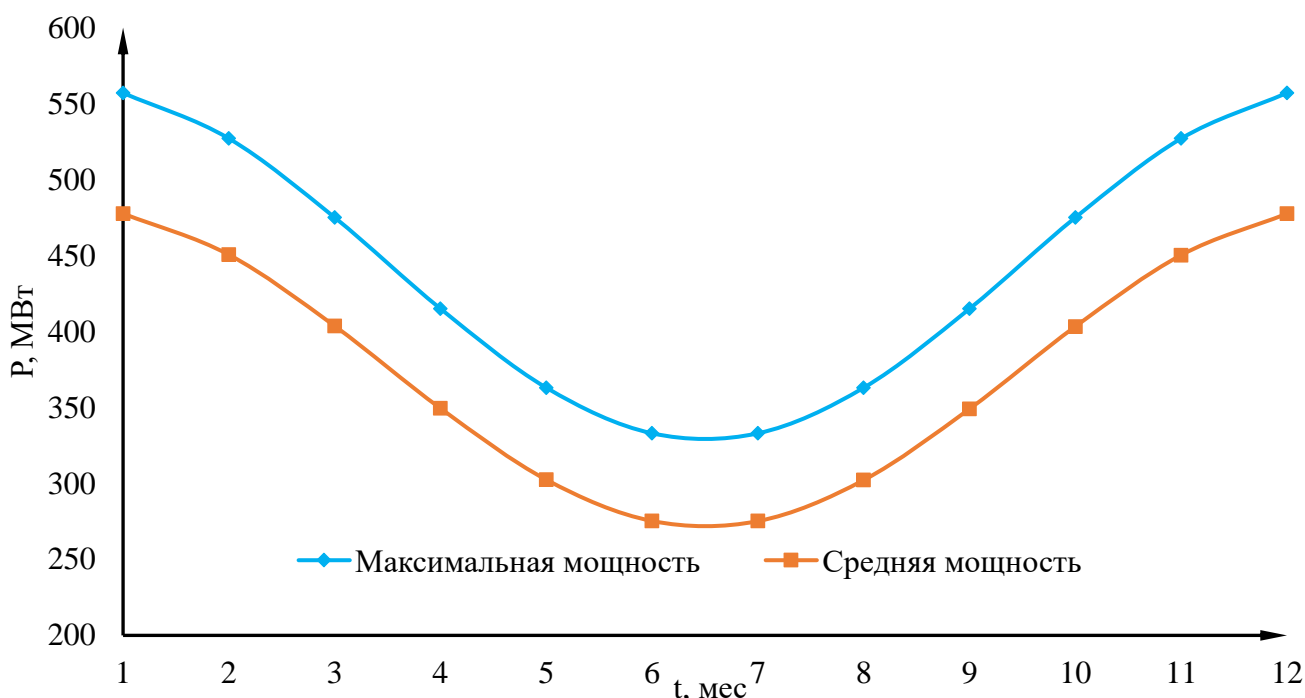


Рисунок 2.3 – График нагрузок энергосистемы

2.1.6 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

Ближайшими существующими ГЭС к проектируемой станции являются Бурейская и Нижне–Бурейская ГЭС. От общей выработки и мощности было взято 1,7% – $\mathcal{E}_{\text{год}} = 149,09$ млн. кВт·ч, $N_{\text{уст}} = 40$ МВт.

Чтобы разместить существующие станции на ИКН, необходимо найти среднесуточную выработку каждого месяца. Так как гидроэлектростанции не могут выдавать каждый месяц одинаковую выработку, вполне логичным будет предположить, что зимой выработка на 20 % больше, чем в летние месяцы. Тогда среднесуточная выработка малых ГЭС для января–декабря равна:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{январь}} = \left(\frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год}}}{365} \right) \cdot 1,2 = \left(\frac{149,09}{365} \right) \cdot 1,2 = 0,49 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.16)$$

Для дальнейшего построения баланса энергии необходимо рассчитать среднесуточные мощности для всех месяцев года. Среднесуточная мощность для января рассчитывается следующим образом: среднесуточную выработку января необходимо поделить на 24 часа:

$$N_{\text{ср.сут}}^{\text{январь}} = \left(\frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{январь}}}{24} \right) \cdot 1000 = 20 \text{ МВт.} \quad (2.17)$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично. Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС сведены в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}$ млн. кВт · ч	0,49	0,47	0,45	0,37	0,35	0,33	0,33	0,35	0,37	0,45	0,47	0,49
$N_{\text{ср.сут}}$ МВт	20	20	19	15	14	14	14	14	15	19	20	20

2.2 Определение установленной мощности на основе водно–энергетических расчётов

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1950 г.) вычисляем значения полезных расходов по формуле:

$$Q_{\text{пол}} = Q^{90\%} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{лёд}} - Q_{\text{шл}}, \quad (2.18)$$

где $Q^{90\%}$ – расходы маловодного года (для 90% обеспеченности);

$Q_{\text{исп}}$ – потери на испарения (принимаются как 1% от среднемесячного расхода);

$Q_{\text{ф}}$ – потери на фильтрацию (для скальных оснований принимаются за 1% от среднегодового расхода);

$Q_{\text{лёд}}$ – потери на льдообразование; в месяцы, когда река не замерзает принимаем за 1% от среднегодового расхода. В месяцы, когда река замерзает, принимаем 2% от среднегодового расхода. В месяцы, когда река может промерзнуть, принимаем за 3% от среднегодового расхода. Полученные потери распределяем с противоположным знаком на месяцы таяния;

$Q_{\text{шл}}$ – потери на шлюзы и рыбопропускные сооружения в месяцы, где идёт рыба (принимаем за 3% от расхода в месяц).

Если полезные расходы получились меньше 0, то следует уменьшить потери (желательно принимать целое число: 1%, 2%, 3% ...). Расчёт полезных расходов представлен в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Расчёт полезных расходов

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	6	7	8	10	130	517	190	95	46	38	12	6
$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	1	5	2	1	0	0	0	0
$Q_{\text{ф}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{лéd}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,8	2,5	3,2	-5	-3,5	0	0	0	0	0	0	1
$Q_{\text{шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\sum Q, \text{ м}^3/\text{с}$	3	3	4	-5	-2	6	3	2	3	1	1	2
$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	3	4	4	15	132	511	187	93	45	37	11	4

Вычисляем значения мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_M \cdot Q_{\text{пол}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.19)$$

где k_M – коэффициент мощности, учитывающий ускорение свободного падения $g = 9,81$ и КПД гидроагрегата η , $k_M = 8,6 \div 8,8$;

$Q_{\text{пол}}$ – полезный расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t)) - \Delta h,$$

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

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по–летнему и зимнему полиномам 6 степени, используя полезные расходы м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях (принимаются за 1% от полного напора), $\Delta h = 0,4$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_M \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.20)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

При расчёте отметок нижнего $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{ВХК}}(t))$ бьефа используем значение расходов по требованиям ВХК.

Результаты расчётов представленный в приложении А таблицах А.2, А.3.

2.2.2 Баланс энергий

Данный расчёт выполнен с целью определить месяцы, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Необходимо определить излишки бытовой мощности в половодный период, которые в последствии будут переноситься на зиму:

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{вхк}} = 121 \text{ МВт.} \quad (2.21)$$

По данным таблицы 2.8 строится баланс энергии, представленный на рисунке 2.4, на котором излишки бытовой мощности необходимо распределить таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Для того чтобы произвести первый приближенный расчёт гарантированной энергоотдачи, на рисунке 2.4 проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности. Из первой итерации наглядно отображено, что под регулирование попали 4 месяца, с ноября по февраль.

Таблица 2.8 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	$P_{\text{ср}}$, МВт	$N_{\text{суш}}$, МВт	$N_{\text{быт}}$, МВт	$N_{\text{вхк}}$, МВт	$N_{\text{гар}}$, МВт
I	478	20	2	25	65
II	451	20	3	25	35
III	404	19	3	25	По ВХК
IV	349	15	4	25	По ВХК
V	302	14	52	25	По ВХК
VI	275	14	200	25	По ВХК
VII	275	14	76	25	По ВХК
VIII	302	14	39	25	По ВХК
IX	349	15	19	25	По ВХК
X	403	19	16	25	По ВХК
XI	450	20	5	25	35
XII	478	20	2	25	65

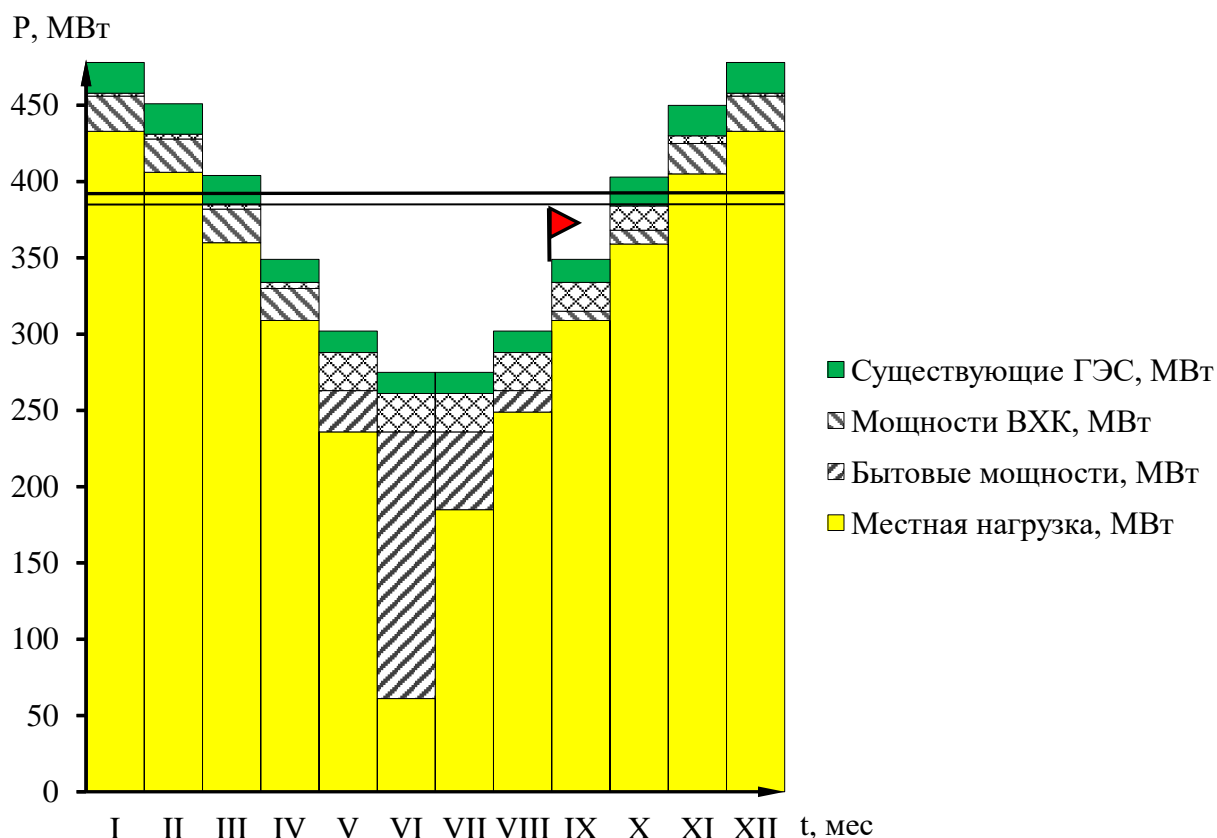


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

Также по графику баланса энергий определяем месяц начала сработки водохранилища следующим образом: месяц, в котором бытовая мощность $N_{\text{быт}}$ меньше, чем мощность, требуемая по водохозяйственному режиму $N_{\text{ВХК}}$. В нашем случае – это IX месяц.

2.2.3 Водно – энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

Начало сработки водохранилища – IX месяц.

В начальной итерации не получилось достичь поставленной цели. Это связано с приблизительным взятием значений гарантированной мощности. После их корректировки удалось добиться равенства отметок. Окончательный вариант сработки и наполнения водохранилища приведён в приложении А таблица А.4.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{\text{гар}} = 65$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 157,32 м;
- полезный объём – $V_{\text{полезн}} = 1,79$ км³.

Гарантированная мощность каждого месяца представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Гарантированная мощность

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}$, МВт	65	35	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	35	65

2.2.4 Баланс мощности

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы, а также размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Для построения оптимального баланса мощности необходимо знать рабочие мощности проектируемой ГЭС, а также следующие величины:

Нагрузочный резерв системы, который является необходимым для поддержания частоты и напряжения в системе в допустимых пределах:

$$N_{\text{нагр}} \approx 4\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,04 \cdot 557 = 22 \text{ МВт.} \quad (2.22)$$

Нагрузочный резерв распределяется между существующими в энергосистеме ГЭС согласно их мощностям.

Аварийный резерв системы, выбирается в пределах 10 % зимнего максимума нагрузки:

$$N_{\text{авар.}} \approx 10\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,10 \cdot 557 = 56 \text{ МВт.} \quad (2.23)$$

Аварийный резерв распределяется между существующими ТЭС.

Ремонтный резерв осуществляет ремонт оборудования ГЭС только в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, а именно в тот период времени, когда на ГЭС располагается свободная мощность после окончания половодья, но до начала сработки водохранилища. Капитальный ремонт оборудования ТЭС необходимо планировать также один раз в 5–7 лет с продолжительностью 60–120 дней. Размещение ремонтного резерва на ТЭС осуществляется в летний период времени, в провалы нагрузки в энергосистеме.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{янв}}}{6} = \frac{111}{6} = 19 \text{ МВт.} \quad (2.24)$$

Для существующих ТЭС и ГЭС, ремонтная площадь рассчитывается аналогичным образом.

Все полученные данные сведены в таблицу А.5 приложение А. График баланса мощностей представлен на рисунке 2.5.

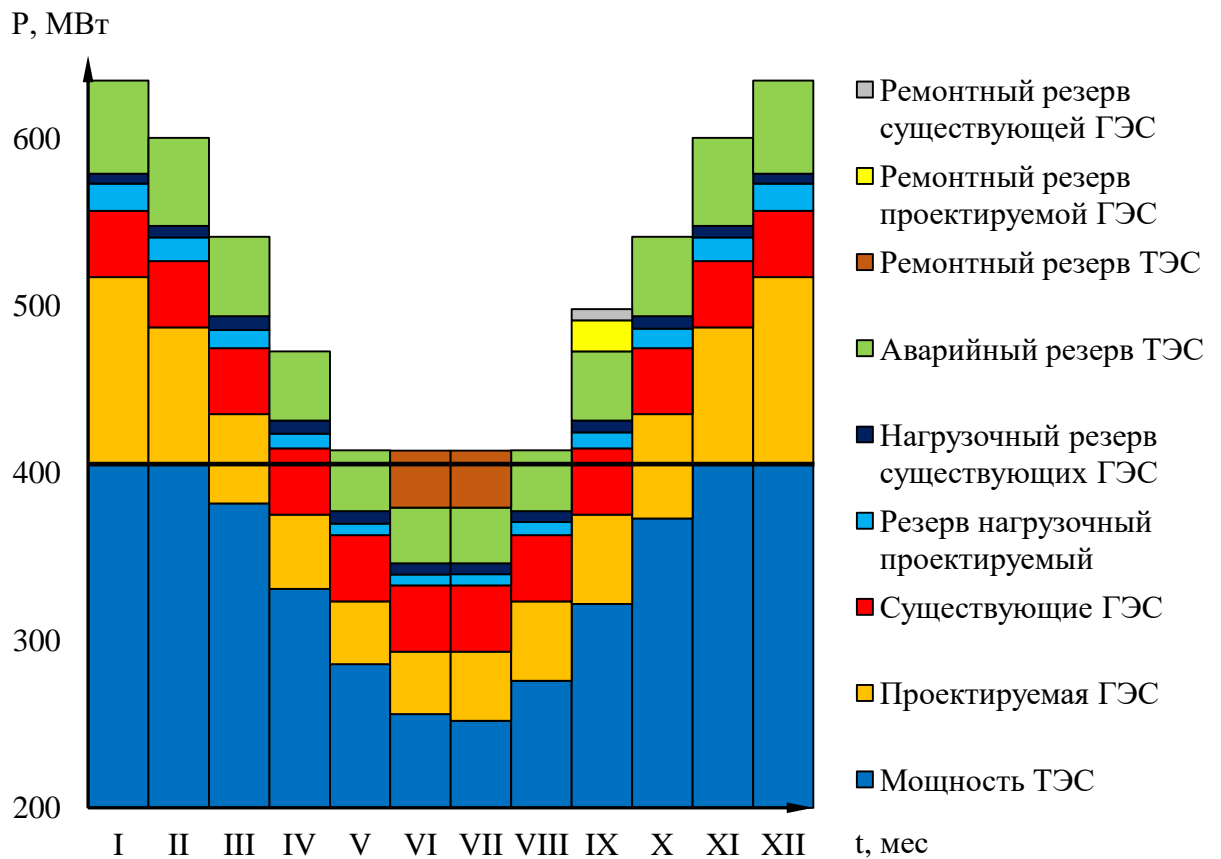


Рисунок 2.5 – Баланс мощностей

2.2.5 Определение установленной мощности Отважной ГЭС

График нагрузки совмещенного с ИКН для определения $N_{\text{раб}}^{\text{выт}}$ представлен в приложении А рисунок А.1. Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}} = N_{\text{раб}}^{\text{выт}} + N_{\text{рез}} = 111 + 17 = 128 \text{ МВт}, \quad (2.25)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{выт}}$ – это максимальная рабочая мощность;

$N_{\text{рез}}$ – резервная мощность ГЭС.

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{рем}} + N_{\text{авар}} + N_{\text{нагр}} = 0 + 0 + 17 = 17 \text{ МВт}, \quad (2.26)$$

где $N_{\text{рем}}$ – ремонтный резерв;

$N_{\text{авар}}$ – аварийный резерв;

$N_{\text{нагр}}$ – нагрузочный резерв.

2.2.6 Водно – энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки

Основной задачей ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году является определение среднемноголетней выработки.

Рассмотрим два режима наполнения водохранилища: по отметкам и по мощностям в период наполнения в маловодном году – результаты которых представлены в таблицах А.6 и А.7 приложения А соответственно.

Обеспечение наибольшей выработки превалирует вариант режима работы ГЭС по мощностям в период сработки и наполнения водохранилища в средневодном году ($\mathcal{E} = 341$ млн. кВт·ч).

По данным расчетам построим графики сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном годах по мощностям. График представлен на рисунке 2.6.

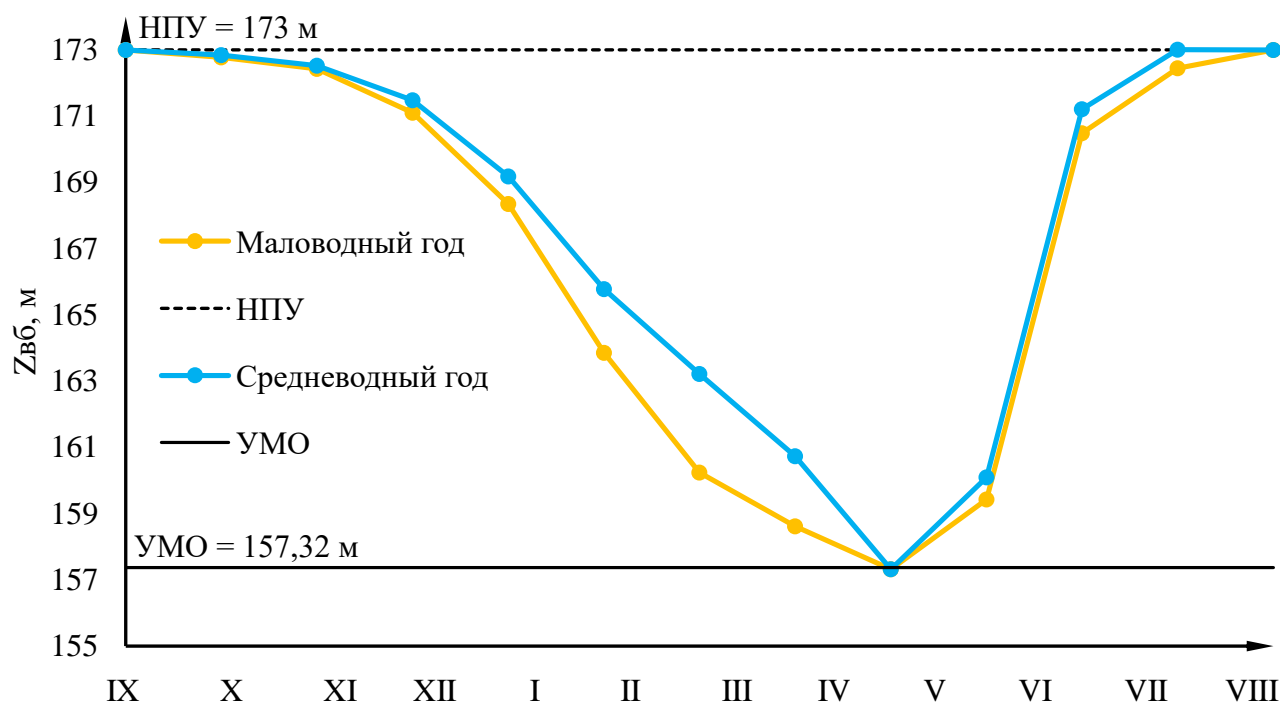


Рисунок 2.6 – График сработки и наполнения водохранилища в условиях малой и средней водности.

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля Отважной ГЭС по напору и расходу

Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого необходимо построить режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 3.1.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, представленной в учебно–методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [2].

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{нб} , м ³ /с	z _{нб} ^{лето} , м	z _{нб} ^{зима} , м	H _{нпу} , м	H _{нумо} , м	H _{расч} , м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0	123,00	123,00	49,60	33,92	42,55	38,10	391	29,64	345
50	124,61	124,42	47,99	32,31	40,94	38,51	386	30,11	347
100	125,52	125,30	47,08	31,40	40,03	38,92	382	30,58	350
150	126,06	125,85	46,54	30,86	39,49	39,33	378	31,05	353
200	126,42	126,22	46,18	30,50	39,13	39,74	375	31,52	355
250	126,72	126,50	45,88	30,20	38,83	40,15	371	31,99	358
300	126,99	126,75	45,61	29,93	38,56	40,56	367	32,46	361
350	127,25	126,98	45,35	29,67	38,30	40,97	363	32,93	363
400	127,49	127,20	45,11	29,43	38,06	41,38	360	33,4	366
450	127,70	127,41	44,90	29,22	37,85	41,79	356	33,87	368
500	127,88	127,60	44,72	29,04	37,67	42,20	353	34,34	371
550	128,04	127,77	44,56	28,88	37,51	42,61	349	34,81	373
600	128,18	127,91	44,42	28,74	37,37	43,02	346	35,28	376
650	128,32	128,04	44,28	28,60	37,23	43,43	343	35,75	378
700	128,47	128,16	44,13	28,45	37,08	43,84	340	36,22	381
750	128,58	128,29	44,02	28,34	36,97	44,25	336	36,69	383
800	128,57	128,41	44,03	28,35	36,98	44,66	333	37,16	386
850	128,26	128,53	44,34	28,66	37,29	45,07	330	37,63	388
900	127,34	128,60	45,26	29,58	38,21	45,48	327	38,10	391

Из построенного режимного поля, представленного на рисунке 3.1 определяем:

- максимальный напор $H_{\max} = 48,60$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по расходу санитарного попуска;
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 38,10$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{\min} = 29,60$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС;
- минимальный и максимальный расходы равны 60 и 391 м³/с соответственно.

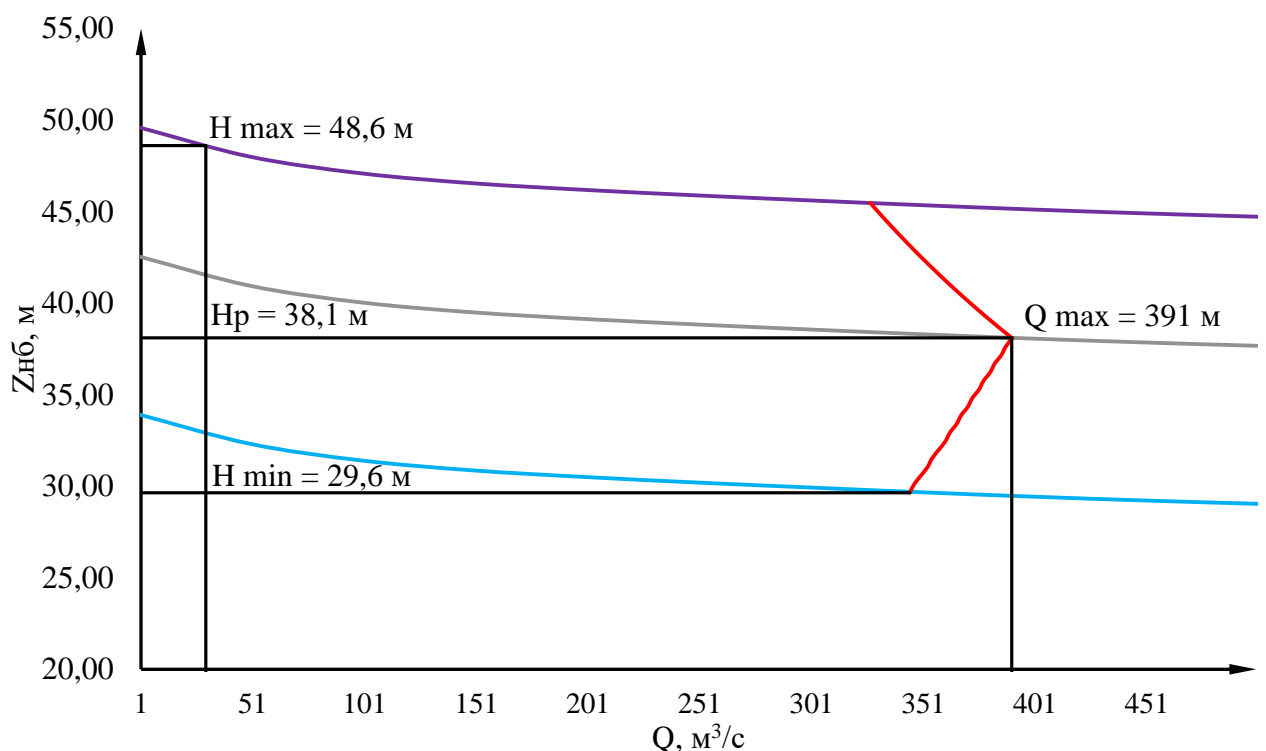


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Основным критерием, благодаря которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{\text{пред}}$, при котором обеспечивает бесперебойную работу турбины, а также отношение минимального напора на станции H_{\min} к предельному напору $H_{\text{пред}}$, при котором может работать гидротурбина, которое в свою очередь не должно превышать определённое значение.

Определенному диапазону напоров соответствуют такие гидротурбины:

- поворотно–лопастная ПЛ50–В;
- поворотно–лопастная диагональная ПЛД50–В60°.

Необходимо проверить отношение $H_{min}/H_{пред}$ по данным, представленным на рисунке 3.1. Оно должно быть больше заданных значений:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{29,60}{50} = 0,59. \quad (3.1)$$

Допустимое отношение для ПЛ50–В и ПЛД50–В60° $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,5$.

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяет условию. Параметры моделей выбранных гидротурбин занесены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин.

Параметр		ПЛ50–В	ПЛД50–В 60°
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	$H_{пред}$, м	50	50
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{opt} , об/мин	116	113
Оптимальный приведенный расход	Q'_{opt} , л/с	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,887	0,862
Приведенный максимальный расход	$Q'_{I max}$, л/с	1500	1650
Приведенный диаметр рабочего колеса (РК)	D'_1 , м	0,460	0,35
Напор модельной турбины	H_{mod} , м	12	5
Температура воды при испытании	t_{mod} , °С	21	16

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

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2. Используя стандартный ряд значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры (3.2–3.11):

– мощность агрегата в расчетной точке определяется как:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где $Q'_{I p}$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_T – КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1mod}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{mod}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{mod}}} \right), \quad (3.3)$$

где η_r – КПД генератора;

η_m – КПД модельной турбины;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_n, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

– количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 128000$ кВт);

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Расчитанное значение $Z'_{\text{агр}}$ округляется в большую сторону (Z_a).

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a}. \quad (3.5)$$

– поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_m}. \quad (3.6)$$

– частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n' = \frac{n'_{1p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{1p} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

– приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения.

$$n'_{1\text{max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta \cdot H_{\text{min}})^{0.5}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta' \cdot H_p)^{0.5}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{\text{I min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta' \cdot H_{\text{max}})^{0.5}}. \quad (3.10)$$

– произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_{\text{I p}} \cdot \eta_{\text{T}} = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{T ср}}}. \quad (3.11)$$

– произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_{\text{I}} \cdot \eta_{\text{T}} = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_{\text{T ср}}}. \quad (3.12)$$

– приведенные расходы:

$$Q'_{\text{I max}} = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{min}} \cdot \Delta'}}, \quad (3.13)$$

$$Q'_{\text{I min}} = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta'}}. \quad (3.14)$$

На главной универсальной характеристике наносятся линии $n'_{\text{I max}}$, $n'_{\text{I p}}$, $n'_{\text{I min}}$. Далее определяется окончательное положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_p подбираем такое сочетание, чтобы выполнялось равенство (3.11).

Для получения окончательного значения расчётной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n'_{\text{I min}}$ соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом находим координаты точки по уравнению (3.12).

Линия ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитывается в координаты универсальной характеристики для двух значений напора H_{min} и H_{max} по формулам (3.13) и (3.14) соответственно.

Расчитанные значения ПЛ50–В и ПЛД50–В60° нескольких диаметров представлены в приложении Б таблицах Б.1 и Б.2 соответственно.

При сравнении вариантов турбин, учитывается диаметр рабочего колеса, определяющий размеры турбины и её блока, а также частота вращения, влияющая на габариты и массу генератора, высота отсасывания, от величины которой зависит заглубление турбины, потому как турбина должна работать с максимальным КПД в диапазоне напоров от максимального до расчетного. Так же вариант должен иметь наименьшее число агрегатов при наибольшей мощности, высокий КПД в оптимальном режиме и иметь оптимальными по

совокупности такие показатели как: меньший коэффициент кавитации, наименьшая высота отсасывания.

По результатам полученных расчетов наиболее приемлемой для работы в заданных условиях является гидротурбина ПЛ50–В–500, так как она имеет:

- большой КПД в рабочей точке и точке оптимума;
- оптимальную зону работы турбины;
- большую синхронную частоту, как следствие меньше число полюсов.

Важным критерием выбора является то, что данную гидротурбину возможно доставить наземным транспортом.

Зона работы для ПЛ50–В–500 представлена в приложении Б рисунок Б.1.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.15)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования:

- работа минимального числа гидроагрегатов при максимальном напоре H_{max} и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при расчетном напоре H_p и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл}, \quad (3.16)$$

где B – барометрическое давление (10,33 м водн.ст);

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 условий;

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

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

При максимальном напоре H_{\max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{125,79}{900} - 0,17 \cdot 48,60 - 1,5 = -0,10 \text{ м.}$$

При расчетном напоре H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{126,10}{900} - 0,325 \cdot 38,10 - 1,5 = -4,02 \text{ м.}$$

При минимальном напоре H_{\min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{125,83}{900} - 0,285 \cdot 29,60 - 1,5 = -0,08 \text{ м.}$$

По результатам расчета полученные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили по летней кривой связи нижнего бьефа, представленной на рисунке 1.2.

Рассчитывали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания (3.17–3.19). Отметка установки рабочего колеса в поворотно–лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей рабочего колеса.

$$Z_{\text{рк}}(H_{\max}) = Z_{\text{НБ}}(\max) + H_{s(H_{\max})}, \quad (3.17)$$

$$Z_{\text{рк}}(H_{\text{расч}}) = Z_{\text{НБ}}(\text{расч}) + H_{s(H_{\text{расч}})}, \quad (3.18)$$

$$Z_{\text{рк}}(H_{\min}) = Z_{\text{НБ}}(\min) + H_{s(H_{\min})}. \quad (3.19)$$

Для турбины ПЛ50–В–500:

$$Z_{\text{рк}}(H_{\max}) = 125,79 + 0,10 = 125,89 \text{ м,}$$

$$Z_{\text{рк}}(H_{\text{расч}}) = 126,10 - 4,02 = 122,08 \text{ м,}$$

$$Z_{\text{рк}}(H_{\min}) = 125,83 - 0,08 = 125,75 \text{ м.}$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{\text{рк}} = 122,08$.

3.3 Выбор серийного гидрогенератора

Полученные в ходе расчётов параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по имеющимся справочным данным серийных типов, а также по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. Был выбран гидрогенератор СВ–810/160–40. Номинальные данные выбранного генератора представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Номинальные данные гидрогенератора СВ–810/160–40

Наименование величины	Обозначение	Ед. измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	78,00
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	70,4
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	4,29
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	150
Сопrotивление обмотки статора	X_d	—	0,93
Переходное сопротивление	X'_d	—	0,35
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	—	0,19
Исполнение	зонтичное		

3.4 Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме [6, рисунок 10.9, с 144] определили тип маслонапорной установки для напора 48,6 м и $D1 = 5$ м: МНУ 8/1–40–8–2, где:

8 – объем гидроаккумулятора;

1 – количество гидроаккумуляторов;

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

8 – вместительность сливного бака в м³;

2 – количество насосов.

Так как турбина поворотно–лопастная, то выбирается ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным [6], выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК–2и1–150–4, где:

2и1 – управляющая колонка 2и1;

150 – диаметр главного золотника в мм;

4 – гидромеханическая колонка 4–го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

При проектировании электрической станции, одним из главных этапов является выбор главной схемы электрических соединений, так как от выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость, а именно приспособляемость к изменяющимся условиям работы и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, также возможность дальнейшего расширения.

Для проектируемой ГЭС представлены две структурные схемы электрических соединений, а именно с одиночными и укрупненными блоками.

Данные схемы представлены на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

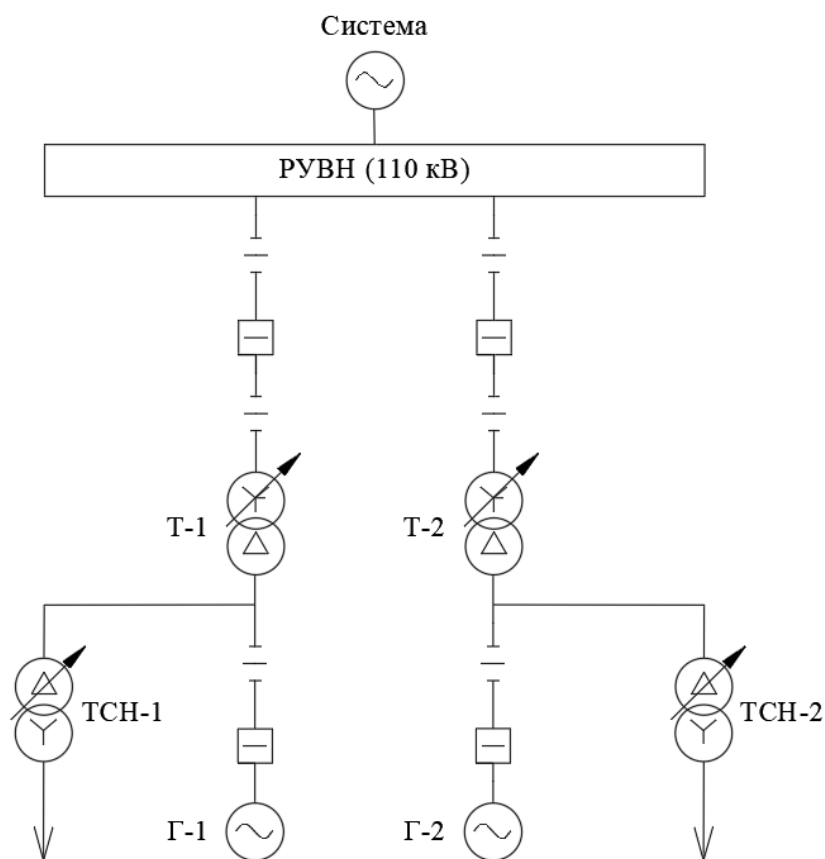


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

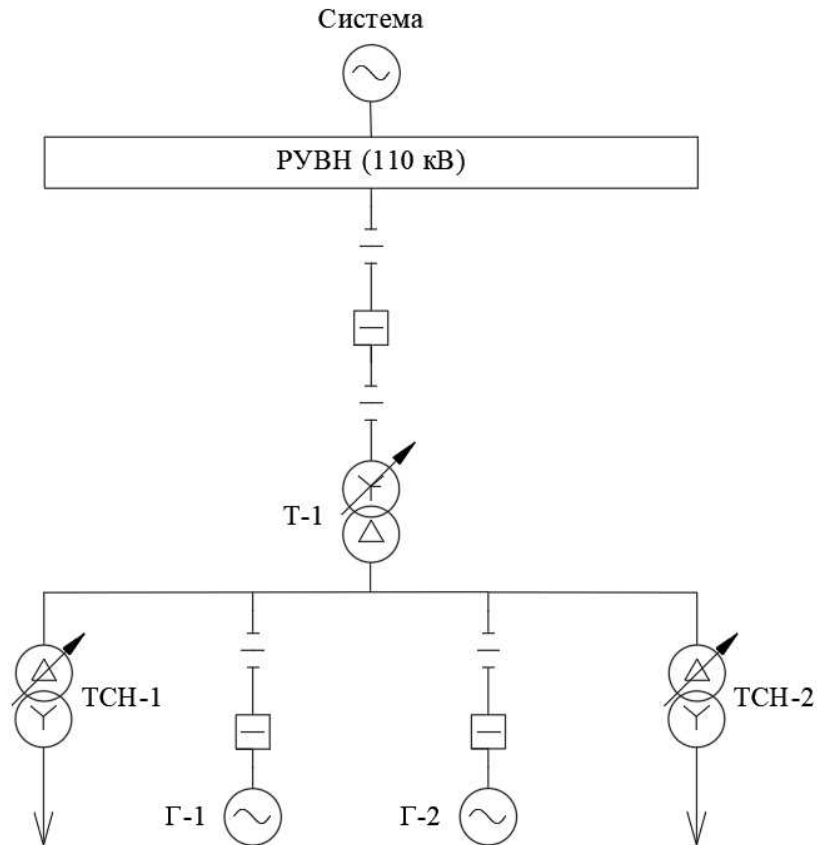


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

Схема по обеспечению собственных нужд ГЭС должна выбираться с учётом ее надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Выбор гидрогенераторов (ГГ) осуществляется по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины. Данные по гидрогенератору представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные ГГ СВ–810/160–40

Номинальная мощность		$U_{НОМ}$	$\cos\varphi$	X'_d	X''_d	X_d
S, МВА	P, МВт	кВ	о.е.	%	%	%
78	70,4	10,5	0,9	19	35	93

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора (т.е. нагрузки собственных нужд (СН)). Определим их число, тип и номинальную мощность.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{70,4 - 1,28}{0,9} = 76,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{сн}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 128 = 1,28$ МВт – мощность собственных нужд станции;

$P_{\text{уст}} = 128$ МВ · А – установленная мощность станции;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности ГГ, принимается равным 0,9.

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбираем трансформатор ТДН–80000/110. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДН–80000/110

$S_{\text{НОМ}},$ МВА	U, кВ		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{вн}},$ кВ	$U_{\text{нн}},$ кВ					
80	115	10,5	10,5	0,45	58	310	50,9

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок $T_{\text{max}} = 4000$ и время максимальных потерь τ .

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}, \quad (4.3)$$

где μ – частота ремонтов, принимается равным 1;

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

ω – параметр потока отказов трансформатора блока (0,025 и 0,05 для одиночного и укрупненного блоков соответственно);

$T_{\text{в}}$ – среднее время аварийно–восстановительных ремонтов трансформатора, принимается равным 60.

Потери холостого хода в трансформаторе считаются как:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,058 \cdot 8729 = 506,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе считаются как:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,31}{1} \cdot \left(\frac{76,8}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 687,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I = \gamma_1 \cdot \Delta W_{xx} + \gamma_2 \cdot \Delta W_H = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 506,3 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 687,2 = 9,2 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.6)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам, равный $0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч), $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для 2 блоков величина издержек:

$$I_1 = I \cdot 2 = 9,2 \cdot 2 = 18,4 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.7)$$

Стоимость ячейки трансформатора принимаем из [17, табл. 8], с учетом коэффициента [20, табл. «Дальневосточный федеральный округ»].

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора (т.е. нагрузки собственных нужд (СН)). Определим их число, тип и номинальную мощность.

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_G - P_{\text{СН}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{70,4 - (0,01 \cdot 128)}{0,9} = 153,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

По каталогу ООО «Гольяттинский Трансформатор» выбираем трансформатор ТРДЦН–160000/110. Паспортные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦН–160000/110

$S_{\text{ном}},$ МВА	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$					
160	121	10,5	11,0	0,35	85	410	53,9

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,085 \cdot 8729 = 741,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.9)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,41}{1} \cdot \left(\frac{153,6}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 908,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 741,6 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 908,9 = 12,6 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.11)$$

Для 1 блока величина издержек:

$$И_2 = U_{\text{пот}(1)} \cdot 1 = 12,6 \cdot 1 = 12,6 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.12)$$

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд (СН)

Выбираем трансформаторы собственных нужд в количестве двух штук. Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

$$S_{\text{расч}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{уст.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = 0,01 \cdot \frac{128000}{0,9} = 1422 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (4.13)$$

Выбираем трансформатор ТСЗ–1600/10/6,3 производства «Чебоксарского Электрозавода». Паспортные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ–1600/10/6,3

S _{НОМ} , МВ·А	U _Н , 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, марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст.ГЭС}} - P_{\text{с.н.гэс}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{128 - 1,28}{0,9} = 140,8 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.14)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 110 кВ согласно [1; таблица 3.1] $P_{\text{нат}} = 30 \text{ МВт}$. Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_c = 0,9$.

Количество отходящих линий 110 кВ:

$$n_L = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}}) / \cos\varphi_c} + 1 = \frac{140,8}{(1,4 \cdot 30 / 0,9)} + 1 = 4, \quad (4.15)$$

где k – коэффициент приведения натуральной мощности, принимается равным 1,2.

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{л} = 4$.

Рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{140,8}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,184 \text{ кА.} \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 0,184 = 0,193 \text{ кА,} \quad (4.17)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки, принимается равным 1,05;

α_T – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации, принимается равным 1.

Свыше 1 кВ выбор сечения осуществляется методом экономической плотности тока $\gamma = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{193}{1,1} = 175 \text{ мм}^2. \quad (4.18)$$

Согласно [22, табл. 3.15] выбираем провод АС–70/11. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{\text{доп}} = 0,265 \text{ кА}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{140,8}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,245 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$, следовательно, выбранный провод АС–70/11 удовлетворяет условию нагрева.

Характеристики провода представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры воздушной линии АС–70/11

Число проводов в фазе	R_0	X_0	B_0
шт.	Ом/км	Ом/км	10^{-6} См/км
1	0,422	0,444	2,547

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико–экономического расчёта

Так как проектируемая станция имеет мощность 128 МВт, а также низкие температуры в зимний период, то целесообразно применить КРУЭ 110 кВ.

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов СН и ячеек РУ ВН. Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K_i = (k + n) \cdot K_{\text{КРУЭ}} + i \cdot K_{\text{с.т.}} + m \cdot K_{\text{т.с.н.}}, \quad (4.20)$$

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

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

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

k – количество присоединений;

n – количество служебных присоединений;

i – количество силовых трансформаторов;

m – количество трансформаторов собственных нужд.

Капиталовложения K_1^{110} для схемы с единичными блоками:

$$K_1^{110} = (6 + 1) \cdot 9,7 + 2 \cdot 50,9 + 3 \cdot 0,7 = 171,82 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения K_2^{110} для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2^{110} = (5 + 1) \cdot 9,7 + 1 \cdot 53,9 + 3 \cdot 0,7 = 114,21 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + И_i, \quad (4.21)$$

где E_n – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ, принимается равный 15 %.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 171,82 + 0,0184 = 25,79 \text{ млн руб./год;}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 114,21 + 0,0253 = 17,16 \text{ млн. руб./год.}$$

Определим разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{25,79 - 17,16}{25,79} \cdot 100\% = 33,62\%. \quad (4.22)$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем делаем вывод, что первый варианта является хоть и экономически дороже, и разность между двумя вариантами составила 33,62 %, но выбрать схему необходимо из технических соображений.

Станция имеет 2 генератора, значит правильнее и надежнее будет выбрать схему с одиночными блоками, так как при выведении одного блока в аварийном

режиме и при ремонтах станция продолжит снабжать электроэнергией потребителей, тем самым повышается надежность по сравнению со схемой с объединенными блоками. Таким образом, выбираем схему с одиночными блоками.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–110 кВ:

- 2 одиночных блока;
- 4 ВЛЭП.

Итоговое число присоединений равно 6. При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем одну рабочую секционированную выключателем систему шин. Схема представлена на рисунке 4.3.

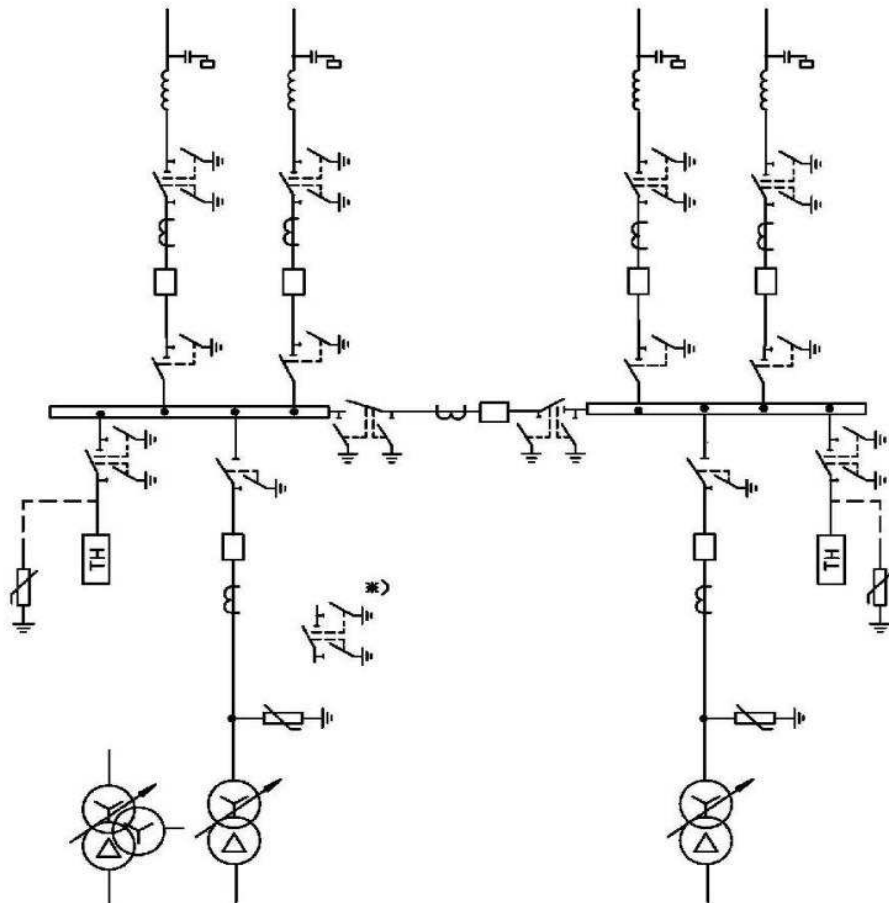


Рисунок 4.3 – Схема РУВН №110–9

4.6 Расчёт токов короткого замыкания (КЗ)

4.6.1 Исходные данные для расчетов

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах. Сопротивления синхронного генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,19 \cdot \frac{10,5^2}{78} = 0,298 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;
 $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора;
 $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,298}{314 \cdot 0,4} = 0,0024 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;
 $T_{a,\Gamma}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,4 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{кз}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 80} = 17,36 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

где $u_{\text{кз}\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;
 $U_{\text{ВН}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{310 \cdot 115^2}{80^2} = 0,64 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность трансформатора;
 $\Delta P_{\text{к}}$ – потери КЗ в трансформаторе.

Сопротивления ВЛ 110 кВ:

$$x_{\text{ВЛ}} = x_{o,\text{уд}} \cdot l = 0,432 \cdot 55 = 23,76 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где $x_{o,\text{уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;

l – длина ВЛ;

n – число параллельных линий.

$$r_{\text{ВЛ}} = r_{o,\text{уд}} \cdot l = 0,422 \cdot 55 = 23,21 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где $r_{o,\text{уд}}$ – удельное активное сопротивление ВЛ.

Сопротивление системы:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{б1}}^2}{S_{\text{к.з}}} = \frac{115^2}{100} = 132,25 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где $U_{\text{б1}}$ – базисное напряжение системы;

$S_{\text{к.з}}$ – мощность короткого замыкания системы.

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{132,25}{0,03 \cdot 314} = 14,04 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

где $T_{a,c}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, равная 0,03 с.

ЭДС генераторов:

$$E_r = E''_* \cdot U_{\delta 2} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.31)$$

где $U_{\delta 2}$ – базисное напряжение генератора;

E''_* – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.

ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{\delta 1} = 1 \cdot 115 = 115 \text{ кВ}, \quad (4.32)$$

где E''_{*c} – значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{115} = 0,09. \quad (4.33)$$

4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

Ниже указаны таблицы, представленные на рисунках 4.4–4.6 с внесенными в ПК исходными данными для необходимого расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	г1		11				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	г2		11				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	т1		11				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	т2		11				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	КРУЭ		115				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Сеть		115				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_анц	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	3		г1 - т1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	4		г2 - т2							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5		т1 - КРУЭ	0,64	17,36					0,090
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		т2 - КРУЭ	0,64	17,36					0,090
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		КРУЭ - Сеть	23,21	23,76					
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		КРУЭ - Сеть	23,21	23,76					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,002	0,298	0,002	0,298	0,002	0,298	11,865
2			2	Генератор 2	2	0,002	0,298	0,002	0,298	0,002	0,298	11,865
3			4	Система	6	14,040	132,250	14,040	132,250	14,040	132,250	115,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

На рисунках 4.7 и 4.8 изображены результаты расчёта токов трёхфазного КЗ на выводах генераторов и КРУЭ 110 кВ соответственно.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1					23,2023	-89,52

Рисунок 4.7 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на выводах генераторов

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	5	5	3ф	5					9,0645	-87,51

Рисунок 4.8 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на КРУЭ 110 кВ

На рисунке 4.9 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на КРУЭ 110 кВ.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	5	5	1ф	5					4,4944	-87,53			4,4944	-87,53			4,4944	-87,53

Рисунок 4.9 – Результат расчёта однофазного КЗ на КРУЭ 110 кВ

4.6.3 Результаты расчёта токов КЗ

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчетов токов КЗ

Тип КЗ	Местоположение ТКЗ	$I_{п.о.}$, кА	$K_{уд}$	i_y
1ф	КРУЭ 110 кВ	13,48	1,61	30,70
3ф	КРУЭ 110 кВ	9,06	1,61	20,64
3ф	Вывода генераторов 10,5 кВ	23,20	1,98	64,94

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить соблюдение требований термической стойкости аппаратов и проводников.

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{78}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,503 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

Рабочий ток присоединений силового трансформатора будет равен:

$$I_{тр-ра} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{78}{\sqrt{3} \cdot (115-5\%)} = 0,412 \text{ кА кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий ток в линиях связи:

$$I_{раб.маx} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{140,8}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,185 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

По ЛЭП ток утяжеленного режима, который определяется при отключении одной из линии:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{140,8}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,246 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Генераторные распределительные устройства отвечают высочайшим требованиям к качеству и технологиям, высокая эксплуатационная надежность и высокий коэффициент готовности установки, что, в итоге, сокращает суммарные расходы, так же имеет ряд преимуществ, таких как:

- Увеличение экономической эффективности и повышение коэффициента эксплуатационной готовности;
- Оптимальная личная безопасность;
- Экологичность;
- Минимальные затраты на монтаж, техническое обслуживание и текущее содержание.

Генераторная распределительная установка, компании ООО «Сименс», VB1–D с вертикальной сборной шиной благодаря технологии, переключающей выкатной тележкой каретки, предлагает высокую эксплуатационную готовность и надежную и экономичную выработку энергии. Несложные технические приемы облегчают установку, техобслуживание и ремонт.

Благодаря классификации стойкости к паразитной дуге IAC A FLR 63 кА, 0,3 с, VB1–D гарантирует максимальную защиту персонала, а благодаря категории эксплуатационной готовности LSC 2B и классу ограничения распространения дуги PM – максимальную безотказность в работе. Изолированная воздухом и экранированная металлом установка прошла типовое испытание в соответствии со стандартом IEC 62271–200 и подходит для установки в помещениях.

Компактные габариты делают ее оптимальной для использования с гидроэлектростанциями. Установку можно расширять, что позволяет применять ее с несколькими генераторами.

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

Паспортные данные VB1–D представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры и проверка генераторной распределительной установки VB1–D

Параметры	Данные по каталогу	Расчётные данные
Диапазон применения	50 МВт – 110 МВт	70,4 МВт
Расчётное напряжение	до 17,5 кВ	10,5 кВ
Сила рабочего тока	до 5100 А	4503 А
Продолжительность расчётного кратковременного тока	до 63 кА/3с	23,20 кА
Расчётный импульсный ток	до 173 кА	64,94 кА
Классификация стойкости к паразитной дуге	дугостойкость до IAC A FLR, 63кА/1 сек.	
Класс защиты	IP4X	
Категория эксплуатационной готовности	LSC 2B	
Установка	внутри помещений	
Способ подключения	кабель, шина с твёрдой изоляцией	
Установка с несколькими генераторами		

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–У3. Производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» Проверка трансформатора тока ТШЛ–10–У3 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10–У3

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 4,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 5 \text{ кА}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ–СЭЦ–10. Производитель ОАО «Элетроцит Самара». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ–СЭЦ–10 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

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

$$I_{\Gamma.\text{раб.max}} \leq I_{\text{ном}};$$

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

Выбран разъединитель типа РВРЗ–10/5000 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО», параметры представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Параметры и проверка разъединителя РВРЗ–10/5000 МУЗ

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma.\text{раб.max}} = 4503 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 23,20 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 64,94 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 23,20^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 43,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, указаны в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

Выбран анализатор, производимый фирмой ООО «НПФ Прософт–Е».

АПКЭ–1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. Анализатор АПКЭ–1 позволяет вести контроль основных показателей качества электроэнергии (ПКЭ) путем измерения текущих ПКЭ и их статической обработки, также сохранять полученные данные для анализа и сопоставления с нормативными значениями и протокола измерений.

В качестве синхронизатора был выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС–М3, производитель ООО «АСУ–ВЭИ». Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации. Может быть использован также для включения линии электропередачи, связывающей несинхронные части энергосистемы, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

4.9 Выбор параметров КРУЭ

Было выбрано КРУЭ серии ЯГГ–110 производства АО ВО «Электроаппарат». Основными элементами данного распределительного устройства являются: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, которые находятся в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом. Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Основные паспортные данные КРУЭ ЯГГ–110 представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору КРУЭ 110 кВ

Параметры	Расчетные данные	ЯГГ–110
Номинальное рабочее напряжение, кВ	110	до 126
Ток максимальный рабочий, кА	4,5	до 5
Ток КЗ, кА	23,20	до 50
Ударный ток, кА	64,94	до 125

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть оснащено комплексом специальных автоматических устройств для предотвращения опасных последствий, повреждений и ненормальных режимов. Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надежная работа современной энергосистемы. Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры генератора представлены в таблице 5.1. Номинальные данные блочного трансформатора представлены в таблице 5.2. Номинальные данные трансформатора собственных нужд представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ–810/160–40
мощность номинальная	полная	78 МВА
	активная	70,4 МВт
номинальное напряжение		10,5 кВ
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,9
частота		50 Гц
частота вращения		150 об/мин
номинальный ток статора		4289 А
ток ротора при номинальной нагрузке		1185 А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		315 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,93
	переходное $X'd$	0,35
	сверхпереходное $X''d$	0,19
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,20
емкость обмотки статора		0,5 мкФ/фазу

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора

Тип	Ед. изм.	ТД–80000/110
мощность номинальная	МВА	80
номинальное напряжение	кВ	115/10,5
напряжение короткого замыкания	%	10,5
группа соединений	—	Y_n/Δ

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	Ед. изм.	ТСЗП–1600/10–М–УЗ
мощность номинальная	МВА	3
номинальное напряжение	кВ	10,5/6,3
Ток преобразователя	А	1600

5.2 Перечень защит блока генератор–трансформатор

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На генераторе СВ–810/160–40 устанавливаются защиты от:

- замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- продольная дифференциальная защита генератора от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- перегрузки генератора токами обратной последовательности;
- симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток трансформатора;
- перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения;
- повышения напряжения на статоре генератора и трансформаторе блока;
- замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;
- асинхронного режима с потерей возбуждения;
- от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- от повышения напряжения;
- от длительной форсировки;
- устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

На силовом трансформаторе ТД–80000/110 устанавливаются защиты от:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- 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 потери охлаждения;
- защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 110 кВ:

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

Резервные защиты:

- трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- 4–х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

– УРОВ 110кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110кВ).

Противоаварийная автоматика:

- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР).

Защита выпрямительного трансформатора:

- максимальная токовая защита;
- защита токовой отсечки без выдержки времени.

5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи.

На генераторном напряжении:

$$I_{нг}^{(1)} = \frac{P_{ном}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{70,4 \cdot 10^3 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4288,9 \text{ А.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{нг}^{(2)} = \frac{K_{сх} I_{нг}^{(1)}}{K_{тт}} = \frac{1 \cdot 4288,9}{5000/5} = 4,29 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Далее по известным значениям тока ротора определяем длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{дд,рот.} = 1,1 \cdot I_{рот} = 1,1 \cdot 1185 = 1303,5 \text{ А.} \quad (5.3)$$

По каталожным данным выбираем систему возбуждения ТСС–320–1400–2,5 УХЛ4. Характеристики приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Технические характеристики выбранной системы возбуждения.

Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
1400	320
2340	490

Выбор выпрямительного трансформатора производится также по каталожным данным. Был выбран трансформатор, технические характеристики которого приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Технические характеристики выпрямительного трансформатора ТСЗП–1600/10–М–У3

Мощность, кВА	Увент, В	Упреоб,В	Ипреоб,А
1482	655	825	1600

Проверяя выбранный трансформатор на перегрузочную способность, необходимо определить кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки. При этом коэффициент перегрузки считается по формуле 5.4:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{н ТЕ}}}, \quad (5.4)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, А;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, принимается равным 0,816;

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

$$k_{\text{пер}} = \frac{2340 \cdot 0,816}{1305,6} = 1,46.$$

По данным ГОСТ допустимая перегрузочная способность при 50% составляет 18 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора. Данные по перегрузке представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Допустимые длительности перегрузки по току.

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

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Защита системы возбуждения

Для расчета уставок защит выпрямительного трансформатора необходимо выполнить расчет значения токов короткого замыкания в точке 1 – перед выпрямительным трансформатором и в точке 2 – после выпрямительного трансформатора, что показано на рисунке 5.1.

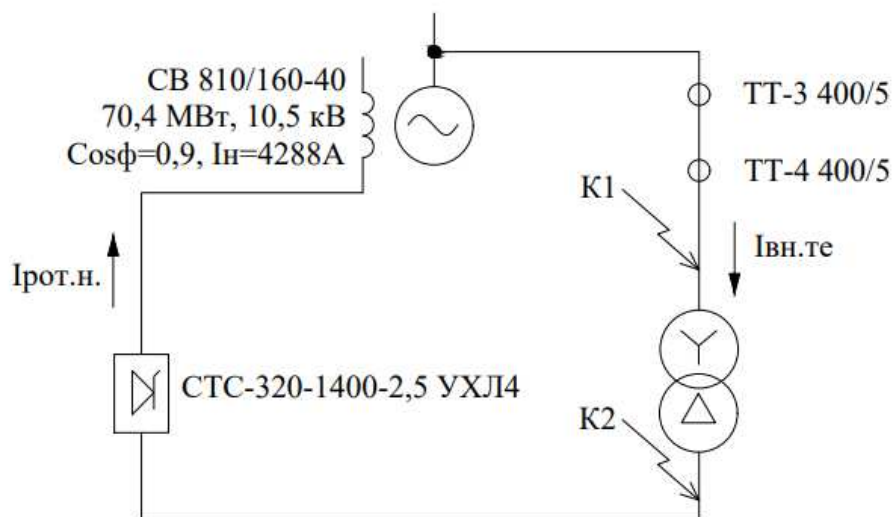


Рисунок 5.1 – Схема системы возбуждения с указанием точек КЗ

Ток трехфазного короткого замыкания в точке 1 рассчитывается по формуле 5.5:

$$I_{КЗ 1}^{(3)} = \frac{E''}{X_d''} I_{ном ген}, \quad (5.5)$$

где E'' – сверхпереходное ЭДС генератора в сети, принимается равным 1,08 о.е.;
 X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора,
 $I_{ном ген}$ – номинальный ток генератора, А.

$$I_{КЗ 1}^{(3)} = \frac{1,08}{0,19} \cdot 4288,89 = 24378,95 \text{ А.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке 1 рассчитывается по формуле 5.6:

$$I_{КЗ 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗ 1}^{(3)}, \quad (5.6)$$

где $I_{КЗ 1}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания в точке 1.

$$I_{КЗ 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 24378,95 = 21112,79 \text{ А.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке 2 рассчитывается по формуле 5.7:

$$I_{КЗ 2}^{(3)} = \frac{I_{ВН ТЕ}}{u_{к\%}} \cdot 100\%, \quad (5.7)$$

где $I_{ВН ТЕ}$ – номинальный ток выпрямительного трансформатора:

$$I_{ВН ТЕ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{1482}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 81,49 \text{ А.}$$

где $u_{k\%}$ – напряжение короткого замыкания.

$$I_{КЗ 2}^{(3)} = \frac{81,49}{5} \cdot 100\% = 1629,78 \text{ А}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке 2 рассчитывается по формуле 5.6:

$$I_{КЗ 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1629,78 = 1411,43 \text{ А.}$$

Принимаем коэффициент трансформации с запасом в связи с насыщением трансформатора тока: $k_{ТТ} = \frac{400}{5}$.

5.4.2 Максимальная токовая защита выпрямительного трансформатора ТЕ

Уставка МТЗ по току отстраивается от максимального значения тока форсировки возбуждения, за которое целесообразно принять 2,5 – кратное значение номинального тока тиристорного возбудителя. Чувствительность МТЗ, определяется как отношение тока двухфазного КЗ за трансформатором к току уставки, должна быть не ниже 1,5. Расчет защиты проводится в следующей последовательности:

Ток срабатывания МТЗ считается по формуле 5.8:

$$I_{ср} = \frac{k_{н} k_{ф} k_{сх} I_{рот}}{k_{в} k_{ТТ} n_{ТЕ}}, \quad (5.8)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности, для данной защиты принимается равным 1,2;

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

$I_{рот}$ – номинальный ток ротора;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,8;

$k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$n_{ТЕ}$ – коэффициент трансформации выпрямительного трансформатора, считается по формуле $n_{ТЕ} = \frac{U_{ген}}{U_{НТЕ}} = \frac{10500}{655} = 16,03$.

$$I_{ср} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1185}{0,8 \cdot \frac{400}{5} \cdot 16,03} = 2,83 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности считается по формуле 5.9 и должен выполнять условие 5.10.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}}{I_{\text{ср КТТ}}}, \quad (5.9)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}$ – ток двухфазного короткого замыкания в точке 2 в минимальном режиме работы, работает в режиме холостого хода генератора).

$$k_{\text{ч}} \geq 1,5; \quad (5.10)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1411,43}{2,83 \cdot 80} = 6,24 \geq 1,5 \text{ – условие выполняется.}$$

Ток срабатывания в относительных единицах считается по формуле 5.11:

$$I_{\text{ср МТЗ}} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{н}2}}, \quad (5.11)$$

где $I_{\text{н}2}$ – ток, рассчитываемый как $\frac{I_{\text{ВН ТЕ}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{81,49}{\frac{400}{5}} = 1,02 \text{ А.}$

$$I_{\text{ср МТЗ}} = \frac{2,83}{1,02} = 2,78 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет:

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,4 \text{ с.}$$

5.4.3 Токовая отсечка системы возбуждения

Ток срабатывания токовой отсечки считается по формуле 5.12:

$$I_{\text{ср ТО}} = \frac{k_{\text{н}} I_{\text{КЗ}2}^{(3)}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.12)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, для данной защиты принимается 1,4;
 $I_{\text{КЗ}2}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ в точке 2, приведенный к стороне ВН ТЕ;
 $k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{\text{ср}} = \frac{1,4 \cdot 1629,78}{\frac{400}{5}} = 28,52 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности считается по формуле 5.13 и должен выполнять условие 5.14.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ1}}^{(2)}}{I_{\text{ср}} k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.13)$$

$$k_{\text{ч}} \geq 2; \quad (5.14)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{21112,79}{28,52 \cdot 80} = 9,25 \geq 2 - \text{следовательно условие выполняется.}$$

Ток срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{ср ТО}} = \frac{28,52}{1,02} = 28,0 \text{ о. е.}$$

5.4.4 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах, отличается абсолютной селективностью.

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 4288,9 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 5000/5 \text{ А}$.

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 в номинальном режиме:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} \cdot K_{\text{Н}}, \quad (5.15)$$

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

f_i – относительная погрешность трансформаторов тока, принимается 0,1;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток генератора, А;

$K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 2.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4288,9 \cdot 2 = 428,89 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}}, \quad (5.16)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 2.

$$I_{НОМ 2} = \frac{I_{НОМ}}{k_{ТТ}} = \frac{4288,89}{5000/5} = 4,29 \text{ А}; \quad (5.17)$$

$$I''^{(3)}_{(к2)} = \frac{I_{к3 2}^{(3)}}{k_{ТТ}} = \frac{1629,78}{5000/5} = 1,63 \text{ А}; \quad (5.18)$$

Ток срабатывания дифференциальной защиты генератора с учетом отстройки защиты от тока трехфазного короткого замыкания на стороне низшего напряжения (НН) выпрямительного трансформатора:

$$I_{СР.0} \geq I''^{(3)}_{(к2)} \cdot K_H, \quad (5.19)$$

где K_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,1.

$$I_{СР.0} \geq 1,63 \cdot 1,1 = 1,79 \text{ А.}$$

$$I_{СР.0 \text{ о.е.}} = \frac{I_{СР.0}}{I_{НОМ 2}} = \frac{1,79}{4,29} = 0,42 \text{ о. е.}$$

Принимаем уставку срабатывания больше $I_{СР.0 \text{ о.е.}}$ равное 0,45 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 токах коротких замыканий.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(кз)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС \text{ СКВ}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 25508 = 2551 \text{ А}, \quad (5.20)$$

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

f_i – относительная погрешность трансформаторов тока равный 0,1;

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

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

$$I_{МАКС \text{ СКВ}} = \frac{E''}{x''_d} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,19} \cdot 4288,89 = 25508 \text{ А}. \quad (5.21)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(кз)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 25508 = 2551 \text{ А};$$

Ток торможения в режиме протекания по генератору максимальных СКВОЗНЫХ ТОКОВ:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ (макс)}(I_{СКВ (макс)} - I_{НБ (макс)})\cos\alpha}, \quad (5.22)$$

где α – угол между векторами плеч защиты в диапазоне 10 – 20 град.
Таким образом, максимальный ток небаланса равен по формуле 5.22:

$$I_T = \sqrt{25508(25508 - 2551)\cos 15} = 23783 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.23)$$

где K_H – коэффициент надежности, принимается равным 2.

$$K_T > \frac{2551 \cdot 2}{23783};$$

$$K_T > 0,21;$$

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,45}{0,5} = 0,9. \quad (5.24)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,45}{0,5} = 0,9. \quad (5.25)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$. При такой уставке условие выполняется.

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_{НОМ Г} = 6 \cdot 4288,89 = 25733,34 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{25733,34}{5000/5} = 25,73 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{25,73}{4,29} = 6,00 \text{ о. е.}$$

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

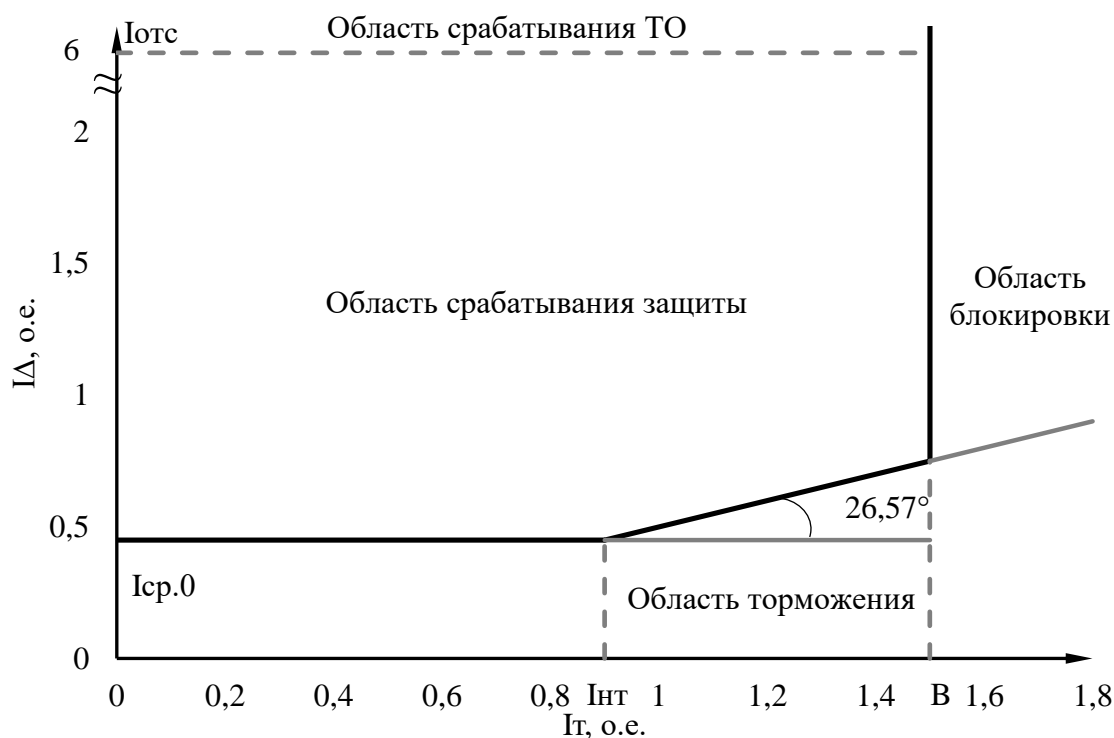


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена при помощи двух органов напряжения:

1) Первый орган (U0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U0 и защищает 85–95% витков обмотки статора со

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

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

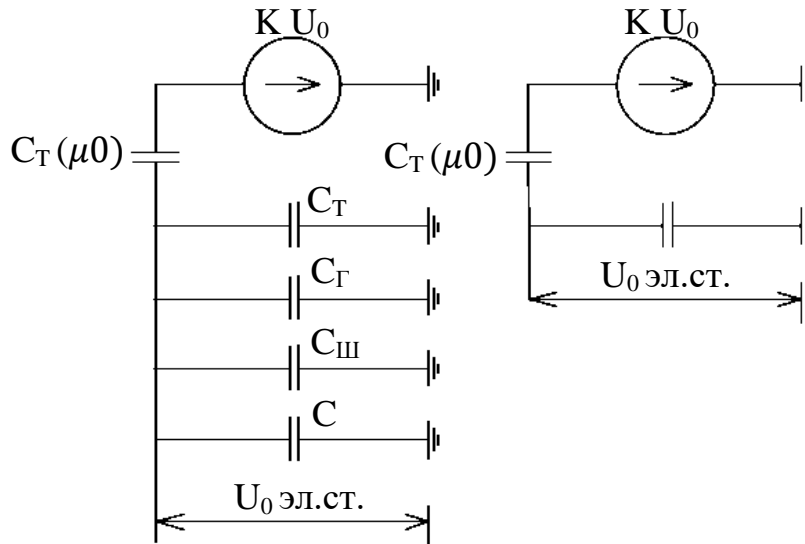


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{эл.ст.}}$.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_{\Sigma} &= C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{В.Г}} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = \\ &= 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \end{aligned} \quad (5.26)$$

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

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

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

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

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

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 22132 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,965} = 113,46, \quad (5.27)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ.} \quad (5.28)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения считается:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 5,51 \text{ А.} \quad (5.29)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3 \cdot U_0 \text{ ЭЛ.СТ}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,3}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 113,46}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 6,32 \text{ В,} \quad (5.30)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,3;

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

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно–ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники 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} :

$$X = \frac{1}{K_{\text{T}}+2} = \frac{1}{1,2+2} = 0,313 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

При $K_{\text{T}} = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.4.6 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)

1) Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.32)$$

2) В дополнение к указанной выше защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенной для работы в режиме холостого хода, а также при сбросе нагрузки.

Орган $U1>$ вводится в работу в режиме ХХ генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.33)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

5.4.7 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. На относительный ток обратной последовательности реагирует защита I_{*2} :

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.34)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{доп} = A / I_{*2}^2, \quad (5.35)$$

где A – параметр, заданный заводом–изготовителем, принимается равным 30.

Защита включает в себя следующие органы:

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

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

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{H}} = 0,07 \cdot \frac{4288,89}{5} = 0,3 \text{ А.} \quad (5.36)$$

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 $I_{*2} = 0,14 \text{ о. е.}$ – сделаем расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30,00}{0,14^2} = 1530,61.$$

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

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

где K_{H} – коэффициент надежности, принимается равным 1,2.

$$I_{2\text{пуск}} = 0,12 \cdot I_{\text{H}}.$$

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки оставляем равным $T_{\text{макс}} = 1530 \text{ сек.}$, при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2};$$

$$t_{\text{max}} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2192 \text{ с.}$$

По указанию завода–изготовителя МПЗ НПП ЭКРА минимальное время срабатывания защиты принимаем:

$$t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с.}$$

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

$$t_{CP} = \frac{A_{ИО}}{(I_{*2})^2}, \quad (5.37)$$

$$A_{ИО} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,12
Длительность (с)	30	83,3	120,0	187,5	333	750	1530

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

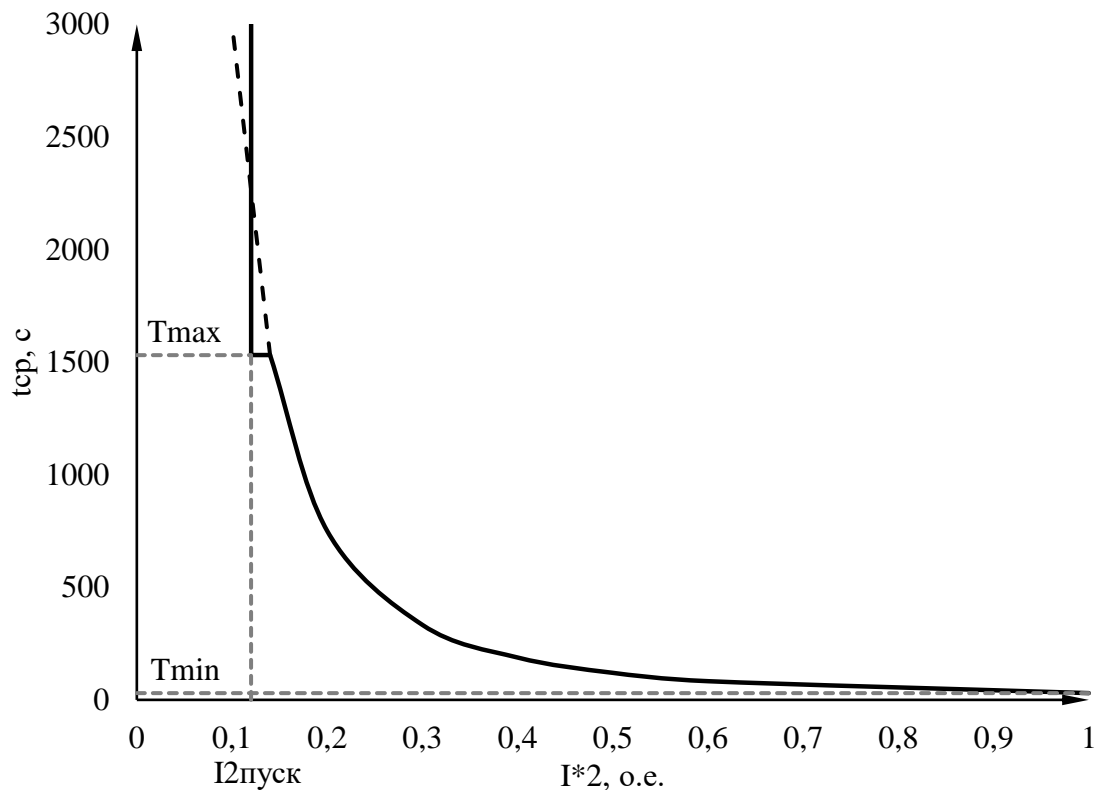


Рисунок 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 2192 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону, а также процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора и гашение полей. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно обозначается временем «полного охлаждения» ($I_{\text{охл}}$). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода—изготовителя:

$$t_{\text{охл}} = \frac{A}{I_{*2\text{Длит доп}}^2}$$

В нашем случае уставка времени полного охлаждения будет равна 1530 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.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию: по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном коротком замыкании в конце линии 110 кВ расчет будет произведен в относительных единицах, поэтому приняты базовые величины в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Принятые базовые значения для расчёта.

$S_6, \text{ МВА}$	100
$U_{61}, \text{ кВ}$	10,5
$E', \text{ о.е.}$	1
$U_{62}, \text{ кВ}$	115

Ток базовый, приведенный стороне НН, рассчитывается по формуле 5.38:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{61}}, \quad (5.38)$$

где S_6 – базовая мощность, берётся из таблицы 5.8;

U_{61} – базовое напряжение низшей стороны, берётся из таблицы 5.8.

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5498,6 \text{ А.}$$

Аналогично рассчитывается ток, приведенный к стороне ВН:

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 502,0 \text{ А.}$$

Сопротивление генератора в относительных единицах определяется по формуле 5.39:

$$X_{G \ 6} = x''_d \frac{U_H^2}{S_H} \frac{S_6}{U_{61}^2}, \quad (5.39)$$

где x''_d – сверхпереходное сопротивление генератора;

U_H – номинальное напряжение генератора, кВ;

S_H – номинальная полная мощность генератора, МВА.

$$X_{G \ 6} = 0,19 \cdot \frac{100}{78} = 0,244 \text{ о. е.}$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах определяется по формуле 5.40:

$$X_{T \ 6} = \frac{u_{к,0}}{100} \frac{U_H^2}{S_H} \frac{S_6}{U_{61}^2}, \quad (5.40)$$

где $u_{к,0}$ – напряжение короткого замыкания, о.е.;

U_H – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

S_H – номинальная полная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{T \ 6} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,131 \text{ о. е.}$$

Сопротивление обратной последовательности определяется по формуле 5.41:

$$X_{2 \text{ баз.}}^* = X_2 \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,20 \cdot \frac{100}{78} = 0,256 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление будет равно:

$$X_{\Sigma} = X_{G\delta} + X_2 + 2X_{T\delta} = 0,244 + 0,256 + 2 \cdot 0,13 = 0,762 \text{ о. е.}$$

Ток обратной последовательности при двухфазном КЗ на шинах ВН в относительных единицах определяется по формуле 5.41:

$$I_{(2)}^{*(2)} = \frac{E'}{X_{\Sigma}}, \quad (5.41)$$

где E' – базовое ЭДС на шинах ВН блока в минимальном режиме работы, принятое по таблице 5.8.

$$I_{(2)}^{*(2)} = \frac{1}{0,762} = 1,3 \text{ о. е.}$$

Переведем ток в именованные единицы:

$$I_{2}^{*(2)} = I_{2.кз.}^{*(2)} \cdot I_{баз1} = 1,3 \cdot 5498,6 = 7148,18 \text{ А.}$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I_{2}^{*(2)}}{k_{\text{ТТ}}};$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{7148,18}{\frac{5000}{5}} = 7,15 \text{ А};$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{7,15}{1,2} = 5,96 \text{ А};$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{С.З.о.е.}}^* \leq \frac{I_{2 \text{ с.з.}}}{I_{баз}};$$

$$I_{2\text{С.З.о.е.}}^* \leq \frac{5,96}{4,3} = 1,385 \text{ о. е.}$$

В соответствии с указаниями завода–изготовителя при проектировании принимаем уставку отсечки из диапазона 0,5–0,8 $I_{ном.ген.}$. При этом коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 1,2$. Принимаем уставку 0,8 $I_{ном.ген.}$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с

отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключении СВ, 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.8 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.

$$I_{P1СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{г.раб}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 4288,89}{0,98} = 4595,24 \text{ А}; \quad (5.42)$$

$$I_{2 \text{ ген.н.}} = \frac{I_{г.раб}}{K_{ТТ}} = \frac{4288,89}{\frac{5000}{5}} = 4,29 \text{ А}; \quad (5.43)$$

$$I_{2 P1СИГН.} = \frac{I_{P1СИГН.}}{K_{ТТ}} = \frac{4595,24}{\frac{5000}{5}} = 4,60 \text{ А}; \quad (5.44)$$

В относительных единицах:

$$I_{2 P СИГН. \text{ о.е.}} = \frac{I_{2 P1СИГН.}}{I_{2 \text{ ген.н.}}} = \frac{4,60}{4,29} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.45)$$

где K_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,05;

K_B – коэффициент возврата, принимается равным 0,98.

Выдержка времени принимается равной $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P1ПУСК.} = \frac{K_H \cdot I_{г.раб}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 4288,89}{0,98} = 4726,53 \text{ А}; \quad (5.46)$$

$$I_{2 P1ПУСК.} = \frac{I_{P1ПУСК.}}{K_{ТТ}} = \frac{4726,53}{\frac{5000}{5}} = 4,73 \text{ А}; \quad (5.47)$$

В относительных единицах:

$$I_{2 P СИГН. \text{ о.е.}} = \frac{I_{2 P1ПУСК.}}{I_{2 \text{ ген.н.}}} = \frac{4,73}{4,29} = 1,10 \text{ о. е.} \quad (5.48)$$

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	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

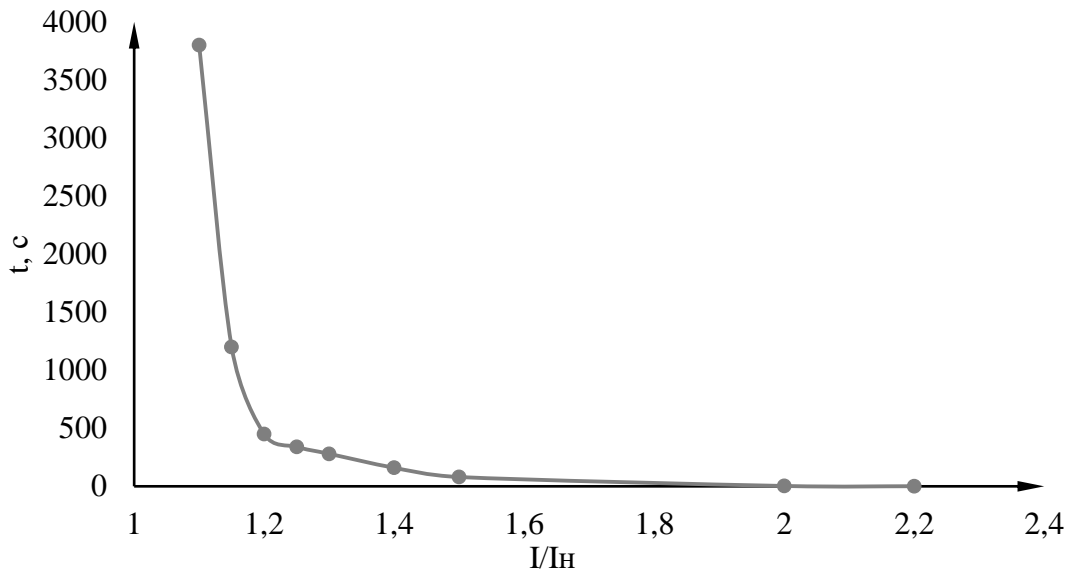


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B}; \quad (5.49)$$

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{1,2 \cdot 4288,89}{0,98} = 5251,70 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ ТО}}}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (5.50)$$

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{5251,70}{5000/5} = 5,25 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ ТО}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}; \quad (5.51)$$

$$I_{1\text{ ТО}}^* = \frac{5,25}{4,31} = 1,22 \text{ о. е.}$$

Чувствительность защиты проверяется при трехфазном КЗ на шинах высшего напряжения блока в установившемся режиме короткого замыкания:

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*}; \quad (5.52)$$

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{1}{0,244+0,131} = 2,67 \text{ о. е.};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{*(3)}}{I_{1\text{ ТО}}^*} \geq 1,2; \quad (5.53)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,67}{1,22} = 2,2 > 1,2.$$

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

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}{K_{\text{В}} \cdot K_{\text{ТН}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.54)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение СВ 110 кВ, 8,5 с на блочных выключателях 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Отважной ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 8,27 + \frac{0,8}{4} \cdot 33,22 = 13,26 \text{ Ом}, \quad (5.55)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ.

$$Z_T = \frac{0,05 \cdot 115^2}{80} = 8,27 \text{ Ом}.$$

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(21,21)^2 + (23,76)^2} = 33,22 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,05 \cdot \frac{78}{80} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{78}{115^2} \cdot 33,22 = 0,078.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,065 \cdot 1,89 = 0,124 \text{ Ом}, \quad (5.56)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{78} = 1,41$.

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} = 0,11 \cdot \frac{5000/5}{10500/100} = 1,05 \text{ Ом}. \quad (5.57)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,94 \text{ Ом}$.

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс аварийно–ремонтного затвора.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 4288,89} = 1,41 = 1,89 \text{ Ом},$$

где $I_{\Gamma}^{(1)}$ – номинальный ток статора, А.

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 1,41 \cdot \frac{5000/5}{10500/100} = 13,43 \text{ Ом}. \quad (5.58)$$

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

$$I_{\Phi}^* = \frac{I_{\Phi}}{I_{\text{р.НОМ}}^{(1)}} = \frac{2340}{1185} = 2,0 \text{ о. е.}, \quad (5.59)$$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}^*}{I_{\Phi}^*} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,1} = 0,48 \text{ о. е.} \quad (5.60)$$

Во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^2 = Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* \cdot Z_{\text{баз.}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,48 \cdot 1,41 \cdot \frac{5000/5}{10500/100} = 6,45 \text{ Ом}, \quad (5.61)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,1} = 0,47. \quad (5.62)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 61,97^{\circ}$.

Угол нагрузки в нормальном режиме равен $\varphi_{\text{НАГР.Н}} = 25,84^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}^*}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,48}{1,1} = 0,40 \text{ о. е.}, \quad (5.63)$$

$$Z_{2\text{сз}} = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз.}} = 0,40 \cdot 1,41 = 0,56 \text{ Ом.} \quad (5.64)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2\text{сз}} = Z_2 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,56 \cdot \frac{5000/5}{10500/100} = 5,33 \text{ Ом.} \quad (5.65)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 5,33 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{см1}} = 0,21 \text{ Ом, } Z_{\text{см2}} = 1,07 \text{ Ом.}$

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение поля генератора.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

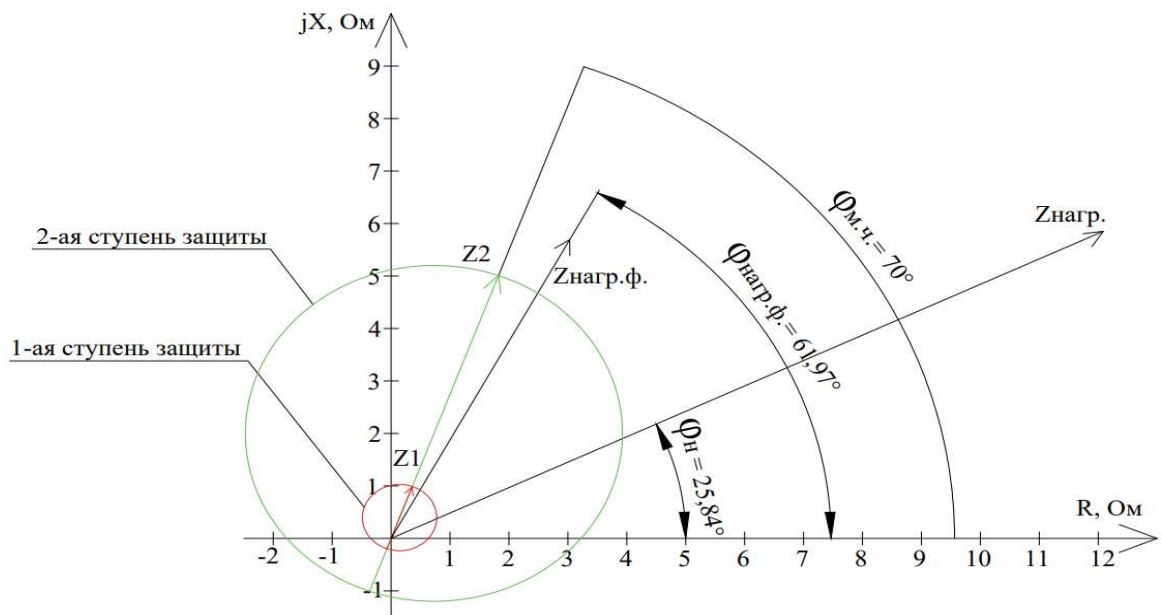


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.10 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р} \cdot K_{СХ}}{K_B \cdot n_{ТЕ}} = \frac{1,05 \cdot 1185 \cdot 0,816}{0,98 \cdot 16,03} = 64,63 \text{ А}; \quad (5.66)$$

$$I_{2 \text{ рот.н.}} = \frac{I_{НОМ.Р} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ} \cdot n_{ТЕ}} = \frac{1185 \cdot 0,816}{\frac{400}{5} \cdot 16,03} = 0,75 \text{ А}; \quad (5.67)$$

$$I_{2 \text{ Р СИГН.}} = \frac{I_{P \text{ СИГН.}}}{K_{ТТ}} = \frac{64,63}{\frac{400}{5}} = 0,81 \text{ А}; \quad (5.68)$$

$$I_{2 \text{ Р СИГН. о.е.}} = \frac{I_{2 \text{ Р СИГН.}}}{I_{2 \text{ рот.н.}}} = \frac{0,81}{0,75} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.69)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{K_H \cdot I_{дд \text{ рот}} \cdot K_{СХ}}{K_B \cdot n_{ТЕ}} = \frac{1,08 \cdot 1303,5 \cdot 0,816}{0,98 \cdot 16,03} = 73,12 \text{ А}; \quad (5.70)$$

$$I_{2 \text{ Р ПУСК.}} = \frac{I_{P \text{ СИГН.}}}{K_{ТТ}} = \frac{73,12}{\frac{400}{5}} = 0,91 \text{ А}; \quad (5.71)$$

$$I_{2 \text{ Р ПУСК. о.е.}} = \frac{I_{2 \text{ Р ПУСК.}}}{I_{2 \text{ рот.н.}}} = \frac{0,91}{0,75} = 1,21 \text{ о. е.} \quad (5.72)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени представленный на рисунке 5.6, заданной в табличной форме представленный в таблице 5.6, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

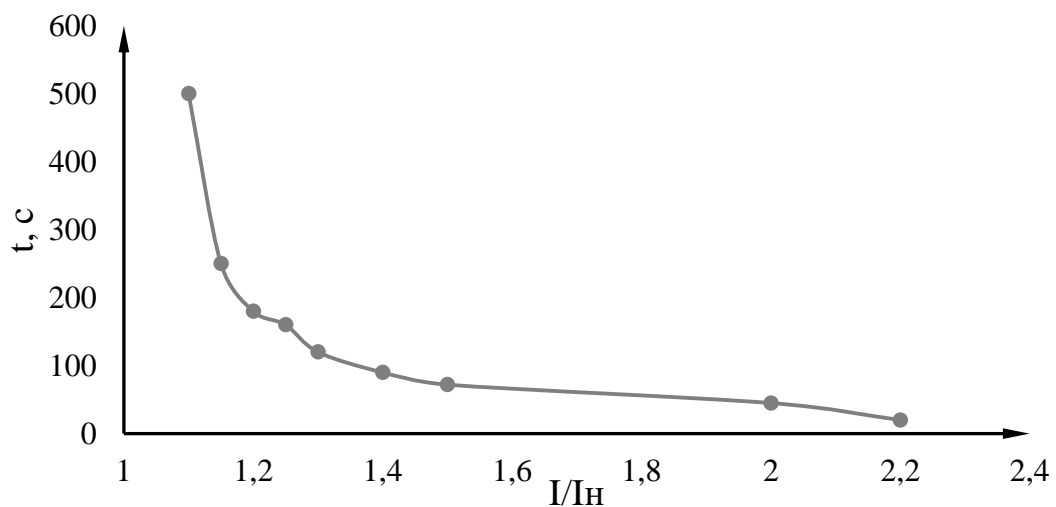


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

$$I_{P \text{ ОТС.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{ТЕ}}} = \frac{2,2 \cdot 1185 \cdot 0,816}{0,98 \cdot 16,03} = 135,41 \text{ А}; \quad (5.73)$$

$$I_{2 \text{ Р ОТС.}} = \frac{I_{P \text{ ОТС.}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{135,41}{\frac{400}{5}} = 1,69 \text{ А}; \quad (5.74)$$

$$I_{2 \text{ Р ПУСК. о.е.}} = \frac{I_{2 \text{ Р ОТС.}}}{I_{2 \text{ рог.н.}}} = \frac{1,69}{0,75} = 2,2 \text{ о. е.} \quad (5.75)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор

Исходя из произведённого расчета уставок, для защиты блока генератор–трансформатор Отважной ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского, научно– производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования дает возможность избежать потенциального вмешательства извне в работу оборудования, а также сократит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульного программного обеспечения, микропроцессорные защиты обеспечили высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования при различных режимах его работы.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений

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

6 Компоновка сооружения и гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

Класс ГТС назначают в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 02.11.2013 № 986.

При сопоставлении критериев выбирается наивысший класс сооружения. По данным таблицы 6.1 принимается для проектируемого гидротехнического сооружения II класс.

Таблица 6.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерий	Параметр	Класс
1. Тип грунта основания и высота сооружения	Скальный, 50 м	III
2. Мощность	128 МВт	III
3. Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС	От 500 до 3000	II
4. Число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии ГТС	От 2000 до 20000	III

6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

$$h_s = \Delta h_{\text{set}} + h_{1\%} + a, \quad (6.2)$$

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;

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

a – конструктивный запас, принимается равным 0,7 м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где v – расчетная скорость ветра, принимается равным 22 м/с;

K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный 0,00000228;

L – длина разгона волны, равна 4100 м;

$\alpha_w = 0^\circ$;

d – условная расчетная глубины воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{173 - 123}{2} = 25 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона волны в верхнем бьефе равна:

$$\Delta h_{set} = 2,28 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 4100}{9,81 \cdot 25} = 0,0184 \text{ м.}$$

Для нахождения k_i найдём безразмерные величины $\frac{gL}{v^2}$, $\frac{gt}{v}$:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 4100}{22^2} = 83,10; \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631,64, \quad (6.6)$$

где t – период действия ветра, принимается равным $6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

По верхней огибающей кривой графика снимаем величины $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ для полученных значений $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$, результаты которых представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты, полученные из графика

Параметр	$\frac{gL}{v^2} = 83,10$	$\frac{gt}{v} = 9631,64$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,5	3,9
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,0162	0,08

Принимается наименьшие значения $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,0162$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 1,5$ и определяются параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0162 \cdot v^2}{g} = \frac{0,0162 \cdot 22^2}{9,81} = 0,8 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,5 \cdot v}{g} = \frac{1,5 \cdot 22}{9,81} = 3,36 \text{ с.} \quad (6.8)$$

Средняя длина волны рассчитывается по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{3,36^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 17,7 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Проверяя на глубоководность: $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$; $25 > 8,83$ условие выполняется, следовательно зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,08 \cdot 0,8 = 1,66 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{v^2}$, принимается равным 2,08.

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,0184 + 1,66 + 1 = 2,68 \text{ м}.$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины равна:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 173 + 2,68 = 175,68 \text{ м}.$$

Принимается $\nabla_{\text{ГБП}} = 175,7 \text{ м}$.

6.3 Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$

Расходы определяем из таблицы 6.3 в соответствии с таблицей 6.4.

Таблица 6.3 – Отметка УНБ = $f(Q_{\text{НБ}})$

	$P = 0,01\%$	$P = 0,1\%$	$P = 0,5\%$	$P = 1\%$	$P = 3\%$	$Q_{\text{сан}}$
$Q_{\text{НБ}}$	–	1395,13	1265,32	1149,90	1015,97	30
Отм. УНБ	–	130,4	130,0	129,8	128,9	123,93

Таблица 6.4 – Ежегодные вероятности превышения расчётных максимальных расходов воды, %

Расчетные случаи	Классы сооружений			
	I	II	III	IV
Основной	0,1	1,0	3,0	5,0
Поверочный	0,01	0,1	0,5	1

Следовательно: $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1149,9 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 1395,13 \text{ м}^3/\text{с}$

6.4 Расчет пропускной способности гидроузла, включая заглубленные водопропускные отверстия для сработки полезного объема водохранилища и притока за период от НПУ до УМО

6.4.1 Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая

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

$$\begin{aligned} H_{\text{осн}} &= \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 173,00 - 129,8 = \\ &= 43,2 \text{ м} > 29,6 \text{ м}; \end{aligned} \quad (6.11)$$

$$\begin{aligned} H_{\text{пов}} &= \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 175,00 - 130,4 = \\ &= 44,6 \text{ м} > 29,6 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.12)$$

Видно, что паводок может быть пропущен через гидроагрегаты.

Значение $H_{\text{мин}}^{\text{турб}}$ определено по режимному полю (ИВЭ).

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{64000}{9,81 \cdot (43,2 - 0,4) \cdot 0,932} = 163,55 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{64000}{9,81 \cdot (44,6 - 0,4) \cdot 0,932} = 158,37 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.14)$$

Согласно СП 58.13330.2012 количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов – m , должно быть не более:

$$m = (n - 1), \quad (6.15)$$

при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

$$m = 2 - 1 = 1;$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 163,55 \cdot 1 = 163,55 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 158,37 \cdot 1 = 158,37 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

$$\begin{aligned} Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} &= Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = 1149,90 - 163,55 - \\ &- 119 = 867,4 \text{ м}^3/\text{с}; \end{aligned} \quad (6.16)$$

$$\text{где } Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{сп}}} = \frac{(1,79 + 0,68) \cdot 10^9}{20763000} = 119 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.17)$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 1397,02 - 158,37 - 119 = 1119,7 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.18)$$

6.4.2 Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла

Задаются диаметром водовыпускного отверстия D от 1 до 5: $D = 3,0$ м.

Принимают отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее:

$$D / 2 + 2 \text{ м} = 1,5 + 2 = 3,5 \text{ м}. \quad (6.19)$$

Отметка ЦО = отметка пола галереи + высота галереи + 3,5 = 123 + 3 + 3,5 = 129,50 м.

Напор над центром выходного сечения водовыпуска H – разность отметок (НПУ + УМО)/2 и центра водовыпускного отверстия ЦО:

$$H = (173,00 + 157,32)/2 - 129,50 = 35,66 \text{ м}.$$

Определяют расход через отверстие:

$$q_{\text{вв}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,66} = 149,5 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.20)$$

где μ – коэффициент расхода, принимается равным 0,8;

ω – площадь водовыпускного отверстия диаметром 3,0 м.

$$\omega = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 1,5^2 = 7,1 \text{ м}^2. \quad (6.21)$$

Определяют количество водовыпускных отверстий (не менее 2–х), необходимое для пропуска расчетного расхода $Q_{\text{ср}}$:

$$n = \frac{Q_{\text{ср}}}{q_{\text{вв}}} = \frac{119,0}{149,5} = 0,8; \quad (6.22)$$

Принимаем 2 отверстия диаметром 3,0 м.

6.4.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяют удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] h_{\text{нб}}, \quad (6.23)$$

где $h_{нб}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = $f(Q_{нб})$;
 $[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, принимается равным 5,2 м/с.

Глубина в нижнем бьефе = $129,8 - 123,0 = 6,8$ м.

$$q_p = 5,2 \cdot 6,8 = 35,4 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Удельный расход на водосливе равен:

$$q_v = 1,25q_p = 1,25 \cdot 35,4 = 44,2 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта: $B = \Sigma b$:

$$B = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} / q_v = 867,4 / 44,2 = 19,64 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону до стандартного значения.

Округляем B до 20 метров, принимаем $n = 2$ количество пролетов по 10 метров.

6.4.4 Определение напора на водосливе

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} :

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{867,4}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,36 \text{ м}, \quad (6.25)$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{867,4}{0,49 \cdot 0,915 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,81 \text{ м}, \quad (6.26)$$

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

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left[\frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \right] \cdot \frac{7,36}{10} = 0,915. \quad (6.27)$$

6.4.5 Определение напора на водосливе

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 7,81 - \frac{1,1 \cdot 0,75^2}{2 \cdot 9,81} = 7,78 \text{ м}, \quad (6.28)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{867,4}{(173,00 - 123,00) \cdot (20 + (2-1) \cdot 3)} = 0,75 \text{ м/с}; \quad (6.29)$$

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

6.4.6 Определение отметки гребня водослива

Назначают $H_{ст}$ – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом.

$$H = 7,78 \text{ м.}$$

$$H_{ст} = 8 \text{ м.}$$

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{ст} = 173,00 - 8 = 165,00 \text{ м.} \quad (6.30)$$

6.4.7 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяют напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1119,7}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,73 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Вычисляют напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1119,7}{0,49 \cdot 0,915 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,26 \text{ м.} \quad (6.32)$$

6.4.8 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$H_{\text{пов}} = H_{\text{в}}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g} = 9,26 - \frac{1,1 \cdot 0,94^2}{2 \cdot 9,81} = 9,21 \text{ м}, \quad (6.33)$$

$$\text{где } V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_{\text{б}})} = \frac{1119,7}{(175,00 - 123,00)(20 + (2-1) \cdot 3)} = 0,94 \text{ м/с}. \quad (6.34)$$

Рассчитывают расчетную отметку форсированного уровня, то есть отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 165,00 + 9,21 = 174,21 \text{ м}. \quad (6.35)$$

Принимаем отметку ФПУ 174,21 м, расчетная отметка форсированного уровня не превышает заданного, следовательно, пропускная способность обеспечивается.

6.4.9 Построение профиля водосливной грани

Построение профиля водосливной плотины производится по данным таблицы 6.5.

Таблица 6.5 – Координаты для построения оголовков безвакуумного водослива с оголовком профиля

х, м	0	0,8	1,6	2,4	3,2	4,0	4,8	5,6	6,4
у, м	1,01	0,29	0,06	0,00	0,05	0,22	0,48	0,8	1,17
х, м	7,2	8,0	8,8	9,6	10,4	11,2	12,0	12,8	13,6
у, м	1,58	2,05	2,57	3,15	3,80	4,51	5,29	6,11	6,98
х, м	14,4	15,2	16,0	16,8	17,6	18,6	19,2	20,0	20,8
у, м	7,90	8,86	9,88	10,95	12,06	13,22	14,36	15,68	16,98
х, м	21,6	22,4	23,2	24,0	24,8	25,6	26,4	27,2	28,0
у, м	18,31	19,70	21,12	22,59	24,10	25,66	27,24	28,87	30,54
х, м	28,8	29,6	30,4	31,2	32				
у, м	32,25	33,99	35,77	37,58	39,50				

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге С–D радиусом R. Схема профиля водосливной плотины представлена на рисунке 6.1. Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины $p_{\text{в}}$ и напора на водосливе $H_{\text{ст}}$ [38, таблица 6–14]

$$H = 8 \text{ м}, p_{\text{н}} = 42 \text{ м}, R = 18,46 \text{ м}.$$

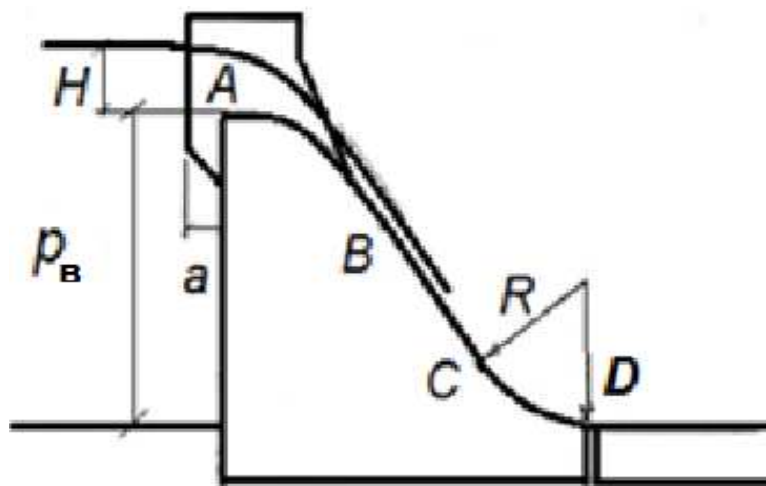


Рисунок 6.1 – Схема профиля водосливной грани

6.4.10 Определение отметки гребня плотины

Отметку верха быка (гребня плотины) определяют по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 165,00 + 1,6 \cdot 8 = 177,80 \text{ м}, \quad (6.36)$$

где $h_в$ – высота волны для соответствующего расчетного случая;

a – величина запаса, зависит от класса сооружения и составляет не менее: для II класса принимается равной 0,7 м.

Отметка гребня быка водосливной плотины больше, чем отметка гребня бетонной плотины. В конечном итоге принимаем отметку гребня плотины: $\nabla_{ГП} = 177,80 \text{ м}$.

6.5 Обоснованный выбор состава ГТС и компоновки гидроузла

В данном проекте станционная часть ГЭС будет бетонной, а правобережная и левобережная плотина будет из насыпных материалов. Так как вблизи створа имеются карьеры и залежи насыпных материалов пригодных для строительства грунтовой плотины, так же ее строительство было принято и обосновано из тех условий, что глухая часть более 50 м.

Местность со стороны НБ имеет довольно сложный характер за исключением правого берега, где может быть устроена строительная база.

6.6 Расчет энергогасящих устройств в НБ

6.6.1 Расчёт сопряжения потока в НБ

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом рассчитывается:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 173,00 - 123,00 = 50 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Рассчитывают критическую глубину потока с учетом всех водопропускных отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\cdot\delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1\cdot 867,4^2}{(20+(2-1)\cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 5,42 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принимается равным 1,1;

δ_6 – количество промежуточных бычков, принимается равным 3.

Вычисляем отношение по формуле 6.39 и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [38, таблица 9–10]:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{50}{5,42} = 9,22. \quad (6.39)$$

Для плотины высотой свыше 40 м – большую длину сливной грани: $\varphi = 0,90$.

По графику М.Д. Чертоусова из [36, рис. 9.55–1] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют $\xi_c' = 0,27$ и $\xi_c'' = 2,66$. Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c' h_{кр} = 0,27 \cdot 5,42 = 1,45 \text{ м}; \quad (6.40)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,66 \cdot 5,42 = 14,42 \text{ м}; \quad (6.41)$$

$h_c'' = 14,42 \text{ м} > h_{НБ} = 6,80 \text{ м}$ – следовательно в нижнем бьефе отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок не допускается, поэтому проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого требуется создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи, так как этот способ гашения избыточной энергии воды наиболее экономичный и целесообразный.

6.6.2 Расчет носка трамплина и дальности отлета струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком–трамплином. Струя, сходящая с носка–трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования – обеспечить отброс струи на расстояние, безопасное для устойчивости плотины и других сооружений ГЭС.

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

$$L = k_a z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0.5} + 1 \right), \quad (6.42)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока;

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

φ – коэффициент скорости потока [4, таблица 9–10], при высоте водослива более 40 м принять коэффициент равен 0,9;

$$z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{осн.макс}} = 173,0 - 129,8 = 43,2 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Высота уступа от дна до носка–трамплина:

$$a = h_{\text{НБ}}^{\text{max}} + (1 \div 2) \text{ м} = 7,4 + 1 = 8,4 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где $h_{\text{НБ}}^{\text{max}} = \text{УНБ}_{\text{пов.макс}} - \text{отм. дна} = 130,4 - 123,0 = 7,4 \text{ м}$ – макс. глубина НБ.

Отметка носка–трамплина:

$$\nabla \text{НОС} = \nabla \text{ДНА} + a = 123,0 + 8,4 = 131,4 \text{ м}. \quad (6.45)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$z_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НОС} = 173,0 - 131,4 = 41,6 \text{ м}. \quad (6.46)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 41,6} = 25,70 \text{ м/с}. \quad (6.47)$$

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{44,2}{25,7} = 1,72 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где q – удельный расход воды на водосливе.

Зная число Фруда, можно определить коэффициент аэрации потока K_a .

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{25,7^2}{1,72 \cdot 9,81} = 39,2; \quad (6.49)$$

Если $Fr < 35$, то $k_a = 1$;

Если $Fr > 35$, то $k_a = 0,8 \div 0,9$;

Принимаем $k_a = 0,9$.

Дальность отлёта струи:

$$L = 0,9 \cdot 41,60 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(60) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{43,2}{41,6} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 32,26;$$

Полученное расстояние отлета струи можно считать безопасным, т.к. выполняется условие $L > 0,4Z_0$.

Проверяем условие для прочной скалы, так как у нас скальное основание:

$$L > 0,4 \cdot Z_0,$$

$$32,26 \text{ м} > 0,4 \cdot 43,2 = 17,28 \text{ м}.$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от сооружения.

Глубина ямы размыва:

$$h_p = t - h_{\text{НБ}} = 21,31 - 6,8 = 14,51 \text{ м}, \quad (6.50)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H, \quad (6.51)$$

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

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{39,2}) \cdot \sqrt{39,2} \cdot \sqrt[4]{\frac{6,8}{1}} \cdot 1,72 = 21,31 \text{ м}.$$

Расстояние до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}; \quad (6.52)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.53)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,72 \cdot \cos 30^\circ + 8,4 - 6,8)}{25,71^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,48.$$

$$L_1 = 32,26 + \frac{21,31}{0,481} = 76,60 \text{ м}.$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_p = 2,5 \cdot 5,42 + 3,7 \cdot 14,51 = 67,24 \text{ м.} \quad (6.54)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока.

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 5,42 = 13,56 \text{ м.}$$

6.7 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, что показано на рисунке 6.2.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

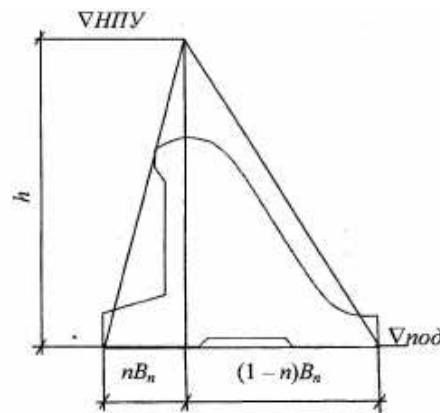


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, поэтому в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, ведь это может привести к появлению опасной фильтрации в плотине со всеми вытекающими последствиями.

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

Заложение низовой грани можно принять равным $m = 0,67 \div 0,7$.

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 173,00 - 121,00 = 52 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{в}} + (2 \div 3)), \quad (6.56)$$

где $\delta_{\text{в}}$ принимается равной 0;
отметка дна равна 123,00 м.

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = 123,00 - 2 = 121,00 \text{ м,}$$

$$B_n = 0,77 \cdot h = 0,77 \cdot 52 = 40 \text{ м.} \quad (6.57)$$

6.7.1 Разрезка бетонных плотин швами

Во избежание недопустимости больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно–осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, дабы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$S = \delta_{\text{б}} + b = 3 + 10 = 13 \text{ м,} \quad (6.58)$$

где $\delta_{\text{б}}$ – толщина быка;
 b – ширина пролета.

Разрез делается по быку.

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

6.7.2 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия.

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно–ремонтных затворов, под защитой которых выполняются ремонтные работы, что показано на рисунке 6.3.

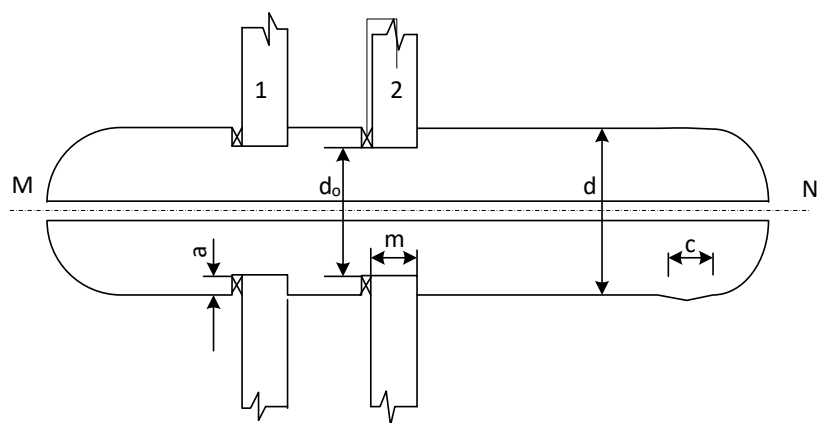


Рисунок 6.3 – Схема разрезного быка в плане

Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верхней стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стрингеров.

Толщина быка 3 м.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет – 0,7х2,0 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5х1,0 м.

Расстояние между затворами принимаем 0,8 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.7.3 Устои

На Отважной ГЭС предусмотрены два устоя.

Первый разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС. Конструктивно длина устоя принимается 110 м, ширина 3,5 м. Второй сопрягающий устой предназначен для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе.

6.7.4 Галереи и дренаж в теле плотины

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

Размеры галерей, устраиваемых на отметке 121,00 для цементирования основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 2,8 м, высотой – 3 м.

Галереи на отметке 138,00, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2 м, высотой – 2,5 м.

Дренаж в теле плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.59)$$

$$a_{др} \geq \frac{49,07 \cdot 1,20}{25} = 3,$$

где $H_{др}$ – напор над расчетным сечением;

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины равный 25.

$$H_{др} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{(min)} = 173,00 - 123,93 = 49,07 \text{ м.} \quad (6.60)$$

6.7.5 Расчет цементационной завесы и дренажа

На скальном основании как правило устраиваются только вертикальные дренажные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 1) \cdot B_{п} = (0,05 \div 1) \cdot 40 = 4,0 \text{ м,} \quad (6.61)$$

где $B_{п}$ – ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d = (0,5 \div 0,8) \cdot (173,00 - 123,93) = 49,07, \quad (6.62)$$

где H_d – максимальный напор над расчетным сечением.

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.63)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе;

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины равный 15.

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 49,07 - 9,81 = 39,25 \text{ м,} \quad (6.64)$$

где H_d и $H_{ас}$ – геометрические параметры эпюры фильтрации.

$$\delta_3 \geq \frac{39,25 \cdot 1,2}{15} = 3,14 \text{ м.}$$

Глубина дренажных скважин равна:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 24,53 = 12,3 \text{ м.} \quad (6.65)$$

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

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 5 м.

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

6.8 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

6.8.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCAD:

$S_{пл} = 1032,63 \text{ м}^2$, $S_{б} = 1262,36 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{1032,63 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 3} = 18701,72 \text{ кН/м,} \quad (6.66)$$

где b – ширина пролета;

$\gamma_{б}$ – удельный вес бетона;

$\delta_{б}$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{1262,36 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 3} = 6858,69 \text{ кН/м.} \quad (6.67)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 97,1^{1,5} \cdot 9,81 = 516 \text{ кН,} \quad (6.68)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ГВ} + 0,5) \cdot b = (174,21 - 165 + 0,5) \cdot 10 = 97,1 \text{ м}^2. \quad (6.69)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{516,29}{10 + 3} = 39,71 \text{ кН.} \quad (6.70)$$

6.8.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{g \cdot h_1^2 \cdot \rho_w}{2} = \frac{9,81 \cdot 52^2 \cdot 1000}{2} = 13263,12 \text{ кН,} \quad (6.71)$$

$$\text{где } h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 173,00 - 121,00 = 52 \text{ м.} \quad (6.72)$$

Сила гидростатического давления воды с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot h_2^2 \cdot \rho_w}{2} = \frac{9,81 \cdot 2,93^2 \cdot 1000}{2} = 42,23 \text{ кН,} \quad (6.73)$$

$$\text{где } h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 123,93 - 121,00 = 2,93 \text{ м.} \quad (6.74)$$

6.8.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 117,2 = 1421,47 \text{ кН/м,} \quad (6.75)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая.

6.8.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления для скальных оснований строится в соответствии с указаниями СНиП [2].

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} = 173,00 - 123,93 = 49,07 \text{ м;} \quad (6.76)$$

$$H_{as} = 0,2 \cdot H_d = 0,4 \cdot 49,07 = 9,81 \text{ м;} \quad (6.77)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,2 \cdot 49,07 = 7,36 \text{ м.} \quad (6.78)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 222,14 = 2179,19 \text{ кН}, \quad (6.79)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления действующего на подошву плотины.

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.4.

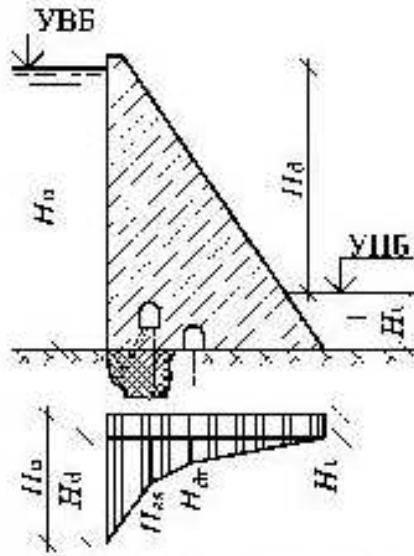


Рисунок 6.4 – Эпюра фильтрационного давления

6.8.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань по формуле:

$$P_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 10,4 \text{ кПа}, \quad (6.80)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, равен 11 кН/м^3 ;

h_n – толщина слоя наносов, равна 2 м ;

φ_n – угол внутреннего трения наносов, равен 21° .

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м :

$$E_n = \frac{P_n h_n}{2} = \frac{10,4 \cdot 2}{2} = 10,4 \text{ кН}. \quad (6.81)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом.

В точке, на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему. Грунт обладает сцеплением, что уменьшает боковое давление грунта на сооружение на величину P_c .

$$P_c = 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 2 \cdot 150 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{36}{2} \right) = 152,9 \text{ кПа}; \quad (6.82)$$

$$P_{\text{гр}' } = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - P_c = 11 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{36}{2} \right) - 152,9 = -147,15 \text{ кПа}; \quad (6.83)$$

$$P_{\text{гр}'' } = (\gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{вз}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - P_c = (11 \cdot 2 + 17,18 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{36}{2} \right) - 152,9 = -138,23 \text{ кПа}, \quad (6.84)$$

$$\text{где } \gamma_{\text{гр}}^{\text{вз}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot g = 26,5 - (1 - 0,05) \cdot 9,81 = 17,18 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.85)$$

где c – сцепление грунта, равное 150 кПа;

$\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес сухого грунта, принимается 26,5 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, принимается равной 0,05;

$h_{\text{гр}}$ – толщина слоя грунта, принимается равным 2 м.

Численное значение равнодействующей активного давления грунта на 1 п.м. длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_{\text{ав}} = S_{\text{эп}} = \left(\frac{P_{\text{гр}' } + P_{\text{гр}'' }}{2} \right) h_{\text{гр}} = \left(\frac{-147,15 - 138,23}{2} \right) 2 = -285,37 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.86)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитывают в дальнейших расчётах.

6.8.6 Волновое воздействие

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,66 \cdot \left(\frac{17,7}{3,14} + \frac{0,49}{2} \right) = 47,91 \text{ кН}, \quad (6.87)$$

где h_0 по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\lambda_d} = \frac{3,14 \cdot 1,66^2}{17,7} = 0,49 \text{ м}. \quad (6.88)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{17,7}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,66 = 2,19 \text{ м}. \quad (6.89)$$

6.9 Оценка прочности плотины

6.9.1 Определение напряжений

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

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

Для удобства расчетов составляется таблица 6.6, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.6 – Основные нагрузки на плотину

№п/п	Обозначение силы	γf	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
1	Тв	1	→	13263,12	17,27	229054,08
2	Тн	1	←	42,23	0,98	-41,38
3	Gб	0,95	↓	6515,76	7,9	-51474,49
4	Gпл	0,95	↓	17766,64	5,9	-104823,16
5	Wвзв	1	↑	1149,73	0	0
6	Wф	1	↑	2693,73	10,3	27745,40
7	Ен	1,2	→	12,47	2,66	33
8	Wволн	1	→	47,91	48,48	2322,53
9	qз	0,9	↓	35,74	17,55	-627,29

$$\sum N = G_{пл} + G_{б} + q_{з} - W_{взв} - W_{ф}, \quad (6.90)$$

$$\sum N = 17766,64 + 6515,76 + 35,74 - 1149,73 - 2693,73 = 20474,7 \text{ кН.}$$

Сумма моментов вычисляется с учетом знаков:

$$\sum M = 102188,9 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

Расчет крайних напряжений в горизонтальном сечении плотины у подошвы плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{20474,7}{40} + \frac{6 \cdot 102188,9}{40^2} = -128,66 \text{ кПа}, \quad (6.91)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы плотины, равная 40 м.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.92)$$

$$\sigma_x^u = -128,66 \cdot 0 - 9,81 \cdot 52 = -510,12 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа, равен 52 м;
 m_u – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью, равен 0.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа}. \quad (6.93)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -128,66 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 52 \cdot 0^2 = -128,66 \text{ кПа}. \quad (6.94)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = 9,81 \cdot 52 = -510,12 \text{ кПа}. \quad (6.95)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{20474,7}{40} - \frac{6 \cdot 102188,9}{40^2} = -895,08 \text{ кПа}. \quad (6.96)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.97)$$

$$\sigma_x^t = -895,08 \cdot 1,19 - 9,81 \cdot 2,93 \cdot (1 - 0,78^2) = -557,57 \text{ кПа},$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа, равный 2,93 м;
 m_t – котангенс угла между низовой гранью и линией подошвы, равный 0,78.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.98)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 2,93 - 895,08) \cdot 0,78 = 676,82 \text{ кПа}.$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.99)$$

$$\sigma_3^t = -895,08 (1 + 0,78) + 9,81 \cdot 2,93 \cdot 0,78 = -1423,87 \text{ кПа}.$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = 9,81 \cdot 2,93 = -28,78 \text{ кПа}. \quad (6.100)$$

Полученные напряжения в плотине сводим в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Верховая грань	-128,66	-510,12	0,00	-128,66	-510,12
Низовая грань	-895,08	-557,57	-676,82	-28,78	-1423,87

6.9.2 Критерии прочности плотины и её основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

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

где γ_n – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения, принимается равным 1,20;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая, принимается равным 1;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая, принимается равным 0,9.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}} = \frac{1,20 \cdot 1 \cdot |-1423,87|}{0,95} = 1798,57 \text{ кН/м}^2. \quad (6.102)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$2660 \text{ кН/м}^2 \geq 1798,57 \text{ кН/м}^2. \quad (6.103)$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.104)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -128,66 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.105)$$

$$|-128,66| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 52 = 127,53, \quad (6.106)$$

$$\text{т.е. } 128,66 \text{ кН/м}^2 \geq 127,53 \text{ кН/м}^2. \quad (6.107)$$

Условие выполняется.

6.10 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n. \quad (6.108)$$

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{вз} - W_{\phi}) \cdot tg\varphi + c \cdot B_{п}, \quad (6.109)$$

$$R = (17766,64 + 6515,76 + 35,74 - 1149,73 - 2693,73) \cdot tg36 + 150 \cdot 40 = 20875,73 \text{ кН/м},$$

где φ – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;

c – сцепление грунта основания, принимается равным 150 кН/м^2 ;

$\omega = B_{под} \cdot 1 = 40 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав}, \quad (6.110)$$

$$F = 13263,12 - 42,23 + 47,91 + 10,39 - 285,37 = 12993,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{20875,73 \cdot 0,95}{12993,82 \cdot 1} \geq 1,20,$$

$$1,53 \geq 1,20.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости, следовательно, плотина устойчива.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Отважного ГУ. Противопожарная безопасность и охрана труда

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Отважная ГЭС, согласно проекту, относится ко второму классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния основных сооружений Отважной ГЭС они должны быть оснащены контрольно–измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

7.2 Пожарная безопасность

Правила пожарной безопасности устанавливают основные требования пожарной безопасности на действующих энергетических предприятиях и являются обязательными для всех инженерно–технических работников (ИТР), рабочих и служащих электростанций, электрических и тепловых сетей, а также ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих эксплуатацию, ремонт (модернизацию, реконструкцию), наладку

и испытание технологического оборудования основных производств и вспомогательных сооружений энергетических предприятий.

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на руководителей энергетических предприятий и организаций.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных цехов, лабораторий, мастерских складов и других производственных и вспомогательных сооружений предприятий возлагается на руководителей этих структурных подразделений или должностных лиц, исполняющих их обязанности.

Персонал энергетических предприятий и организаций несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности на действующих и строящихся энергетических предприятиях согласно «Положению об ответственности работников энергетических предприятий».

Лица, виновные в нарушении действующих правил пожарной безопасности, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

Система пожарной безопасности ГЭС включает в себя:

- охранно–пожарная сигнализация (сокращенно ОПС);
- системы для оповещения населения и последующей эвакуации на случай пожара;

- средства первичного пожаротушения;
- системы пожаротушения;
- средства противопожарного водоснабжения;
- специальные установки для пожаротушения;
- системы и средства удаления дыма;
- завесы, занавесы противопожарные;

- средства для заполнения проемов противопожарных конструкций;

Системы пожарной безопасности выполняют одну из следующих задач:

- исключение возникновения пожара;
- обеспечение пожарной безопасности людей;
- обеспечение пожарной безопасности материальных ценностей;
- обеспечение пожарной безопасности людей и материальных ценностей одновременно.

Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности и взрывобезопасности.

7.3 Охрана труда

Охрана труда – это система законодательных, организационных, технических, экономических, гигиенических и лечебно–профилактических

мероприятий, обеспечивающих безопасность здоровья и работоспособности человека в процессе труда, в которой рассматриваются:

- вопросы психофизических требований к условиям труда;
- вопросы техники безопасности при производстве электромонтажных работ и при эксплуатации электроустановок, защитные меры и защитные средства, применяемые в электроустановках;
- вопросы пожарной безопасности;
- вопросы промышленной санитарии.

Правила по охране труда устанавливают государственные нормативные требования охраны труда. Работодатель обязан создать для работников безопасные условия труда. Для этой цели предусматривается комплекс требований:

- использование оборудования и конструкций, соответствующих требованиям стандартов и другой нормативной документации;
- соблюдение сроков периодических ремонтов и обслуживания оборудования;
- соблюдение требований пожарной и электробезопасности при оснащении производственных и офисных помещений;
- установка необходимых защитных приспособлений и конструкций;
- обеспечение достаточной освещенности, вентиляции, поддержание оптимального температурного режима на рабочих местах;
- своевременное устранение пыли и отходов производства;
- обеспечение работников спецодеждой и спецобувью, а также другими средствами индивидуальной защиты в соответствии со спецификой производства;
- обеспечение работников актуальными инструкциями по ТБ, наглядными материалами;
- создание на рабочих местах и в производственных помещениях всех необходимых систем сигнализации, размещение знаков безопасности и т.д.

Физические опасные и вредные производственные факторы подразделяются на следующие:

- движущиеся машины и механизмы;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенная или пониженная влажность;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная яркость света;
- пониженная контрастность;
- повышенная пульсация светового потока;
- расположение рабочего места на значительной высоте;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне;

- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенная напряженность электрического поля;
- повышенная напряженность магнитного поля;
- прямая и отраженная блёскость;
- повышенный уровень ультрафиолетовой радиации;
- повышенный уровень инфракрасной радиации.

Биологические опасные и вредные производственные факторы включают следующие биологические объекты:

- патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, грибы, простейшие) и продукты их жизнедеятельности;
- опасные свойства микро и макроорганизмов.

Психофизические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия подразделяются:

- физические перегрузки (статические и динамические);
- нервно-психические перегрузки (умственное напряжение и перенапряжение, монотонность труда, эмоциональные перегрузки, утомление, эмоциональный стресс, эмоциональная перегрузка).

Один и тот же опасный и вредный производственный фактор по природе своего действия может относиться одновременно к различным группам, перечисленным выше.

Допускается возможность ведения документооборота в области охраны труда в электронном виде с использованием электронной подписи или любого другого способа, позволяющего идентифицировать личность работника, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Отважного ГУ

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Отважная ГЭС расположена у поселка Архара Амурской области. Течёт по Архаринской низменности и впадает в протоку Михайловскую реки Амур.

Река Архара начинается на юго-западных склонах Буреинского хребта двумя истоками: Гонгором (155 км от устья) и Харой (155 км от устья). Длина с Гонгором – 277 км, без него 155 км. Водосборная площадь 8750 км². Верхнее и среднее течения в зоне хвойно-широколиственных лесов, нижнее – широколиственных. В верхнем течении горная, в среднем долина расширяется до 10 км.

Минимальный расход зафиксирован в апреле 1944 года :2 м³/с.

Максимальный расход зафиксирован в июне 1956 года :1160 м³/с.

Питание реки преимущественно дождевое (более 60%). Весеннее половодье по величине существенно уступает летним дождевым паводкам (до 13

за лето) с подъёмом уровней воды 1–4 м, за этот период проходит свыше 60% годового стока. В период дождевых паводков возможны наводнения с затоплением расположенных на реке населённых пунктов. Ледостав продолжается с начала ноября по конец апреля. Годовое количество осадков в области велико в районе Архары — до 600 мм.

Верхнее и среднее течения в зоне хвойно–широколиственных лесов, нижнее – широколиственных. В верхнем течении Архара – горная река, текущая в узкой долине. Здесь русло реки порожистое, с несколькими водопадами. В среднем течении долина расширяется до 10 км, течение реки замедляется, ширина русла до 40 м. Русло здесь извилистое, шириной в среднем 100 м, а в отдельных местах до 200 м, в пойме множество стариц и протоков.

В Архаре континентальный вариант умеренного муссонного климата. Лето тёплое и влажное. Летом здесь есть много осадков, в то время как зима морозная и малоснежная. В год выпадает около 639 мм осадков. Температуры являются самыми высокими в среднем в Июль, на отметке 20.6 ° С. Январь является самым холодным месяцем, с температурами в среднем –27.0 ° С.

Река используется для сплавов и рыболовства. Здесь водится голавль, густера, елец, карась, карп, налим, окунь, плотва, судак, щука и другие виды рыб.

Растительность на территории Архаринского района своего рода уникальна, в ее формировании участвуют несколько типов флор. По геоботаническому районированию территорию района можно разделить на четыре области:

- Восточно–азиатские хвойно–широколиственные леса.
- Южно–азиатская таежная темнохвойная область.
- Восточно–сибирская таежная область светлохвойной лесов.
- Даурско–манчжурская лесостепная область.

Территория Архаринского района – одна из самых своеобразных фаунистических территорий Дальнего Востока. Параллельно образованию сложных фаунистических группировок из элементов различных растительных зон исторически образовался сложный фаунистический узел, объединяющий в единых целых обитателей светлохвойной тайги и животных, населяющих кедрово–широколиственные леса. Кроме того, сюда проникают представители охотской фауны темно–хвойной тайги (кабарга, дикуша), а также выходцы из степей Монголии и Забайкалья (степенной хорь, фазан и т.д.).

Воздействие Отважной ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Отважного гидроузла (ГУ) выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;

- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

- Воздействие на окружающую среду в период строительства:
- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Архары в нижнем бьефе Отважного ГУ;

Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

- В рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:
- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

1) Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2) Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3) Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне–летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4) Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

а) Организационные:

- 1) Разработка и утверждение проектов нормативов предельно–допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
- 2) Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- 3) Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- 4) Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 5) Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- 6) Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- 7) Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 8) Организация и проведение производственного экологического контроля;

б) Санитарно–технические:

- 1) Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2) Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- 3) Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 4) Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 5) Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 6) Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 7) Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- 8) Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 9) Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

10) Организация стоянок автотранспорта в специально—оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4.4 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 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (224186 м³);

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

ρ – плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{224186 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 10088,4 \text{ т.}$$

– 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 10 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (1132 т);

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

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1132 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 22,64 \text{ т.}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 11088,4 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 22,64 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. 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.

7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Отважного ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, 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;

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

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Архара от сбросов Отважной ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения в пределах промплощадок объектов Отважной ГЭС регламентируется требованиями:

- В первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- Выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Технико–экономическое обоснование

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование Отважной ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная с земляных работ и заканчивая установкой основного и вспомогательного оборудования.

Данные, полученные в результате расчётов и представленные в таблице 8.1. показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2030	2031	2032	2033	2034
Установленная мощность	МВт	128	128	128	128	128
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	332400	332400	332400	332400	332400
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	3324	3324	3324	3324	3324
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	325882	325882	325882	325882	325882
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1891,07	1930,82	1970,25	2011,48	2053,40
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	144,83	147,87	150,89	154,05	157,26
НДС к выручке	млн.руб	22,1	22,6	23,0	23,5	24,0

На основании данных таблицы 8.1 можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Это связано с ростом тарифов на электроэнергию при постоянном объеме продаж электроэнергии.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт

планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

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 м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы по гидроузлу представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	32,67
Прочие	274,0	35,08
Итого по ГЭС		67,76

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
От 100 до 399	0,06%	0,09%	0,14%	0,20%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	17,34
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	1,21
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,35
Итого		18,9

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Архара составляет 4,8 руб.

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

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Амортизационные отчисления, млн.руб.	80,82	89,98	117,80	143,55	144,39
Расходы на страхование, млн.руб.	31,07	32,62	53,42	62,64	61,44
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	67,76	67,76	67,76	67,76	67,76
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,94	3,16	5,10	6,05	6,07
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	18,90	18,90	18,90	18,90	18,90
Налог на воду, млн.руб.	4,87	5,31	5,31	5,31	5,31
Итого, млн.руб.	206,35	217,72	268,30	304,20	303,86

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

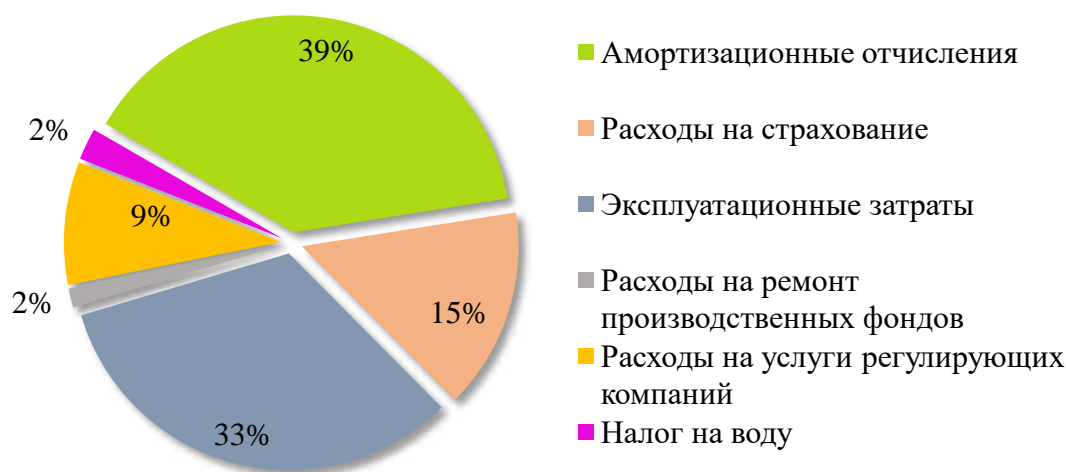


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что наибольшую долю от общих текущих затрат по гидроузлу составляют амортизационные отчисления. Это объясняется тем, что в амортизационном фонде должны быть накоплены необходимые средства для своевременной замены устаревшего оборудования и других фондов без ущерба для предприятия. Следом идут эксплуатационные затраты, так как производство считается капиталоемким.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль равен 20%;
- НДС равен 20%;
- Взносы в социальные фонды равны 34%;
- Налог на имущество равен 2,2%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч равен 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2032	2033	2034	2035	2036
Налог на прибыль, млн.руб.	317,46	307,10	317,32	325,40	333,07
НДС, млн.руб.	38,75	8,12	380,98	379,07	400,84
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	14,20	14,27	14,34	14,42	14,47
Налог на имущество, млн.руб.	87,34	147,71	134,92	132,36	131,21
Итого, млн.руб.	457,75	477,20	847,57	851,25	879,58

Наибольшую долю от общих налоговых расходов имеют налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Объёмы данных налогов обусловлены числом часов использования установленной мощности, а также обеспечением выработки электроэнергии Отважной ГЭС, которая имеет определённую стоимость.

8.2 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 первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Выручка (нетто), млн.руб.	1787,5	1825,2	1862,6	1901,8	1941,6
Текущие расходы, млн.руб.	206,4	217,7	268,3	304,2	303,9
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	1569,0	1593,8	1560,5	1549,6	1590,5
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	313,8	318,8	312,1	309,9	318,1
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1255,2	1275,0	1248,4	1239,7	1272,4
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1787,5	1825,2	1862,6	1901,8	1941,6
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

8.3 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash–Flow), представленный в приложении Г с указанием этапов реализации проекта. В первые годы реализации проекта денежный поток отрицательный, в связи с затратами на строительство и приобретение оборудования. С вводом в работу первого гидроагрегата наблюдается уменьшение отрицательного денежного потока, так как начинается производство электроэнергии. С введением второго гидроагрегата гидроэлектростанция выйдет на проектную мощность, что обеспечит большие продажи электроэнергии, а соответственно увеличение прибыли. С середины 2034 года денежный поток переходит в положительный знак, доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

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

8.4.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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 ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.»

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Отважной ГЭС составляет 27 лет, в соответствии со сроком службы основного и вспомогательного оборудования;

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 квартал 2022 года;

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

8.4.2 Коммерческая эффективность

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

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Отважной ГЭС на реке Архара»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости – РВ, мес.	162
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	524,09
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,12
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,8
Себестоимость электрической энергии, руб./кВт · ч	0,34
Удельные капиталовложения, руб./кВт	81493

По данным таблицы видно, что проект является выгодным, так как показатель эффективности инвестиции больше 1. Срок окупаемости проекта составляет 13 лет 6 месяцев. Доход на конец расчетного периода составит около 524 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,34 руб./кВт·ч.

8.4.3 Бюджетная эффективность

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

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн.руб.	4,37	4,40	4,44	4,48	4,51
В региональный бюджет, млн.руб.	0,20	2,40	19,74	47,19	52,39
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	4,57	6,80	24,19	51,67	56,91

Налоговым законодательством Российской Федерации предусмотрены налоги и сборы, которые подлежат перечислению в федеральный и региональный бюджеты. В связи с увеличением прибыли Отважной ГЭС, которая растёт с каждым годом реализации проекта, увеличиваются и налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты, представленные в таблице 8.9.

8.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности является основным методом оценки эффективности и рисков любого проекта в зависимости от изменения ключевых параметров. В данном разделе проведён анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- цены сбыта;
- ставки дисконтирования;
- ставки налогов.

Изменение величины чистого приведённого дохода (NPV) от изменения цены сбыта в рассматриваемый проект представлено на рисунке 8.2.

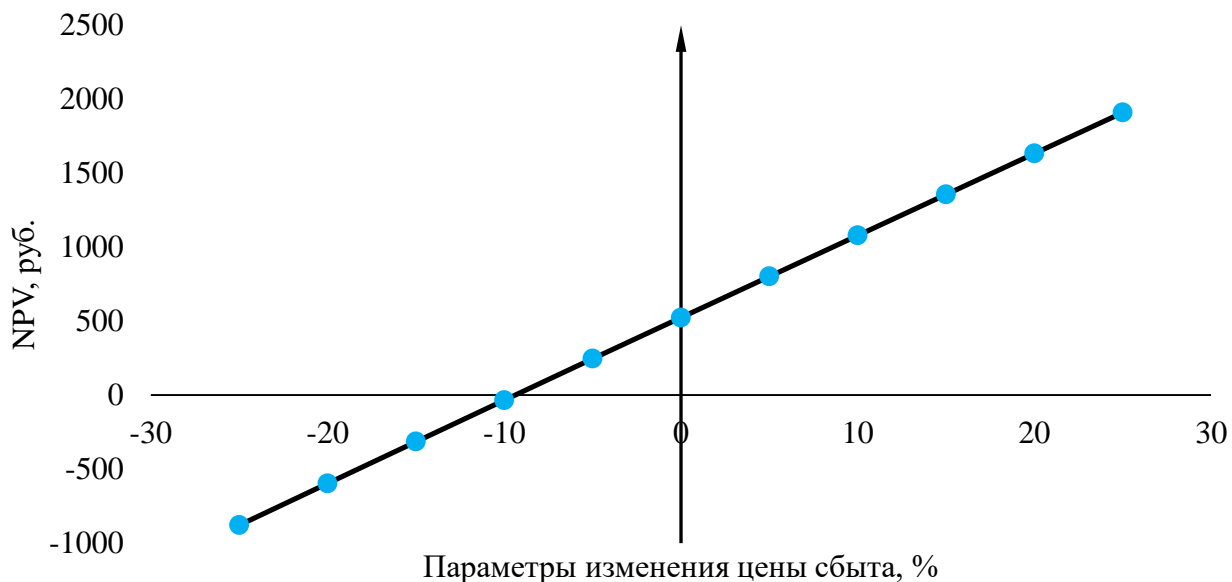


Рисунок 8.2 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

По графику, представленному на рисунке 8.2, можно сказать, что наблюдается прямая зависимость, так как при увеличении цены сбыта — чистый приведённый доход увеличивается.

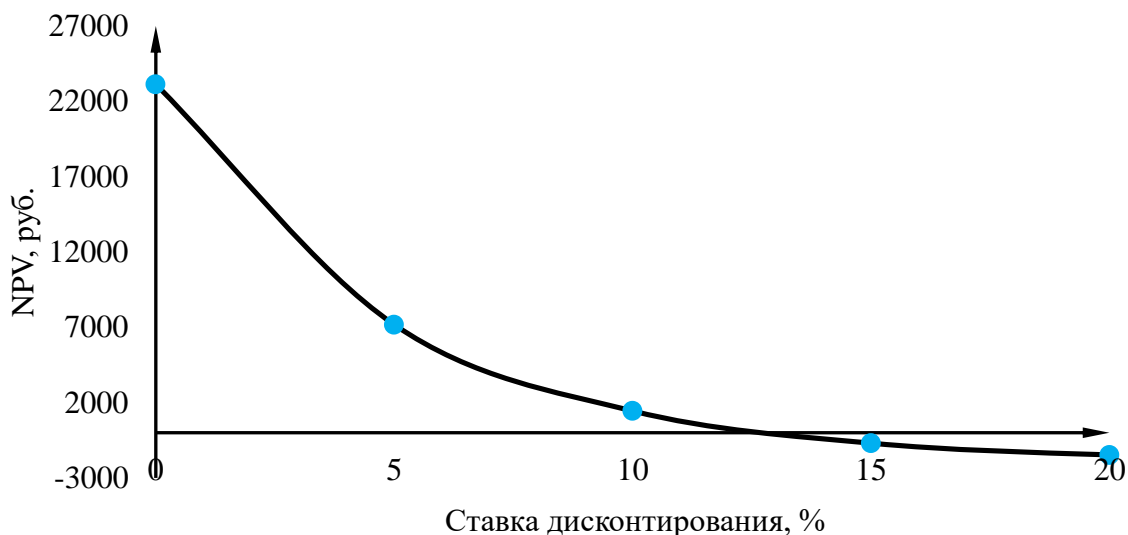


Рисунок 8.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По графику, представленному на рисунке 8.3, видно, что величина NPV имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведённый доход.

Изменение величины чистого приведённого дохода (NPV) от изменения ставки налогов в рассматриваемом проекте представлено на рисунке 8.4.

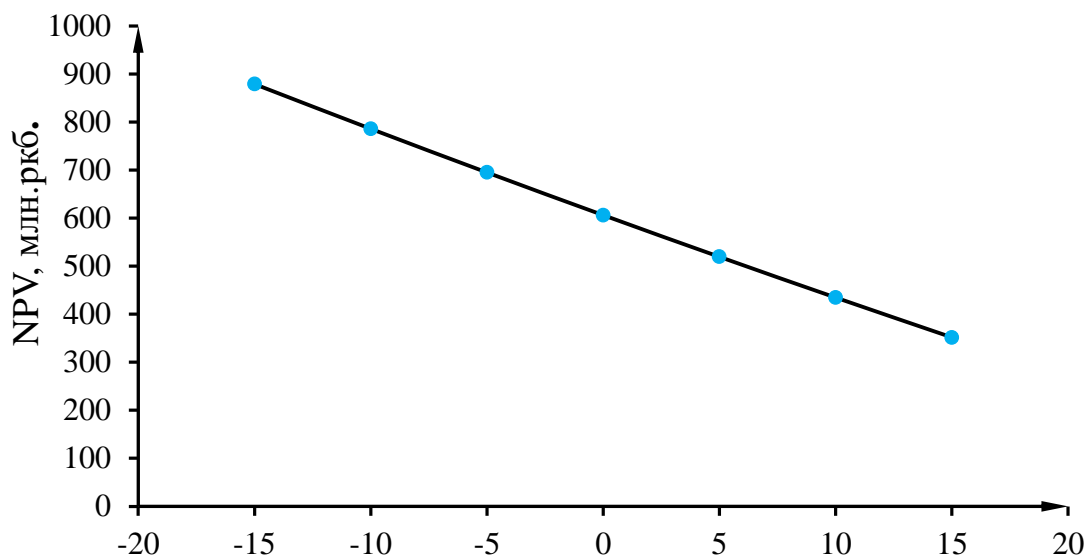


Рисунок 8.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

По графику, представленному на рисунке 8.4, видно, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины NPV.

9 Оперативное и ремонтное обслуживание гидроагрегата

9.1 Оперативное обслуживание

Основной задачей обслуживающего персонала является обеспечение заданной нагрузки, при надёжной и экономичной работе отдельных устройств и гидроагрегата в целом. При этом режим работы должен подбираться таким образом, чтобы турбина работала с максимальным значением КПД.

Техническое обслуживание действующего гидротурбинного оборудования гидроэлектростанции предусматривает выполнение комплекса операций по осмотру, контролю, смазке, регулировке, не требующих вывода его в ремонт

9.1.1 Правила ухода и обслуживания

Основное и вспомогательное оборудование гидроагрегата обслуживает оперативный персонал, и во время эксплуатации гидроагрегатов машинист обязан соблюдать следующие правила ухода и обслуживания:

- не производить пуск гидроагрегата, если температура масла в ванне пяты ниже + 5 градусов.
- строго соблюдать график проверки и опробования оборудования, утвержденный главным инженером станции.
- немедленно убирать протечки масла, особенно на маслоприемнике, не допуская его попадания на бетон и щеточный—контактный аппарат генератора.
- двери шахт турбин, камер холодного воздуха и колонок регуляторов скорости должны быть постоянно закрыты с целью исключения доступа посторонних людей к механизмам.
- следить, чтобы задвижки от спиральной камеры и водопровода технического водоснабжения в системе смазки турбинного подшипника были открыты.
- следить за перепадами на сороудерживающих решетках по перепадамерам, при перепадах выше 1,5 м требуется очистки решеток. Величину перепадов записывать в специальном журнале и в суточной ведомости в соответствии с графиком контроля.
- следить за работой электродвигателей масловинтовых насосов МНУ – МВН–25.

9.1.2 Обязанности оперативного персонала

Начальник смены цеха и машинисты гидроагрегата во время эксплуатации гидроагрегатов должны выполнять следующее:

Регулярно осматривать все оборудование, обращая внимание на:

- состояние маслофильтров системы регулирования и водяных фильтров системы технического водоснабжения
- плотность соединения водомасловоздухопроводов.
- состояние всех болтовых и других соединений.
- следить за частотой вращения агрегатов, за состоянием вибрации и биением вала.
- следить за работой защит на сигнал.
- следить за работой регулятора скорости, отсутствием качаний, толчков и заеданий в механизмах.
- на остановленном г/а регулярно обтирать плотной без ворсинок тканью механизмы регулятора скорости.
- следить за давлением и уровнем масла в котле МНУ, по мере необходимости подкачивать воздух в котлы МНУ компрессорами высокого давления при ручном включении их в работу, а также следить за уровнем масла в сливном баке МНУ.
- следить за работой маслоносов МНУ и клапанов на них. Периодически проверять на ощупь нагрев подшипников электродвигателей и насосов МНУ.
- по графику переводить насосы МНУ из режима работы на автомате в резерв и обратно.

– следить за температурным режимом агрегата по приборам термоконтроля. Об отклонениях температуры подшипников и подпятника на 2–3 градуса при установившемся режиме работы агрегата должно быть доложено руководству станции.

– следить за уровнем масла в ваннах подпятника по указателю на масломерном стекле. Нормальный уровень масла составляет 110 – 150 мм. В случае повышения уровня масла при одной и той же установившейся температуре обязательно взять пробу для определения отсутствия воды в масле. При необходимости производить доливку масла до нормального уровня.

– по требованию начальника химлаборатории производить по отбор масла из ванны пяты подпятников и сливных баков МНУ.

– следить, чтобы протечки масла из маслоприемника не попадали на щеточный–контактный аппарат генератора.

– следить за поступлением воды на охлаждение маслованны подпятника и воздухоохладителей статора генератора.

– следить за давлением воды перед турбинным подшипником по манометру в шахте турбины и расходом воды на смазку по расходомеру.

– проверять работу торцевого уплотнения вала турбины по величине протечек. При увеличении протечек воды через уплотнения принимать меры по установке и включению дополнительных насосов или сифона.

– следить за давлением в спиральной камере и отсасывающей трубе по приборам у входа в шахту турбины.

– проверять работу дренажных насосов на крышках турбин путем кратковременного их включения. Следить чтобы всас насосов был постоянно заполнен водой.

При осмотре направляющего аппарата обращать особое внимание на:

– состояние срезных пальцев, крепление выключателей контроля срезных пальцев, опорных угольников, электропроводки к выключателям контроля срезных пальцев.

– наличие контровки на регулировочных гайках серьги ЛНА.

– достаточность смазки трущихся частей

– протечки воды через уплотнения верхних цапф лопаток направляющего аппарата.

– на пропуск масла через уплотнения гильз штоков сервомоторов

– на отсутствие посторонних предметов между рычагами направляющего аппарата

По оборудованию технического водоснабжения вести контроль:

– за давлением в напорном трубопроводе до и после фильтров. При увеличении разницы показаний манометров до и после фильтра на 0,4 кгс/кв.см и более произвести перевод техводоснабжения на резервные фильтры. Давление в напорном трубопроводе не должно быть меньше 1,6 кгс/кв.см.

– за величиной протечек через сальники насосов.

– держать в постоянной готовности систему пожаротушения генератора.

Проверять положение задвижек системы пожаротушения.

– контролировать температуру охлаждающего воздуха генератора. Держать в постоянной готовности систему воздухообеспечения гидроагрегата для перевода генератора в режим синхронного компенсатора. Проверять положение задвижек и вентилях согласно схеме, состояние и работу электроконтактного манометра и соленоидного клапана автоматического управления режимным клапаном.

9.2 Ремонтное обслуживание

9.2.1 Общие сведения

ТОиР предусматривает выполнение комплекса работ, направленных на обеспечение исправного состояния оборудования, надежной, безопасной и экономичной его эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, при оптимальных трудовых и материальных затратах.

Комплекс проводимых работ включает:

- техническое обслуживание оборудования;
- плановый ремонт оборудования;
- накопление и изучение опыта эксплуатации и ремонта, установление оптимальной периодичности и продолжительности проведения КР, СР и ТР;
- применение современных средств диагностирования для контроля и прогнозирования технического состояния оборудования и принятия решения о необходимости ремонта;
- внедрение передовых методов ремонта, прогрессивной технологии;
- широкое внедрение специализации ремонтных работ;
- контроль качества выполняемых работ в процессе ремонта и контроль качества отремонтированного оборудования;
- анализ параметров технического состояния оборудования до и после ремонта по результатам испытаний.

9.2.2 Классификация ремонтов

Ремонты, в зависимости от планирования, следует подразделять на плановые, неплановые и аварийные.

Плановый ремонт также следует подразделять на:

- планово–предупредительный ремонт, который следует выполнять с периодичностью, установленной в ремонтной документации, а объем ремонта должен определяться по типовому перечню ремонтных работ с учетом фактического технического состояния и включать выполнение дополнительных сверхтиповых ремонтных работ для устранения дефектов, выявленных в процессе эксплуатации (при наличии), и по результатам предыдущих ремонтов, установленных предписаниями органов государственного надзора (при наличии);

– ремонт по техническому состоянию, представляющий собой ремонт, при котором контроль технического состояния оборудования следует выполнять с периодичностью и в объеме, установленными в ремонтной документации, а объем и момент начала ремонта должны определяться результатами контроля технического состояния оборудования.

Неплановый ремонт не предусматривается годовым (месячным) графиком ремонта. Неплановый ремонт должен проводиться с целью устранения последствий неисправностей или дефектов, влияющих на нормальную и безопасную эксплуатацию, а также по результатам контроля технического состояния. Если для непланового ремонта требуется вывод из работы объекта диспетчеризации, то данный ремонт должен быть согласован с субъектом оперативно–диспетчерского управления.

Аварийные ремонты должны проводиться в случаях устранения последствий аварии на оборудовании для восстановления его работоспособности.

При организации планово–предупредительного ремонта в зависимости от объема выполняемых ремонтных мероприятий ремонты следует подразделять на текущие, средние или капитальные. Для ГЭС средний ремонт не применяется.

При капитальном ремонте оборудования, который выполняется для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурсу объекта с заменой или восстановлением любых его частей, может производиться полная разборка агрегата, ремонт базовых и корпусных деталей и узлов, замена или восстановление всех изношенных деталей и узлов на новые и более современные, сборка, регулирование и испытание агрегата. При проведении капитального ремонта оборудования не должно изменяться его функциональное назначение. Целью капитального ремонта оборудования является восстановление его технико–экономических характеристик до значений, близких к проектным.

При среднем ремонте оборудования выполняется восстановление исправности и частичное восстановление ресурса объекта с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния объекта в объеме, предусмотренном в документации.

Текущий ремонт оборудования выполняется для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса объекта с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния объекта в объеме, предусмотренном в документации.

9.3 Ремонтная документация

Ремонтная документация должна включать:

- нормативную документацию, включающую нормативные правовые акты, действие которых распространяется на объекты, в отношении которых осуществляются ремонты (далее – нормативная документация);
- техническую документацию, к которой относятся проектная

документация, конструкторская документация изготовителей оборудования (чертежи, инструкции по эксплуатации, заводские ремонтные документы, технические паспорта оборудования или сооружений объектов электроэнергетики), информационные сообщения и письма изготовителей оборудования (далее – техническая документация);

– технологическую документацию, к которой относятся документы по технологическим процессам ремонта (маршрутные, операционные и технологические карты, технологические инструкции, рабочие программы), а также технологические инструкции изготовителей оборудования (далее – технологическая документация);

– организационно–распорядительную документацию, к которой относятся документы по планированию, подготовке и выполнению ТОиР, а также учета и отчетности (планы, графики, программы ремонта, ведомости, протоколы, акты, годовые графики ремонта, разрабатываемые собственником и иным законным владельцем объектов электроэнергетики, утверждаемые субъектом электроэнергетики и (или) организацией – исполнителем ремонта и пересматриваемые с учетом опыта эксплуатации (далее – годовые планы–графики); –

– проект производства работ (далее – ППР), разрабатываемый организацией – исполнителем ремонта для подготовки и производства ремонта оборудования и состоящий из комплекта технических и организационно–распорядительных документов с обязательным включением в него главы "Требования безопасности при выполнении работ";

– документы, фиксирующие результаты выполнения ремонта составных частей оборудования и их техническое состояние до и после выполнения ремонтных работ и степень соответствия состояния отремонтированной составной части требованиям нормативной и технической документации (формуляры, карты контроля, карты измерений, протоколы, технические акты на скрытые работы), которые являются отчетными и подлежат представлению в комиссию по приемке оборудования из ремонта.

Техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики состоит в выполнении комплекса технологических операций и организационных действий по поддержанию их работоспособности или исправности при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании. Организация технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики должна осуществляться в соответствии с градостроительным законодательством Российской Федерации, законодательством Российской Федерации о промышленной безопасности, о безопасности зданий и сооружений и в соответствии с ремонтной документацией.

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. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2005. – 114 с.
3. Затеева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е.Ю. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2012. – 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно–энергетические расчеты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014. – 106 с.
5. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / 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. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 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. Няшкова. – 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. СТО РусГидро 01.01.78–2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75–2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ.

19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022–2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.

15. СТО 17330282.140.016–2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.

16. 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..

17. СТО 56947007–29.240.014–2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35–750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10–750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.

18. 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.

19. Номенклатурный каталог 2020 [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/blog/information-materials/#bx>

20. СТО 56947007–29.240.30.010–2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения» – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.

21. Каталог «Трансформаторно–реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // УЭТМ. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformarno-reaktorное+oborudovanie>

22. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.

23. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 – 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>

24. СТО 17330282.27.140.020–2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

25. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>

26. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

27. ГОСТ Р 57114–2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» – Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

28. ГОСТ Р 56302– 2014 «Оперативно–диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

29. ГОСТ Р 56303–2014 «Оперативно–диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

30. СТО 56947007–29.240.10.249–2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» – Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

31. Чернобровов Н.В. Релейная защита электрических систем: Учебное пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.

32. 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.

33. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.

34. 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.

35. 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.

36. 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.

37. Киселев П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам / П.Г. Киселев. – Москва: Энергия, 1974. – 312 с.

38. 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.

39. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов. – Москва: АСВ, 2011. – 584 с.

40. 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.

41. 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.

42. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.» – Москва, 2017. – 22 с.

43. 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.

44. 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.

45. Цифровые измерительные трансформаторы [Электронный ресурс]: офиц. сайт производ. // ООО НПО «ЦИТ». – Режим доступа: <https://digitrans.ru>

46. Мир цифровой обработки. Цифровая обработка сигналов / А. Опенгейм, Р. Шафер, С.А. Кулешова, А.С. Ненашева – Москва: Техносфера, 2006. – 858 с.

47. 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.

48. 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.

49. 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.

50. Анализ математических методов снижения погрешности трансформатора тока в режиме насыщения. Электротехнические системы и комплексы / И.Н. Одинаев, П.В. Мурзин, А.В. Паздерин, В.А. Тащилин, А. Шукало. – Москва: Выпуск 47, 2019. – 8 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водноэнергетические расчёты

Таблица А.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Q _{год} , м ³ /с	Годы	Q _{пол} , м ³ /с	Годы	Q _{меж} , м ³ /с	Годы
1	2	165	1971	48	1982	450	1971
2	4	148	1958	42	1989	374	1974
3	6	143	1974	41	1951	373	1958
4	8	139	1982	40	1949	359	1985
5	10	137	1986	39	1945	348	1986
6	12	137	1985	38	1948	337	1956
7	13	125	1989	38	1955	328	1964
8	15	124	1956	38	1988	322	1982
9	17	124	1955	37	1960	311	1977
10	19	123	1988	36	1967	302	1943
11	21	123	1964	36	1987	301	1990
12	23	121	1990	35	1958	300	1975
13	25	120	1949	35	1961	297	1963
14	27	120	1951	33	1952	295	1955
15	29	119	1960	32	1941	295	1973
16	31	116	1975	31	1962	293	1988
17	33	115	1945	31	1986	293	1989
18	35	115	1987	31	1990	291	1970
19	37	114	1967	29	1979	286	1959
20	38	114	1963	29	1950	284	1960
21	40	113	1970	28	1974	281	1949
22	42	113	1943	26	1946	278	1951
23	44	112	1948	26	1944	277	1979
24	46	112	1959	26	1976	274	1968
25	48	112	1979	26	1984	272	1987
26	50	111	1977	25	1985	270	1967
27	52	109	1973	25	1953	268	1945
28	54	107	1961	25	1959	267	1942
29	56	105	1942	24	1970	267	1991
30	58	102	1968	24	1975	260	1948
31	60	101	1962	24	1957	251	1976
32	62	101	1976	23	1942	250	1961
33	63	100	1991	23	1966	249	1954
34	65	100	1952	22	1971	246	1984
35	67	99	1984	22	1969	244	1944
36	69	99	1944	22	1963	242	1962
37	71	97	1954	21	1981	239	1947
38	73	97	1946	21	1954	238	1946
39	75	94	1953	20	1965	236	1969
40	77	93	1969	20	1964	234	1978

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

m	P, %	Q_{год}, мЗ/с	Годы	Q_{пол}, мЗ/с	Годы	Q_{меж}, мЗ/с	Годы
41	79	91	1941	19	1980	234	1952
42	81	91	1947	19	1943	233	1983
43	83	91	1981	18	1983	231	1953
44	85	90	1983	18	1956	230	1981
45	87	90	1965	17	1978	229	1965
46	88	89	1978	17	1947	220	1972
47	90	89	1950	17	1991	210	1941
48	92	84	1966	17	1968	208	1950
49	94	79	1972	16	1973	206	1966
50	96	78	1980	11	1977	195	1980
51	98	68	1957	9	1972	156	1957

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Сработка и наполнение водохранилища (окончательный вариант)

№мес	Q _{быг} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{исп} , м ³ /с	Q _л , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{ВХК} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{НБ} , м ³ /с	V _{в-ща} , км ³			Z _{ВБ} , м			Z _{НБ} , м	H _{гэс} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
IX	46	1	0	0	45	14	60	59	60	2,79	0,04	2,75	173,00	172,78	172,89	124,63	47,86	24	ВХК
X	38	1	0	0	37	22	60	59	60	2,75	0,06	2,69	172,78	172,43	172,60	124,63	47,57	24	ВХК
XI	12	1	0	0	11	78	60	89	90	2,69	0,20	2,49	172,43	171,23	171,83	125,15	46,28	35	35
XII	6	1	0	1	4	172	60	176	177	2,49	0,45	2,05	171,23	168,34	169,78	126,27	43,11	65	65
I	6	1	0	1,8	3	191	60	194	195	2,05	0,49	1,55	168,34	163,56	165,95	126,39	39,16	65	65
II	7	1	0	2,5	4	112	60	115	116	1,55	0,29	1,26	163,56	160,23	161,89	125,72	35,78	35	35
III	8	1	0	3,2	4	55	60	59	60	1,26	0,14	1,12	160,23	158,61	159,42	124,83	34,19	17	ВХК
IV	10	1	0	-5	15	45	60	59	60	1,12	0,12	1,00	158,61	157,32	157,97	124,83	32,93	17	ВХК
V	130	1	1	-3,5	132	-73	60	59	60	1,00	-0,19	1,19	157,32	159,43	158,37	124,83	33,34	17	ВХК
VI	517	1	5	0	511	-452	60	59	60	1,19	-1,17	2,36	159,43	170,48	164,95	124,63	39,93	20	ВХК
VII	190	1	2	0	187	-129	60	59	60	2,36	-0,33	2,70	170,48	172,45	171,46	124,62	46,44	23	ВХК
VIII	95	1	1	0	93	-34	60	59	60	2,70	-0,09	2,79	172,45	173,00	172,73	124,63	47,69	24	ВХК

Продолжение приложения А

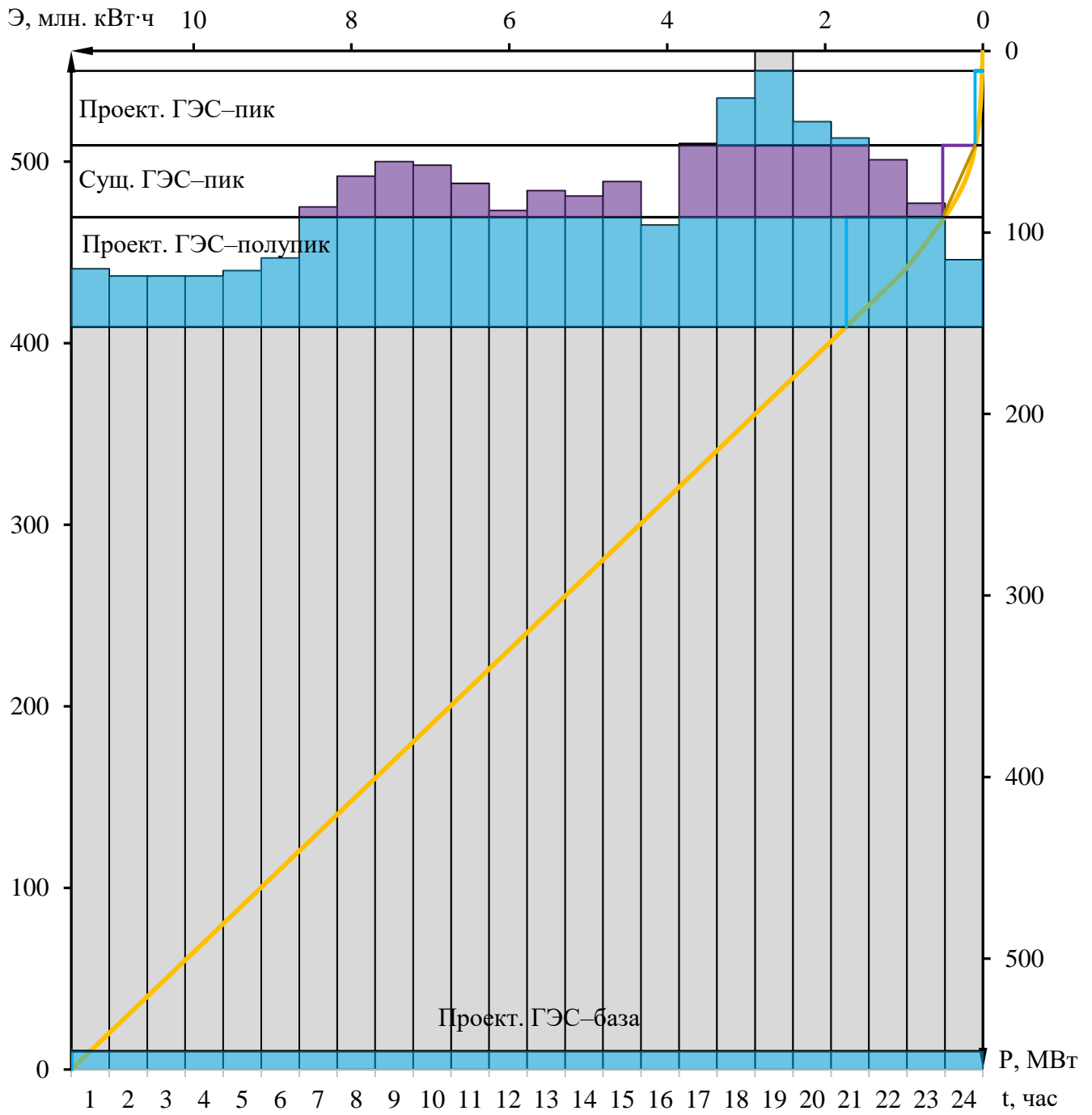


Рисунок А.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Баланс мощности

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Р _{мах} , МВт	Р _{авар} , МВт	Р _{нагр} , МВт	Н _{раб} , МВт	Н _{нагр} , МВт	Н _{рем} , МВт	Н _{раб} , МВт	Н _{нагр} , МВт	Н _{рем} , МВт	Н _{раб} , МВт	Н _{нагр} , МВт	Н _{авар} , МВт	Н _{рем} , МВт
1	557	56	22	40	6	0	112	16	0	406	0	56	0
2	527	53	21	40	7	0	81	14	0	406	0	53	0
3	475	48	19	40	8	0	53	11	0	382	0	48	0
4	415	42	17	40	8	0	44	9	0	331	0	42	0
5	363	36	15	40	7	0	37	7	0	286	0	36	0
6	333	33	13	40	7	0	37	6	0	256	0	33	34
7	333	33	13	40	7	0	41	7	0	252	0	33	34
8	363	36	15	40	7	0	47	8	0	276	0	36	0
9	415	42	17	40	7	7	53	10	19	322	0	42	0
10	475	48	19	40	7	0	62	12	0	373	0	48	0
11	527	53	21	40	7	0	81	14	0	406	0	53	0
12	557	56	22	40	6	0	112	16	0	406	0	56	0

Окончание приложения А

Таблица А.6 – Расчёт водноэнергетического регулирования в среднем по водности году (работа ГЭС по мощностям маловодного года)

№ _{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-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}				
IX	82	1	0	0	80	10	60	90	91	2,79	0,03	2,76	173,00	172,84	172,92	125,17	47,35	37	ВХК
X	59	1	0	0	56	20	60	76	77	2,76	0,05	2,71	172,84	172,52	172,68	124,95	47,33	31	ВХК
XI	29	1	0	0	28	60	60	88	89	2,71	0,16	2,55	172,52	171,58	172,05	125,14	46,51	35	35
XII	23	1	0	1	21	151	60	172	174	2,55	0,39	2,16	171,58	169,18	170,38	126,24	43,74	65	65
I	25	1	0	1,8	22	164	60	186	188	2,16	0,43	1,74	169,18	165,55	167,36	126,34	40,62	65	65
II	27	1	0	2,5	24	83	60	107	108	1,74	0,22	1,52	165,55	163,21	164,38	125,62	38,36	35	35
III	29	1	0	3,2	25	83	60	108	109	1,52	0,22	1,31	163,21	160,74	161,97	125,64	35,94	33	ВХК
IV	37	1	0	-5	41	116	60	157	158	1,31	0,30	1,00	160,74	157,32	159,03	126,13	32,50	44	ВХК
V	153	1	2	-3,5	154	-95	60	59	60	1,00	-0,25	1,25	157,32	160,09	158,71	124,83	33,47	17	ВХК
VI	543	1	5	0	537	-478	60	59	60	1,25	-1,24	2,49	160,09	171,21	165,65	124,63	40,62	21	ВХК
VII	210	1	2	0	207	-114	60	92	93	2,49	-0,30	2,79	171,21	173,00	172,11	125,20	46,50	37	ВХК
VIII	115	1	1	0	113	0	60	113	114	2,79	0,00	2,79	173,00	173,00	173,00	125,47	47,13	46	ВХК

Э_{год} = 341 млн.кВт·ч

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛ50–В

Параметр	Значение								
	3,75	4	4,25	4,75	5,0	5,3	5,6	6	6,3
D_1 , м	3,75	4	4,25	4,75	5,0	5,3	5,6	6	6,3
η_t , о.е.	0,928	0,929	0,930	0,932	0,932	0,933	0,934	0,935	0,936
N'_a , МВт	44642	50843	57449	71880	79705	89632	100144	115073	126954
Z' , шт	2,87	2,52	2,23	1,78	1,61	1,43	1,28	1,11	1,01
Z_a , шт	3	3	3	2	2	2	2	2	2
N_a , МВт	42667	42667	42667	64000	64000	64000	64000	64000	64000
Δ' , о.е.	1,05	1,048	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n'_c , об/мин	195,35	183,23	172,53	154,50	146,83	138,58	131,20	122,52	116,72
n_c , об/мин	187,5	187,5	166,7	166,7	150,0	136,4	130,4	125,0	115,4
n'_{\max} , об/мин	98,58	105,10	99,22	110,80	104,93	101,07	102,11	104,79	101,53
n'_{\min} , об/мин	126,32	134,67	127,13	141,97	134,45	129,51	130,84	134,27	130,10
$n'_{\text{расч}}$, об/мин	111,34	118,70	112,06	125,14	118,51	114,15	115,32	118,35	114,67
$Q \cdot \eta_m$ при $n'_{\text{расч}}$	1,259	1,105	0,978	1,171	1,056	0,939	0,840	0,730	0,662
$Q \cdot \eta_m$ при n'_{\min}	0,874	0,767	0,679	0,813	0,733	0,651	0,583	0,507	0,459

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛД50–В60°

Параметр	Значение								
	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,75	5,0	5,3	5,6
D_1 , м	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,75	5,0	5,3	5,6
η_T , о.е.	0,929	0,930	0,930	0,931	0,932	0,934	0,934	0,935	0,936
N'_a , МВт	41030	46116	51501	58653	66273	82917	91941	103389	115513
Z' , шт	3,12	2,78	2,49	2,18	1,93	1,54	1,39	1,24	1,11
Z_a , шт	4	3	3	3	2	2	2	2	2
N_a , МВт	32000	42667	42667	42667	64000	64000	64000	64000	64000
Δ' , о.е.	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,09
n'_c , об/мин	221,86	209,45	198,36	186,06	175,19	156,87	149,08	140,70	133,22
n_c , об/мин	214,3	214,3	200,0	187,5	166,7	166,7	150,0	142,9	130,4
n'_{max} , об/мин	99,20	105,08	103,55	103,50	97,71	109,12	103,34	104,28	100,56
n'_{min} , об/мин	127,11	134,64	132,69	132,63	125,20	139,82	132,41	133,62	128,86
$n'_{расч}$, об/мин	112,04	118,68	116,96	116,90	110,36	123,24	116,71	117,78	113,58
$Q \cdot \eta_m$ при $n'_{расч}$	1,133	1,344	1,203	1,056	1,401	1,119	1,009	0,897	0,802
$Q \cdot \eta_m$ при n'_{min}	0,787	0,933	0,835	0,733	0,972	0,777	0,700	0,622	0,557

Окончание приложения Б

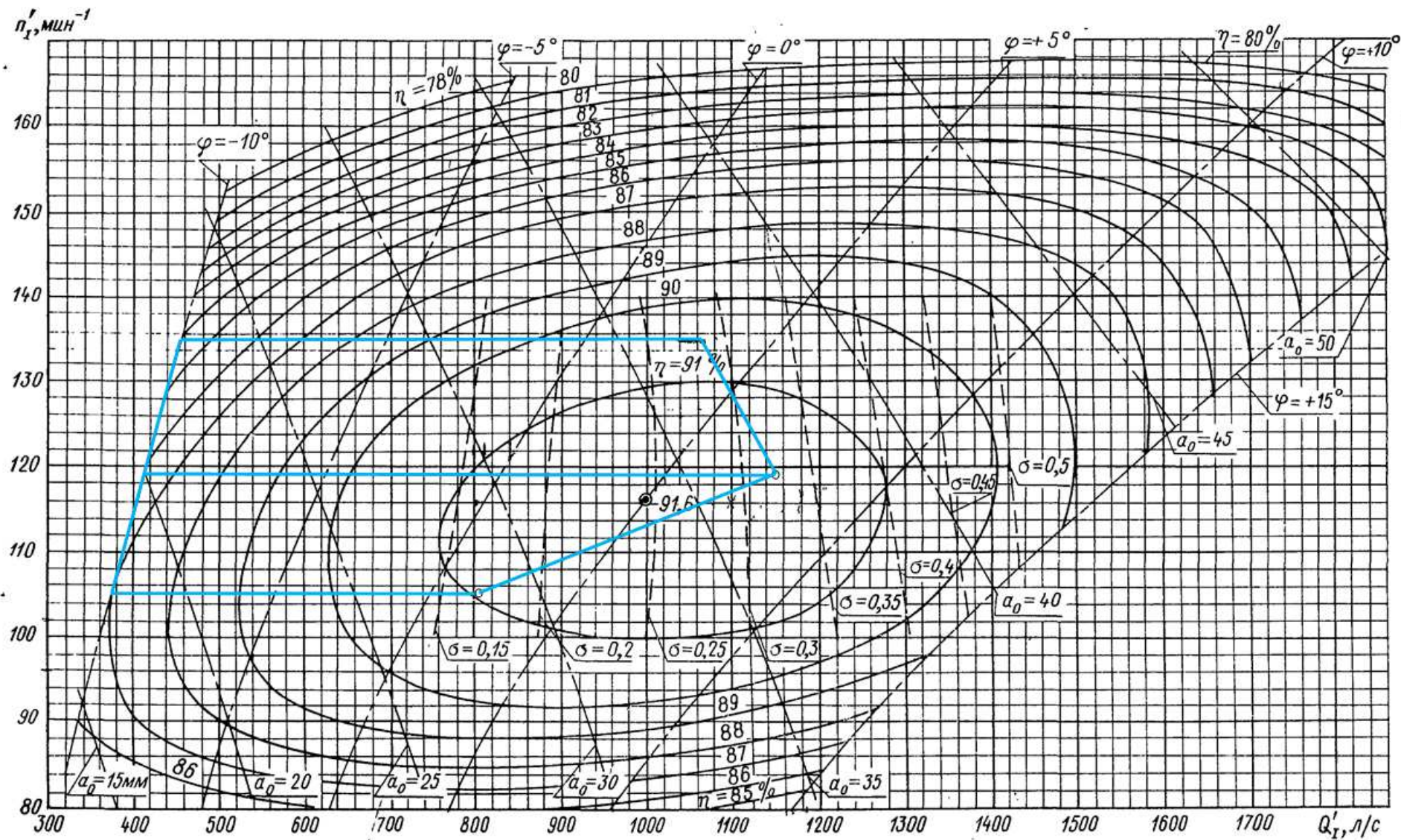


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ50–500

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица уставок и матрицы отключений защит

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,45 \cdot I_{Г}^{(2)}$	1,93 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,5	–
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,9 \cdot I_{Г}^{(2)}$	3,86 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{Г}^{(2)}$	6,44 А
			I_{OTC}	$6,0 \cdot I_{Г}^{(2)}$	25,73 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	–	5 В
		t_2	U_{0G}	–	10 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,2	–
ЗПН	$U >$	2 ступ.	U_{CP2}	1,4	140 В
		1 ступ.	U_{CP1}	1,2	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	0,07	0,30 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	0,12	0,51 А
		ТО I	$I_{2С.З.}$	0,8	3,43 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	1,07	4,60 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	1,1	4,72 А
		ТО	I_{1OTC}	1,22	5,25 А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	Z_1	0,078	1,05 Ом
			Z_{CM1}	$0,20 \cdot Z_I$	0,21 Ом
		2 ступ.	Z_2	0,40	5,33 Ом
			Z_{CM2}	$0,20 \cdot Z_2$	1,07 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P.СИГН}$	1,07	0,81 А
		ПО	$I_{P.ПУСК}$	1,21	0,98 А
		ТО	$I_{P.OTC}$	2,20	1,69 А
Защита TE	$I \gg TE$	ТО	I_{TO}	28,0	28,52
	$I > TE$	MTЗ	$I_{MTЗ}$	2,78	2,83

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
Защиты									
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1					+		
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО					+		
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО					+		
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1						+
			t_2				+		
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО					+		
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				
Защита TE	$I >> TE$	ТО		+	+				
		МТЗ		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Технико-экономическое обоснование

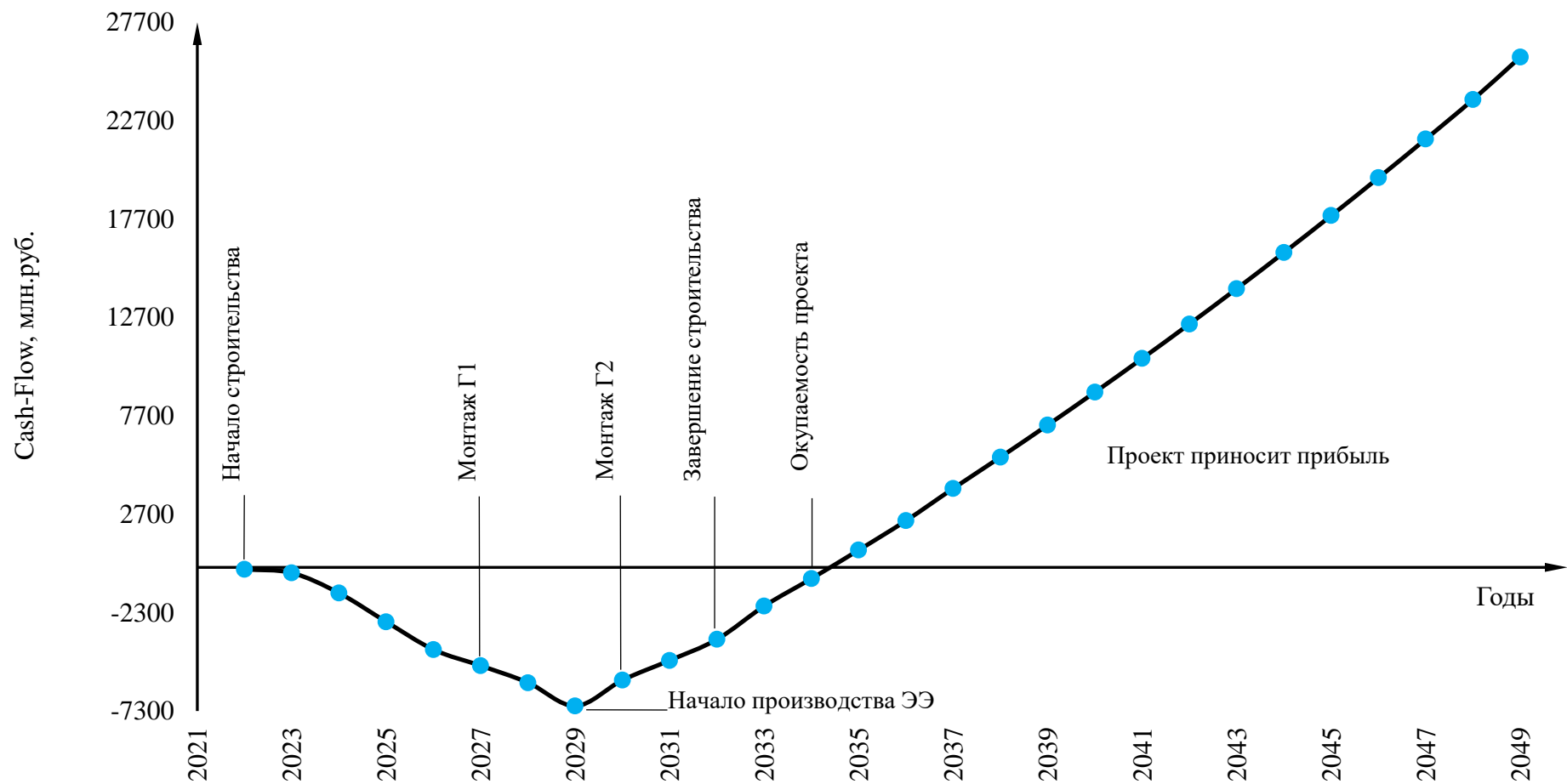


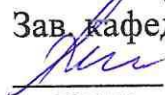
Рисунок Г.1 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой




А.А. Ачитаев
подпись

« 15 » июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОТВАЖНОЙ ГЭС НА РЕКЕ АРХАРА.
ОПЕРАТИВНОЕ И РЕМОТНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
ГИДРОАГРЕГАТА**

Руководитель	 подпись, дата 14.06.22	Начальник Оперативной службы филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно- Шушенская ГЭС имени <u>П.С. Непорожного</u> ученая степень, ученое звание, должность, место работы	<u>И.Ю. Погоняйченко</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата 14.06.22		<u>А.Б. Морозов</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Отважной ГЭС на реке Архара. Оперативное и ремонтное обслуживание гидроагрегата»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

15.06.22 А.А. Арсланов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

15.06.22 А.В. Касимжанова
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

15.06.22 А.В. Касимжанова
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

15.06.22 А.А. Арсланов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

21.04.22 М.Р. Размаханов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

14.06.22 А.В. Захарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

15.06.22 В.И. Татарский
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

21.04.22 В.А. Казарин
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

20.04.22 В.В. Волосаева
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

16.06.22 В.Р. Сидорова
подпись, дата инициалы, фамилия