

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОДЛО-ОНЕЖСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВОДЛА. ЗАЩИТА
ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЯХ 6-10 кВ

Руководитель	_____	Зав. Кафедры ГГЭЭС, СШФ СФУ	_____
	подпись, дата	<u>канд. техн. наук.</u>	<u>А.А. Ачитаев</u>
		должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Л.А. Гранина</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Водло-Онежской ГЭС на реке Водла. Защита от однофазных замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

Е.Ю. Затева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

А.В. Широков
инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

О.В. Захарова
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

В.А. Кадычegov
инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

В.В. Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВОДЛО-ОНЕЖСКОЙ ГЭС.....	7
1 Общие сведения.....	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	9
1.2 Гидрологические данные	9
1.3 Топографические данные	11
1.4 Инженерно-геологические условия.....	13
1.5 Сейсмические условия	13
1.6 Данные по энергосистеме	13
2 Водно-энергетические расчеты	14
2.1 Данные для водно-энергетических расчетов.....	14
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	14
2.2.1 Выбор расчетного средневодного года (P=50%)	16
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)	17
2.3 Построение суточных графиков нагрузки	18
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	20
2.5 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК и бытового стока	21
2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году	22
2.6.1 Определение типа регулирования	24
2.7 Определение рабочей мощности ГЭС. Баланс мощности	24
2.8 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году.....	25
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	27
3.1 Режимное поле	27
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	29
3.2.1 Выбор типа гидротурбин.....	29
3.2.2 Определение отметки установки рабочего колеса	33
3.3 Расчет параметров гидрогенератора.....	36
3.4 Определение геометрических параметров проточной части	38
3.4.1 Расчет спиральной камеры.....	38
3.4.2 Расчет вала на прочность	41
3.4.3 Расчет подшипника.....	41
3.5 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора	43
4 Электрическая часть	44
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	44
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	44
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	44
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком.....	46

4.2.3	Выбор трансформаторов собственных нужд	47
4.2.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	48
4.3	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета.....	49
4.4	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	51
4.5	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.....	51
4.5.1	Расчет исходных данных.....	51
4.5.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении... ..	52
4.6	Определение расчетных токов рабочего и утяжелённого режима.....	54
4.7	Выбор и проверка оборудования	55
4.7.1	Выбор генераторных выключателей и разъединителей на напряжение 10,5 кВ.....	55
4.7.2	Выбор генераторного анализатора и синхронизатора	56
4.7.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	56
4.7.4	Выбор вспомогательного оборудования	56
4.7.5	Выбор электроаппаратов на напряжение 110 кВ.....	57
5	Релейная защита и автоматика	58
5.1	Перечень защит блока генератор-трансформатор	58
5.2	Расчет номинальных токов.....	59
5.3	Описание защит и расчет их уставок	60
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора.....	60
5.3.2	Защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора ($U_N (U_0)$).....	63
5.3.3	Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	65
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)	66
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок ($I1$).....	69
5.3.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$	72
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	75
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	76
6	Компоновка сооружений гидроузла.....	77
6.1	Назначение класса ГТС.....	77
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта.....	77
6.2.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины	77
6.3	Гидравлические расчеты.....	79
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	79
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	81
6.3.3	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	83

6.3.4	Построение оголовка водослива по Кригеру-Офицерову	83
6.3.5	Расчет сопряжений потока в нижнем бьефе	85
6.3.6	Расчет водобойной плиты	85
6.3.7	Расчет водобойной стенки	86
6.3.8	Проверка сопряжений потоков за водобойной стенкой	87
6.3.9	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы.....	87
6.4	Конструирование плотины	88
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	88
6.4.2	Разрезка бетонных плотин по швам.....	90
6.4.3	Быки.....	91
6.4.4	Устой	91
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин	91
6.4.6	Галереи в теле плотины	92
6.4.7	Ширина плотины по гребню.....	92
6.5	Основные элементы плотины.....	92
6.5.1	Понур.....	92
6.5.2	Дренажные устройства в основании	92
6.5.3	Водобой.....	93
6.5.4	Рисберма и ковш	93
6.6	Обоснование надежности и безопасности плотины	94
6.6.1	Определение основных нагрузок на плотину	94
6.6.2	Вес сооружения и затворов	94
6.6.3	Сила гидростатического давления воды.....	95
6.6.4	Равнодействующая взвешивающего давления	96
6.6.5	Сила фильтрационного давления	96
6.6.6	Давление грунта	96
6.6.7	Волновое давление.....	97
6.7	Оценка прочности плотины.....	97
6.8	Критерии прочности плотины и ее основания	100
6.9	Обоснование устойчивости плотины	101
7	Пожарная безопасность и охрана труда.....	102
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	102
7.2	Охрана труда	103
7.3	Пожарная безопасность	105
8	Мероприятия по охране окружающей среды Водло-Онежского ГУ	108
8.1	Общие сведения.....	108
8.2	Виды работ при строительстве Водло-Онежского ГУ	109
8.3	Охрана природы.....	110
8.4	Водоохранная зона	111
8.5	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.....	112
8.6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	113

8.7	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации гидроэлектростанции	116
9	Технико-экономическое обоснование	117
9.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	117
9.1.1	Текущие расходы по гидроузлу.....	117
9.1.2	Налоговые расходы в первые годы эксплуатации.....	120
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности..	121
9.3	Оценка инвестиционного проекта	123
9.3.1	Методология, исходные данные	123
9.3.2	Коммерческая эффективность	123
9.3.3	Бюджетная эффективность	124
9.4	Анализ чувствительности	125
10	Режимы заземления нейтрали и способ действия защиты от замыканий на землю	128
10.1	Однофазные замыкания	130
10.2	Характеристики основных режимов заземления нейтрали	132
10.3	Защиты от однофазных замыканий на землю	134
10.3.1	Общие требования к защите от замыканий на землю	134
10.3.2	Защиты от ОЗЗ, основанные на использовании электрических величин промышленной частоты	135
10.3.3	Защиты от ОЗЗ, основанные на использовании высших гармоник.....	137
10.3.4	Защиты от ОЗЗ, основанные на использовании электрических величин переходного процесса.....	138
10.4	Устройства защит от ОЗЗ.....	139
10.4.1	Направленные защиты типа ЗЗП-1М и ЗЗН.....	139
10.4.2	Устройство защиты от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ: УЗС	141
10.4.3	Прибор сигнализации замыкания на землю ПЗЗМ 1	142
10.4.4	Устройство сигнализации присоединения с ОЗЗ в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью «Сириус-ОЗЗ»	143
10.4.5	Устройства индикации повреждения ВЛ 3-35 кВ и КЛ 6-35 кВ..	143
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	145
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	146
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Анализ исходных данных.....	150
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.152 Водно-энергетические расчеты	152
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование ГЭС.....	157
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Релейная защита и автоматика	160

1.4 Инженерно-геологические условия

Республика Карелия расположена на древней Русской платформе, в восточной части Балтийского щита.

Тип грунта основания в створе проектируемого гидроузла – нескальный (супесчаный и суглинистый).

Характеристики грунта:

- удельный вес $\gamma = 21 \text{ кН/м}^3$;
- сцепление $c = 28 \text{ кПа}$;
- пористость $n = 0,2$;
- угол внутреннего трения $\varphi = 26^\circ$.

1.5 Сейсмические условия

Сейсмически активная зона Карелии по карте сейсмического районирования ОСР-97 сосредоточена в северных территориях республики. Есть вероятность землетрясений до 7 баллов.

Створ проектируемой ГЭС находится в асейсмичной зоне, где возможны землетрясения силой не более 5 баллов.

1.6 Данные по энергосистеме

Проектируемая ГЭС входит в энергосистему ОАО «СО ЕЭС» Северо-Запада.

Объединенная энергетическая система Северо-Запада располагается на территории Северо-Западного федерального округа и территории 10-ти субъектов Российской Федерации: г. Санкт-Петербурга, Мурманской, Калининградской, Ленинградской, Новгородской, Псковской и Архангельской областей, республик Карелия и Коми, Ненецкого автономного округа.

Электроэнергетический комплекс образуют 141 электростанция (в том числе 113 электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше), имеющие суммарную установленную мощность 24,551 тыс. МВт, 1145 электрических подстанций 110-750 кВ, имеющие суммарную установленную мощность 91945,9 МВА и 1552 линии электропередачи 110-750 кВ, общей протяженностью 46445,1 км в одноцепном исполнении (по данным на 01.01.2019).

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Данные для водно-энергетических расчетов

1. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$;
2. Зимний коэффициент $k_N = 1,2$;
3. Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,22$ м;
4. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{исп}}$	4	3	3	15	19	16	15	10	8	7	7	7
$Q_{\text{льда}}$	19	10	10	-39	-39	0	0	0	0	10	10	19
$Q_{\text{фил}}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$Q_{\text{шл}}$	0	0	0	0	0	29	29	0	0	0	0	0
$Q_{\text{ВХК}}$	800	800	800	800	800	900	900	800	800	800	800	800

2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

По данным гидрологического ряда, представленного в Приложении А (таблица А.1), определяются среднегодовые, среднеполоводные и среднемеженные расходы и ранжируются в порядке убывания. По полученным результатам вычисляется обеспеченность для каждого года по формуле:

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

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

n – общее число членов ряда.

Полученные результаты представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы среднегодовые, в маловодный период и период половодья

р, %	Qср. год	Годы	Qср.пол.	Годы2	Qср.меж.	Годы3
2	2310	1960	3868	1960	1538	1960
4	1950	1984	3613	1984	1123	1974
6	1820	1965	3408	1965	1115	1984
8	1820	1974	3393	1966	1099	1950
10	1810	1949	3255	1948	1098	1963
12	1800	1950	3245	1949	1096	1949
14	1800	1983	3233	1988	1086	1983

Продолжение таблицы 2.2

р, %	Qcp. год	Годы	Qcp.пол.	Годы2	Qcp.меж.	Годы3
16	1790	1975	3225	1974	1085	1982
18	1780	1963	3223	1975	1080	1981
20	1770	1982	3213	1983	1068	1961
22	1760	1981	3185	1950	1068	1975
24	1750	1961	3185	1962	1064	1951
25	1740	1948	3148	1982	1048	1959
27	1740	1988	3140	1963	1046	1964
29	1730	1966	3130	1981	1030	1965
31	1690	1962	3110	1961	1026	1968
33	1670	1951	2918	1976	1005	1994
35	1620	1964	2878	1951	996	1988
37	1600	1968	2765	1964	981	1948
39	1580	1976	2738	1968	938	1962
41	1510	1994	2658	1995	938	1995
43	1510	1995	2608	1992	929	1952
45	1420	1992	2525	1947	914	1976
47	1410	1952	2520	1994	901	1966
49	1390	1959	2403	1967	865	1993
51	1380	1947	2383	1952	835	1967
53	1370	1993	2375	1993	826	1991
55	1360	1967	2293	1980	826	1992
57	1290	1991	2250	1946	804	1947
59	1220	1946	2215	1958	738	1978
61	1210	1958	2210	1991	728	1957
63	1210	1980	2163	1953	713	1972
65	1180	1953	2085	1959	711	1958
67	1140	1989	2070	1971	708	1986
69	1110	1971	2033	1987	701	1946
71	1100	1987	2018	1989	699	1973
73	1060	1973	1823	1969	695	1953
75	1040	1978	1793	1973	693	1989
76	1030	1957	1743	1977	671	1985
78	1030	1972	1718	1954	668	1980
80	1020	1977	1680	1985	661	1977
82	1010	1985	1660	1972	654	1955
84	1010	1986	1648	1978	630	1987
86	970	1954	1643	1956	625	1971
88	960	1955	1625	1957	624	1970
90	950	1956	1623	1986	620	1979
92	950	1970	1605	1970	609	1990
94	920	1979	1578	1955	605	1956
96	920	1990	1558	1990	598	1954
98	890	1969	1515	1979	431	1969

Обеспеченность для маловодного года определяется 90 % значением, а для средневодного 50% значениями.

2.2.1 Выбор расчетного средневодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяются ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1959 и 1947 годы. Интерполируются значения расхода для 50% обеспеченности.

Для данного контрольного примера, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности 2393 м³/с – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности 850 м³/с.

Для каждого выбранного года вычисляются коэффициенты приведения по половодью и межени:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{п.баз.}}{Q_{год}}, \quad (2.2)$$

$$K_{M} = \frac{Q_{м.баз.}}{Q_{год}} \quad (2.3)$$

Результаты приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Коэффициенты приведения по межени и половодью

P=50%		
1959	K_M	0,81
	K_{Π}	1,15
1947	K_M	1,06
	K_{Π}	0,95

Выбираем год у которого коэффициент корректировки ближе к единице, т.е 1947 г.

Расчитанные скорректированные значения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расходы средневодного года (P=50%) с приведением и корректировкой

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
1947	450	420	390	1730	3870	2820	1680	1360	1060	1050	850	850	1380
С _{привед}	477	445	413	1644	3677	2679	1596	1442	1124	1113	901	901	1368
С _{коррекц}	477	445	413	1669	3735	2721	1621	1442	1124	1113	901	901	1380
Q _{50%}	450	420	390	1730	3870	2820	1680	1360	1060	1050	850	850	1380

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка произведена верно.

2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1956 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 1623 м³/с.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно 620 м³/с.

Результаты приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Коэффициенты приведения по межени и половодью

P=90%		
1956	K_M	1,02
	K_{II}	0,99

Коэффициенты после корректировки равны: $K_{II} = 0,99$; $K_M = 1,012$.

Рассчитанные скорректированные значения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расходы маловодного года (P=90 %) с приведением и корректировкой

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
1956	360	340	330	1470	1950	1650	1500	940	830	710	680	650	950
$S_{прив.}$	367	347	337	1455	1931	1634	1485	959	847	724	694	663	953
$S_{коррекц}$	364	344	334	1455	1931	1634	1485	951	840	719	688	658	950
Q _{90%}	364	344	334	1455	1931	1634	1485	951	840	719	688	658	950

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка произведена верно.

Результаты скорректированных расходов маловодного и среднегодового года приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Скорректированные расходы маловодного и среднегодового года

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
Q _{90%}	364	344	334	1455	1931	1634	1485	951	840	719	688	658	950
Q _{50%}	450	420	390	1730	3870	2820	1680	1360	1060	1050	850	850	1380

На основе данных таблицы 2.7 строится гидрограф маловодного и среднегодового года, представленный на рисунке 2.1.

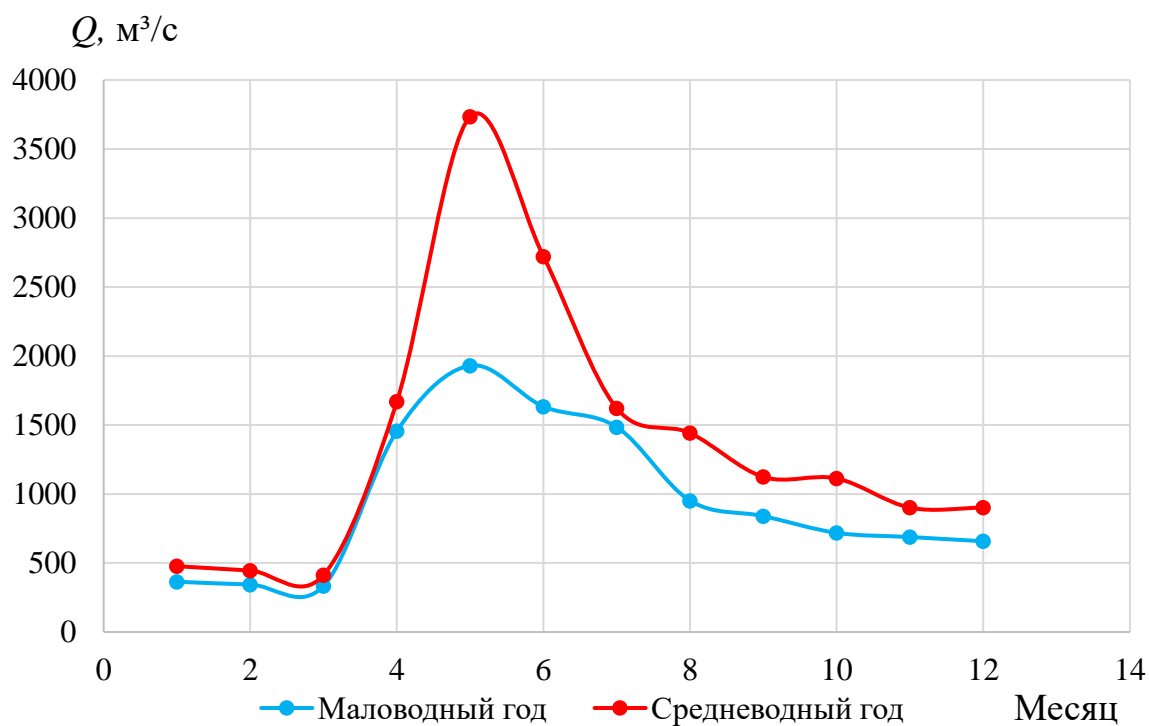


Рисунок 2.1 – Гидрограф маловодного и средневодного года

2.3 Построение суточных графиков нагрузки

Для построения суточных и годовых графиков нагрузок, используется информация с сайта «Системный оператор ЕЭС» [2].

Определяется к какому РДУ относится выбранный створ для строительства гидроузла. Створ находится в республике Карелия, следовательно, относится к Карельскому РДУ.

В плане генерации и потребления в ОЭС Северо-Запада выбираются подходящие зимний и летний дни (29.01.2018 и 28.06.2018). И формируется таблица по зимним и летним месяцам (таблица 2.8).

Таблица 2.8 – Данные для построения суточных графиков нагрузки

Час	Мощность потребления ОДУ (зима), МВт	Мощность потребления РДУ (зима), МВт	Мощность потребления ОДУ (лето), МВт	Мощность потребления РДУ (лето), МВт
1	11281	499	8620	381
2	11051	489	8292	367
3	10763	476	7977	353
4	10713	474	7784	344
5	10790	477	7719	342
6	11092	491	7961	352
7	11729	519	8429	373
8	12516	554	9052	401
9	13213	585	9826	435
10	13517	598	10126	448

Продолжение таблицы 2.8

Час	Мощность потребления ОДУ (зима), МВт	Мощность потребления РДУ (зима), МВт	Мощность потребления ОДУ (лето), МВт	Мощность потребления РДУ (лето), МВт
11	13460	596	10134	448
12	13369	592	10080	446
13	13376	592	10077	446
14	13363	591	10135	448
15	13321	589	10081	446
16	13389	592	10072	446
17	13585	601	9946	440
18	13783	610	9928	439
19	13647	604	9802	434
20	13452	595	9713	430
21	13230	585	9655	427
22	12897	571	9574	424
23	12418	549	9391	416
0	11886	526	9044	400

Коэффициент k , равный отношению годовых выработок ОДУ и РДУ:

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{113}{5} = 22,6 \quad (2.4)$$

Суточные графики, построенные по данным таблицы 2.8 в соответствии с методикой, описанной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [1], представлены на рисунке 2.2.

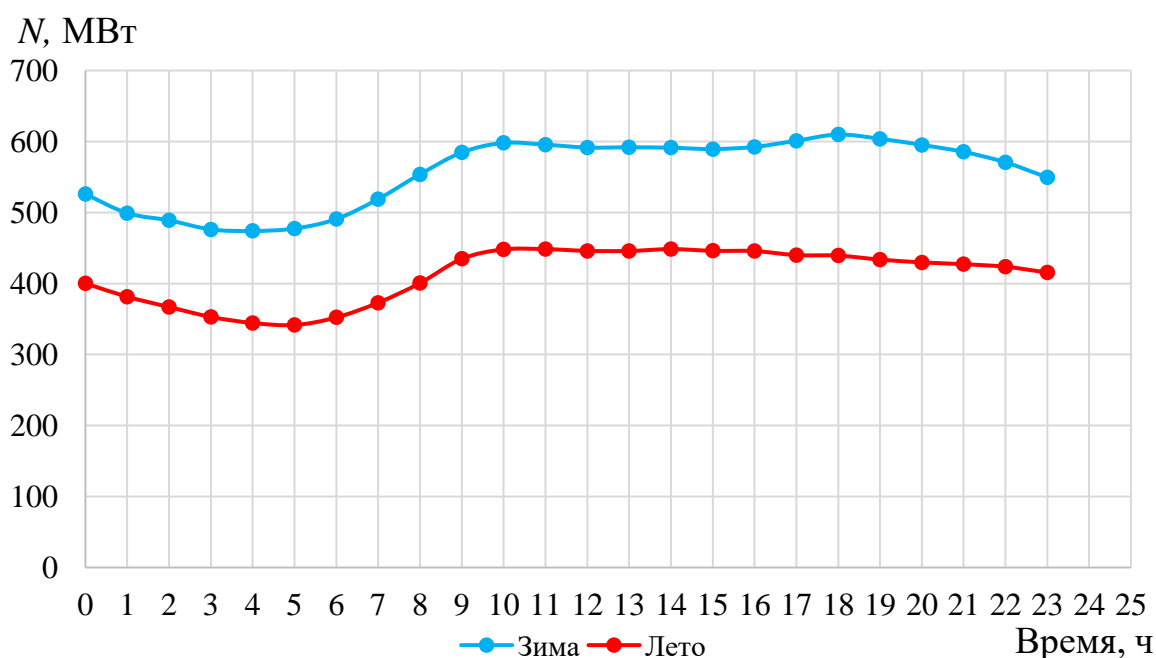


Рисунок 2.2 – Суточный график нагрузки

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Методика построения годовых графиков максимальной и среднемесячных нагрузок энергосистемы описана учебно-методического пособия «Выбор параметров ГЭС» [1].

Для неразвивающейся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.5)$$

где t – порядковый номер месяца в году (1 – январь, 2 – февраль и т.д.);
 a, b – коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot 3,14 / 180^\circ, \quad (2.6)$$

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2} \quad (2.8)$$

Годовые графики нагрузки, показанные на рисунке 2.3, строятся по закону косинуса и нужны для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергии (график средних мощностей).

Данные для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Расчетные значения максимальных и средних мощностей для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок.

t	α	cos	$P(t)_{max}$	$P(t)_{cp}$
1	15	0,9660	607	556
2	45	0,7074	586	537
3	75	0,2595	550	504
4	105	-0,2579	508	466
5	135	-0,7063	472	433
6	165	-0,9655	451	415
7	195	-0,9664	451	414
8	225	-0,7085	472	433
9	255	-0,2610	508	466
10	285	0,2564	550	504
11	315	0,7051	586	536
12	345	0,9651	607	555

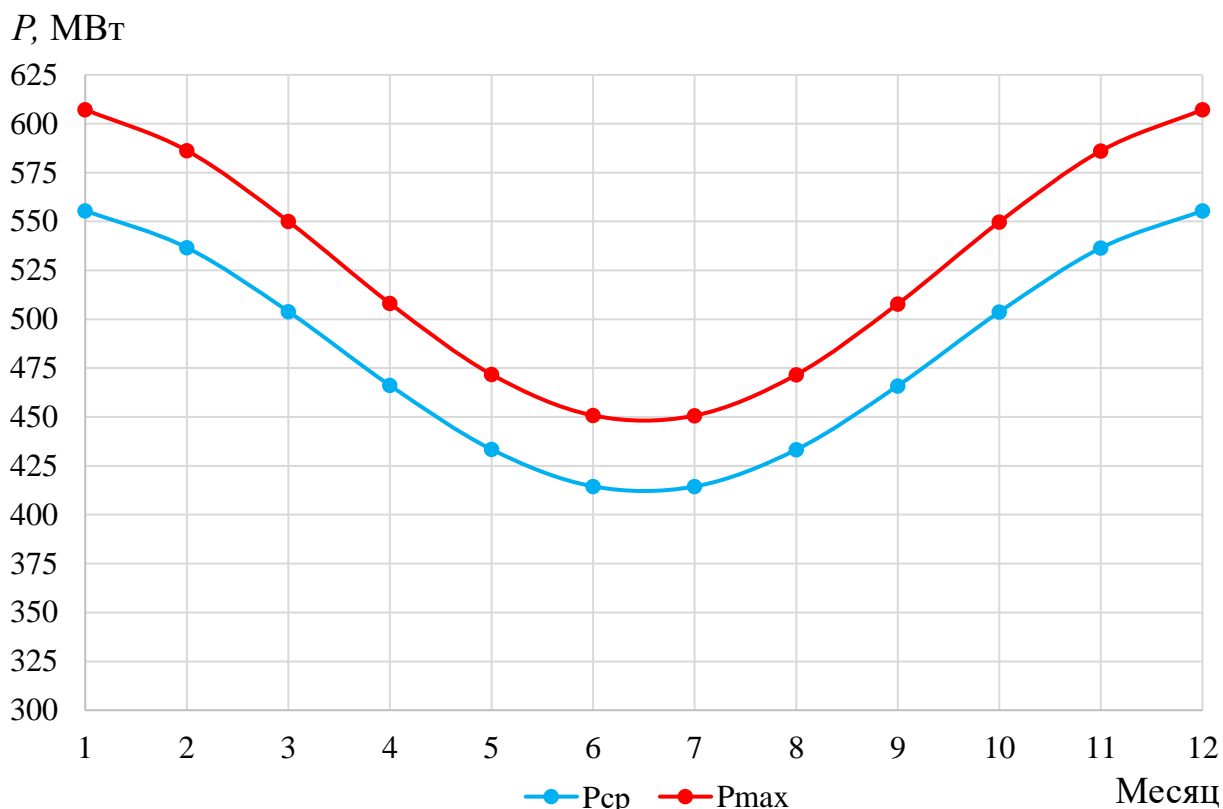


Рисунок 2.3 – График максимальных и средних нагрузок энергосистемы

2.5 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК и бытового стока

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

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

где $k_N = 8,8$ – коэффициент мощности;
 $Q_{\text{пол}}$ – полезный расход реки, м³/с;
 H – напор ГЭС, м.

Также рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.10)$$

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

Для удобства сведем расчеты в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Расчеты режима работы ГЭС

Режим работы ГЭС по бытовому стоку												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{90%} , м ³ /с	364	344	334	1455	1931	1634	1485	951	840	719	688	658
Q _{пол} , м ³ /с	332	322	312	1470	1941	1579	1432	932	822	693	662	623
Z _{БВ} , м	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Z _{НВ} , м	67,03	66,97	66,91	70,56	71,93	70,88	70,44	68,84	68,46	69,02	68,85	68,64
H, м	19,75	19,81	19,87	16,22	14,85	15,90	16,34	17,94	18,32	17,76	17,93	18,14
N _{БВТ} , МВт	58	56	54	210	254	221	206	147	133	108	104	99
Режим работы ГЭС по требованиям ВХК												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{ВХК} , м ³ /с	800	800	800	800	800	900	900	800	800	800	800	800
Z _{БВ} , м	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Z _{НВ} , м	69,58	69,58	69,58	68,38	68,38	68,73	68,73	68,38	68,38	69,58	69,58	69,58
H, м	17,20	17,20	17,20	18,40	18,40	18,05	18,05	18,40	18,40	17,20	17,20	17,20
N _{ВХК} , МВт	121	121	121	130	130	143	143	130	130	121	121	121
N _{БВТ} - N _{ВХК}	-63	-65	-67	80	124	78	63	18	3	-13	-17	-22

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

Излишки бытовой мощности в период половодья, которые будут переноситься на зиму:

$$\sum N_{\text{БВТ}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 120 \text{ МВт} \quad (2.11)$$

Полученные данные используются для размещения линии гарантированной мощности. Окончательное положение линии гарантированной мощности будет определено после проведения водно-энергетического расчета.

На годовом графике средних мощностей по данным из таблицы 2.9 строится баланс энергии, который представлен на плакате «Проектирование Водло-Онежской ГЭС на реке Водла».

2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году

Основной задачей водно-энергетического расчета является определение: рабочей мощности для каждого часа; минимального уровня сработки водохранилища.

Данный расчет ведется по методике, указанной в учебном пособии «Использование водной энергии» [3].

Сработка водохранилища производится от отметки НПУ=87 м, при которой объем равен $V_n = 15,06 \text{ км}^3$.

Принимается следующее допущение – расход в течение месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НВ в течение месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе к следующему интервалу времени.

В результате расчёта первой итерации водохранилище не наполнилось, из чего делается вывод об уменьшении гарантированной мощности и мощностей месяцев, попавших под регулирование.

График сработки-наполнения водохранилища для маловодного года представлен на рисунке 2.4.

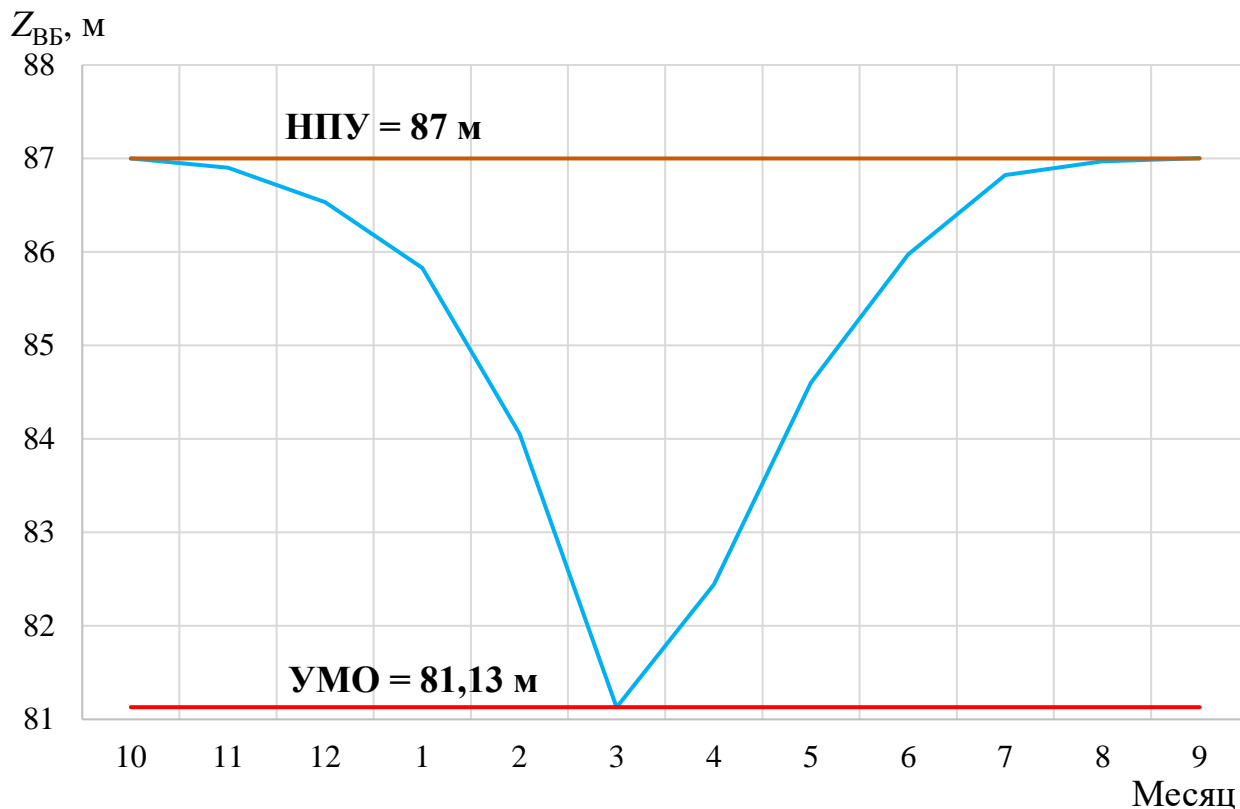


Рисунок 2.4 – График сработки-наполнения водохранилища маловодного года

В Приложении Б (таблицы Б.1 и Б.2) представлен пример расчета сработки-наполнения водохранилища по условиям маловодного года первой и второй итерации.

Результатом сработки-наполнения является:

- Рабочая мощности:

$$N_{\text{гар}} = 146 \text{ МВт};$$

- Уровень мертвого объема (УМО):

$$\Delta \text{УМО} = 81,13 \text{ м};$$

- Полезный объем:

$$V_{\text{пол}} = 8,53 \text{ м}^3.$$

2.6.1 Определение типа регулирования

Для расчета необходимо определить коэффициент зарегулированности стока, чтобы выбрать тип регулирования.

Среднемноголетний сток определяется по формуле (2.12):

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 310 \cdot 31536000 = 44,15 \text{ км}^3, \quad (2.12)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход, взятый из гидрологического ряда;
 t – число секунд в году.

Коэффициент зарегулированности стока находится по формуле (2.13):

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{8,53}{44,15} = 0,193, \quad (2.13)$$

где $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища,
 $\bar{W}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток в данном створе.

Из этого расчета сделан вывод, что на проектируемой станции будет годовой тип регулирования.

2.7 Определение рабочей мощности ГЭС. Баланс мощности

Рабочая мощность в каждом месяце определяется из ИКН для типичных суток этого месяца (Приложение Б, рисунок Б.1 и Б.2). Выработка для треугольника проектируемой ГЭС получена в результате сработки маловодного года:

$$\mathcal{E}_i = N_{\text{гар}i} \cdot 24\text{ч} \quad (2.14)$$

При распределении полученной выработки на ИКН (части в полупиковой зоне и части в базовой), рабочая мощность определяется как сумма мощностей, соответствующих этим двум составляющим выработки:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{полупик}} + N_{\text{баз}} \quad (2.14)$$

Также, из установленных мощностей и среднесуточных выработок в каждом месяце были определены рабочие мощности существующих ГЭС.

Баланс мощности строится на графике максимальных мощностей. При составлении баланса мощности энергосистемы учитывается, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $3\% P_t^{\text{max}}$. Нагрузочный резерв распределяется на существующих и проектируемой ГЭС.

Также учитывается аварийный резерв, который будет размещен только на ТЭС – $8\% P_c^{max}$.

Необходимо также включить ремонтный резерв. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Баланс мощности энергосистемы

Энергосистема			Проектируемая ГЭС			ТЭС			Сущ. ГЭС		
P_{max} , МВт	$N_{н.р.}$, МВт	$N_{авр.р.}$, МВт	$N_{раб.}$, МВт	$N_{н.р.}$, МВт	$N_{рем.р.}$, МВт	$N_{раб.}$, МВт	$N_{авр.р.}$, МВт	$N_{рем.р.}$, МВт	$N_{раб.}$, МВт	$N_{н.р.}$, МВт	$N_{рем.р.}$, МВт эс
609	18	49	190	11	0	292	49	0	127	7	0
588	18	47	180	11	0	292	47	0	116	7	0
551	17	44	178	10	0	268	44	0	105	6	0
509	15	41	171	10	0	238	41	0	100	6	0
472	14	38	168	9	0	208	38	0	96	5	0
451	14	36	179	9	0	188	36	24	84	4	0
451	14	36	180	9	0	187	36	24	84	4	0
472	14	38	166	9	0	210	38	0	96	5	0
509	15	41	171	10	33	238	41	0	100	6	0
551	17	44	177	10	0	269	44	0	105	6	21
588	18	47	180	11	0	292	47	0	116	7	0
609	18	49	190	11	0	292	49	0	127	7	0

График баланса мощности энергосистемы представлен на плакате «Проектирование Водло-Онежской ГЭС на реке Водла».

Установленная мощность проектируемой ГЭС определяется по данным января по формуле (2.15):

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{нагр} = 190 + 11 = 201 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

2.8 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

ВЭР средневодного года производится для определения среднемноголетней выработки проектируемой ГЭС, которая представляет собой сумму выработок за каждый месяц.

Строится график, на котором отображаются сработка-наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года (рисунок 2.5).

По таблице в Приложении Б (таблица Б.3) рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по мощностям, принятым в маловодном году.

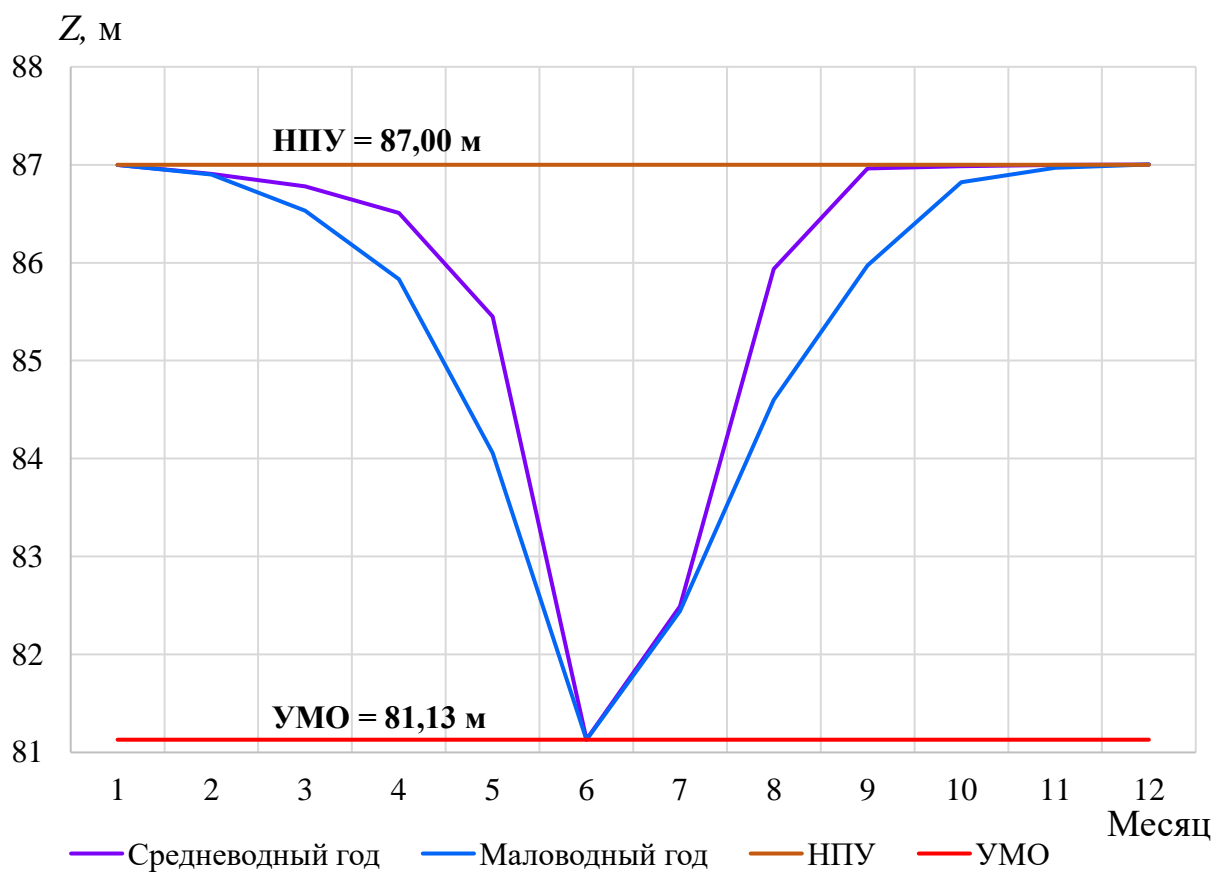


Рисунок 2.5 – График сработки-наполнения водохранилища

Среднемноголетняя выработка составила $\mathcal{E} = 1,418$ млрд кВт · ч.

3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.1 Режимное поле

Определяется область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов (рисунок 3.1).

Построение этих характеристик выполняется по уравнению (3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{ВВ}(V_{сраб}) - Z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $Z_{ВВ}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки от НПУ до УМО;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода.

Определяются ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст}^p = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС} \quad (3.2)$$

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \frac{\sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_p}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность;
 H_p – расчетный по мощности напор.

Результаты представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля

Кривые связи НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ},$ м ³ /с	$Z_{НБ},$ М лето	$Z_{НБ},$ М зима	$\Delta НПУ,$ м	$\Delta УМО,$ м	$H_p, м$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с
0	65,01	65,02	21,77	15,9	19,7	18,0	1269	13,5	1692
100	65,51	65,65	21,27	15,4	19,2	17,9	1276	13,4	1685
200	65,98	66,25	20,80	14,9	18,7	17,8	1283	13,3	1679
300	66,42	66,84	20,36	14,5	18,3	17,7	1290	13,2	1673
400	66,85	67,41	19,93	14,1	17,9	17,6	1297	13,1	1666
500	67,25	67,97	19,53	13,7	17,5	17,5	1305	13,0	1660

Продолжение таблицы 3.1

Кривые связи НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ},$ $м^3$ $/с$	$Z_{НБ},$ $М$ лето	$Z_{НБ},$ $М$ зима	$\Delta НПУ,$ $м$	$\Delta УМО,$ $м$	$Н_P, м$	$Н_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС},$ $м^3/с$	$Н_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС},$ $м^3/с$
600	67,64	68,52	19,14	13,3	17,1	17,4	1312	12,9	1654
700	68,02	69,06	18,76	12,9	16,7	17,3	1320	12,8	1647
800	68,38	69,58	18,40	12,5	16,3	17,2	1328	12,7	1641
900	68,73	70,10	18,05	12,2	16,0	17,1	1335	12,6	1634
1000	69,07	70,61	17,71	11,8	15,6	17,0	1343	12,5	1628
1100	69,40	71,11	17,38	11,5	15,3	16,9	1351	12,4	1621
1200	69,72	71,61	17,06	11,2	15,0	16,8	1359	12,3	1615
1300	70,04	72,09	16,74	10,9	14,7	16,7	1367	12,2	1608
1400	70,34	72,57	16,44	10,6	14,4	16,6	1376	12,1	1601
1500	70,65	73,05	16,13	10,3	14,1	16,5	1384	12,0	1595
1600	70,94	73,51	15,84	10,0	13,8	16,4	1392	11,9	1588
1700	71,24	73,97	15,54	9,7	13,5	16,3	1401	11,8	1581
1800	71,53	74,43	15,25	9,4	13,2	16,2	1410	11,7	1575
1900	71,82	74,88	14,96	9,1	12,9	16,1	1418	11,6	1568
2000	72,10	75,32	14,68	8,8	12,6	16,0	1427	11,5	1561
2100	72,39	75,75	14,39	8,5	12,3	15,9	1436	11,4	1554
2200	72,67	76,18	14,11	8,2	12,1	15,8	1445	11,3	1548
2300	72,95	76,60	13,83	8,0	11,8	15,7	1455	11,2	1541
2400	73,22	77,02	13,56	7,7	11,5	15,6	1464	11,1	1534
2500	73,50	77,42	13,28	7,4	11,2	15,5	1473	11,0	1527
2600	73,78	77,82	13,00	7,1	10,9	15,4	1483	10,9	1520
2700	74,05	78,22	12,73	6,9	10,7	15,3	1493	10,8	1513
2800	74,32	78,60	12,46	6,6	10,4	15,2	1502	10,7	1506
2900	74,59	78,98	12,19	6,3	10,1	15,1	1512	10,6	1499
3000	74,87	79,35	11,91	6,0	9,9	15,0	1522	10,5	1492
3100	75,13	79,72	11,65	5,8	9,6	14,9	1533	10,4	1485
3200	75,40	80,08	11,38	5,5	9,3	14,8	1543	10,3	1478
3300	75,67	80,43	11,11	5,2	9,1	14,7	1553	10,2	1470
3400	75,94	80,77	10,84	5,0	8,8	14,6	1564	10,1	1463
3500	76,20	81,11	10,58	4,7	8,5	14,5	1575	10,0	1456
3600	76,46	81,44	10,32	4,4	8,3	14,4	1586	9,9	1449
3700	76,72	81,77	10,06	4,2	8,0	14,3	1597	9,8	1441
3800	76,98	82,09	9,80	3,9	7,7	14,2	1608	9,7	1434
3900	77,23	82,40	9,55	3,7	7,5	14,1	1620	9,6	1426
4000	77,49	82,71	9,29	3,4	7,2	14,0	1631	9,5	1419
4100	77,74	83,02	9,04	3,2	7,0	13,9	1643	9,4	1411
4200	77,99	83,31	8,79	2,9	6,7	13,8	1655	9,3	1404
4300	78,23	83,61	8,55	2,7	6,5	13,7	1667	9,2	1396
4400	78,47	83,89	8,31	2,4	6,2	13,6	1679	9,1	1389
4500	78,71	84,17	8,07	2,2	6,0	13,5	1692	9,0	1381

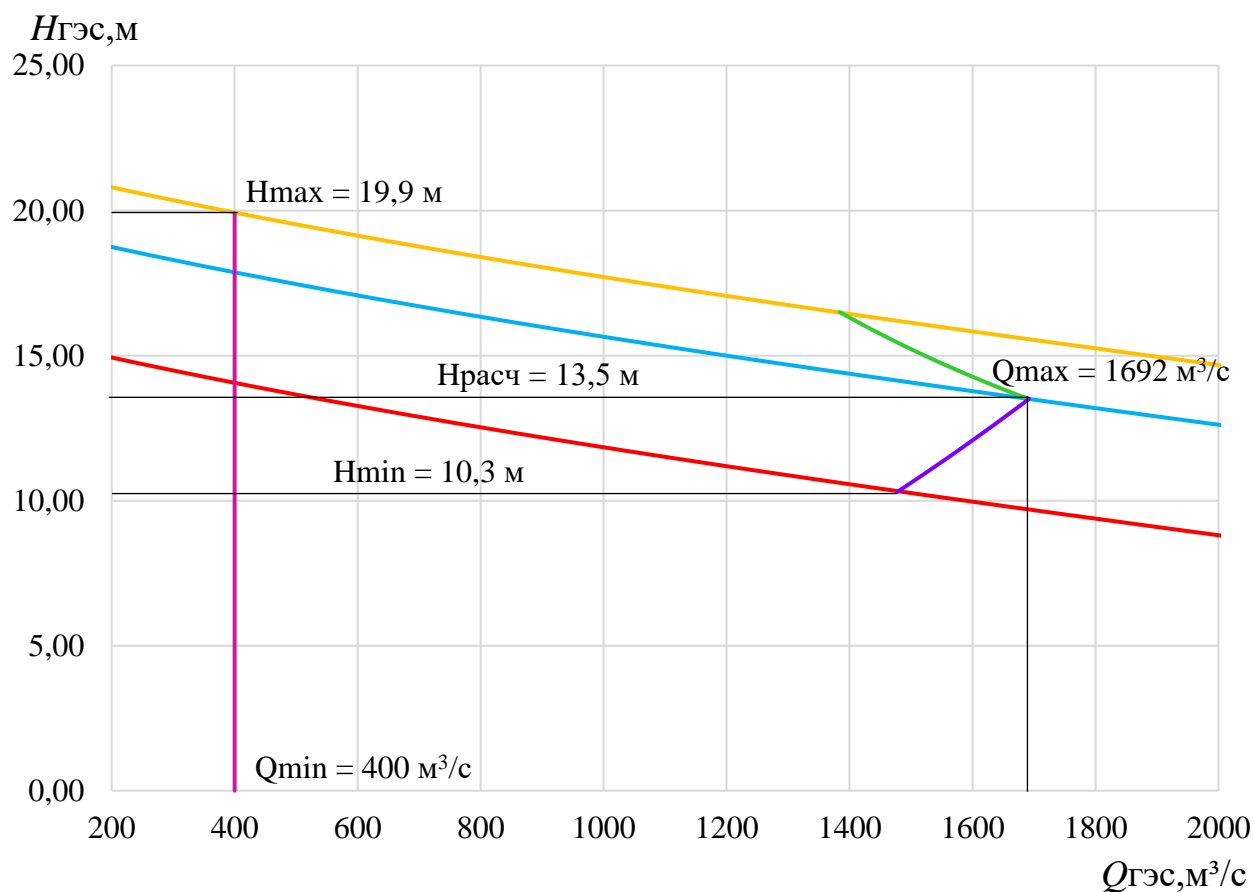


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

3.2.1 Выбор типа гидротурбин

Выбор производится по величине максимального напора на станции, так чтобы H_{max} было близко по значению к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Для максимального напора $H_{max} = 19,9$ м были выбраны следующие гидротурбины: ПЛ20-В; ПЛ20-ГК.

Так же отношение $H_{min}/H_{пред}$ должно быть не меньше заданного значения:

ПЛ20-В:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{10,3}{20} = 0,515 > 0,50$$

ПЛ20-ГК:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{10,3}{20} = 0,515 > 0,35$$

Для всех турбин условие выполняется.

Для дальнейших расчётов приняты параметры моделей для соответствующих гидротурбин, представленных в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры модельных турбин

Параметр	ПЛ20-ГК	ПЛ20-В
$H_{пред}, \text{М}$	20	20
H_{min}/H_{max}	0,35	0,50
$n'_{опт}$	155	146
$\eta_{мо}$	0,859	0,8815
$Q'_{1max}, \text{л/с}$	2775	1850
$D'_{1м}, \text{М}$	0,46	0,5
$H_{м}, \text{М}$	3	10
$t_{м}, \text{°С}$	18	20
$\nu(t)$	1,01	1,01

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполнены расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^n}} \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right), \quad (3.4)$$

где $\eta_M, D_{1м}, H_M$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p^n – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_M, ν_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды.

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям.

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1р} D_1^2 H_p^n \sqrt{H_p^n} \eta_T \eta_G^{cp}, \quad (3.5)$$

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

η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_G = 0,96$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}} = 201$ МВт – расчетная установленная мощность.

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

Уточненная мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} \quad (3.7)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

Δ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели в расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимается ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду.

Далее определяются минимальная, расчётная и максимальная приведённые частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;
 H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{Г ср}}} \quad (3.10)$$

Правая часть уравнения = const, при всех известных параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_{Ip} , чтобы выполнялось данное равенство.

Затем необходим перерасчет режимного поля на координаты универсальной характеристики (Приложение В, рисунок В.1).

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

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу.

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta'}} \quad (3.11)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Выбор подходящего типа гидротурбины производится в следующем порядке: первым делом убираем те турбины, у которых расчетная точка находится левее или близко к точке оптимума; далее убираем турбины, точка оптимума у которых находится близко к линии максимальных оборотов, так как не выполняется условие работы турбины при максимальных КПД (точка оптимума должна находиться между расчетным и максимальным напорами); затем исключаем те турбины, левая граница зоны работы которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним.

В результате анализа были выбраны следующие турбины, представленные в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Ряд диаметров для ПЛ20-В

D1, м	6,3	7,1	7,5	8	8,5
η_T	0,914	0,915	0,916	0,917	0,917
N'agr, кВт	31352	39878	44527	50701	57277
z'a, шт	6,41	5,04	4,51	3,96	3,51
z a, шт	8	6	6	4	4
Нагр, кВт	25125	33500	33500	50250	50250
m	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
nc'	86,7	77,0	72,9	68,4	64,4
ncинхр	88,2	83,3	75	75	65,2
n1' max	170,0	180,8	171,9	183,3	169,3
n1' p	148,5	158,0	150,2	160,1	147,9
n1' min	122,3	130,1	123,7	131,9	121,8
Q1'* η_T	1,355	1,423	1,2749	1,681	1,489

Таблица 3.4 – Ряд диаметров для ПЛ20-ГК

D1, м	7,5	8	8,5	10
η_T	0,908	0,909	0,910	0,911
N'агр, кВт	66232,37	75417,75	85202,43	118155,36
z'a, шт	3,03	2,67	2,36	1,70
z a, шт	4	3	3	2
Nagr, кВт	50250	67000	67000	100500
m	1,06	1,06	1,06	1,06
nc'	78,1	73,2	69,0	58,7
ncинхр	83,3	75	75	60
n1' max	189,3	181,7	193,0	181,5
n1' p	165,4	158,7	168,6	158,5
n1' min	136,2	130,7	138,9	130,6
Q1'* η_T	1,912	2,2411	1,9852	2,1514

3.2.2 Определение отметки установки рабочего колеса

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее безкавитационной работы.

Отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s \quad (3.12)$$

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным (с точки зрения кавитации) режимом работы гидротурбинного оборудования.

Высота отсасывания определяется для трёх наиболее опасных режимов:

- Работа минимального числа агрегатов при их полной нагрузке и H_p ;
- Работа минимального числа агрегатов при их полной нагрузке и H_{max} ;
- Минимальная нагрузка на агрегаты при H_{min} .

Высота отсасывания:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.п.л.}, \quad (3.13)$$

где $B = 10,33$ м – барометрическое давление;

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

k_σ – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной;

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

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

$\Delta H_s = 1,5$ м – дополнительное заглубление РК, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас;

$Z_{x.п.л.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин $Z_{x.п.л.} = 0$.

Для примера приведен расчет турбины ПЛ20-В-800:

1. Работа минимального числа агрегатов при их полной нагрузке и H_p .
На ГУХ находится точка, соответствующая расчётному расходу и расчётному напору. Приведённая частота, соответствующая H_p :

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_p}} = \frac{75 \cdot 8}{\sqrt{1,04 \cdot 13,5}} = 160,1 \text{ об/сек} \quad (3.14)$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата $Q' = 1,905 \text{ м}^3/\text{с}$.
Расход через турбину:

$$Q = Q'_p \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta_1} = 1,905 \cdot 8^2 \cdot \sqrt{13,5 \cdot 1,04} = 456,82 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.15)$$

Определяется $\sigma = 0,88$. По кривой связи нижнего бьефа считается $Z_{НБ}(Q_{НБ}) = 67,08 \text{ м}$.

Высота отсасывания по (3.13):

$$H_s = 10,33 - \frac{67,08}{900} - 1,1 \cdot 0,88 \cdot 13,5 - 1,5 = -4,31 \text{ м}$$

Отметка установки по (3.12):

$$\nabla Z_{PK} = 67,08 - 4,31 = 62,77 \text{ м}$$

2. Работа минимального числа агрегатов при их полной нагрузке и H_{max} .
На универсальной характеристике находится точка, соответствующая максимальному напору и минимальному расходу.

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{max}}} = \frac{75 \cdot 8}{\sqrt{1,04 \cdot 19,9}} = 183,3 \text{ об/сек}; \quad (3.16)$$

$$Q' = 1,025 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q = Q' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta_1} = 1,025 \cdot 8^2 \cdot \sqrt{19,9 \cdot 1,04} = 298,422 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\sigma = 0,425;$$

$$Z_{НБ}(Q_{НБ}) = 66,42 \text{ м};$$

$$H_s = 10,33 - \frac{66,42}{900} - 1,1 \cdot 0,425 \cdot 19,9 - 1,5 = -0,55 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{PK} = 66,42 - 0,55 = 65,87 \text{ м.}$$

3. Минимальная нагрузка на агрегаты при H_{min} .

На универсальной характеристике определяется точка, которая соответствует минимальному напору и максимальному расходу.

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{min}}} = \frac{75 \cdot 8}{\sqrt{1,04 \cdot 10,3}} = 131,9 \text{ об/сек;} \quad (3.17)$$

$$Q' = 1,745 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q = Q' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta_1} = 1,745 \cdot 8^2 \cdot \sqrt{10,3 \cdot 1,04} = 182,73 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\sigma = 0,77;$$

$$Z_{НБ}(Q_{НБ}) = 66,7 \text{ м};$$

$$H_s = 10,33 - \frac{66,7}{900} - 1,1 \cdot 0,77 \cdot 10,3 - 1,5 = 0,03 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{PK} = 66,7 + 0,03 = 66,73 \text{ м.}$$

Выбирается такая H_s , которая обеспечивает бескавитационную работу во всех рассматриваемых режимах работы. Причем, $H_s \geq -8$ м так как дальнейшее заглубление подводной части экономически невыгодно.

По рассчитанным значениям ∇Z_{PK} выбирается самое минимальное.

Высоты отсасывания для каждой турбины при различных отметках представлены в таблицах 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5 – Высоты отсасывания и отметки установки РК для ПЛ20-В

D1, м	6,3	7,1	7,5	8	8,5
Hs(Hmax)	1,42	1,27	1,47	-0,55	1,31
Hs(Hmin)	2,64	2,26	3,05	0,03	1,70
Hs(Hp)	0,05	-0,94	0,59	-4,31	-1,42
Z (Hmax)	67,17	67,24	67,45	65,87	67,74
Z (Hmin)	68,49	68,39	69,17	66,73	68,35
Z (Hp)	66,12	65,46	66,98	62,77	65,62

Таблица 3.6 – Высоты отсасывания и отметки установки РК для ПЛ20-ГК

D1, м	7,5	8	8,5	10
Hs(Hmax)	-4,16	-0,55	-4,16	-4,38
Hs(Hmin)	-0,31	-5,46	-1,44	-3,71
Hs(Hp)	-5,20	-12,26	-6,94	-10,18
Z (Hmax)	62,29	66,33	62,71	63,31
Z (Hmin)	66,36	61,79	65,74	64,45
Z (Hp)	61,84	55,45	60,71	58,61

При расчете параметров выбранных турбин наиболее подходящим вариантом является турбина ПЛ20-В-800, т.к. она имеет максимальный КПД, допустимую высоту отсасывания, что скажется на эффективности и экономичности этой турбины в сравнении с другими РК, так же широкую зону работы, где точка оптимума находится между расчетным и максимальным напорами, что выполняет условие работы турбины при максимальных КПД.

3.3 Расчет параметров гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{50,25}{0,85} = 59,12 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.18)$$

где $\cos \varphi = 0,81 \div 0,9$.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{75} = 80 \quad (3.19)$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 59,12 = 63,26 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.20)$$

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{59,12}{80} = 0,739 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.21)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 0,739^{0,239} = 0,42 \text{ м} \quad (3.22)$$

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,42 \cdot 80}{3,14} = 10,7 \text{ м} \quad (3.23)$$

Необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет $v_{\text{пр}} = 160 \text{ м/с}$ для генераторов кажущейся мощности $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_{\text{синх}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 10,7 \cdot 2 \cdot 75}{60} = 84 \text{ м/с} \quad (3.24)$$

При $D_i = 10,7$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Ориентировочно диаметр шахты можно принять равным внутреннему диаметру кромок статора турбины: $D_{ш} = 10,45$ м.

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{s \cdot \gamma} = \frac{8,9}{0,7390 \cdot 105} = 9,19 \quad (3.25)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_S}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 9,19 \cdot 63,26}{3,14 \cdot 75 \cdot 10,7^2} = 0,65 \text{ м} \quad (3.26)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 60$ см.

После определения D_i и l_a уточняется конструктивное исполнение генератора: $\frac{D_i}{l_a} < 4$ рекомендуется подвесное, а при $\frac{D_i}{l_a} > 5$, рекомендуется принимать зонтичное. Т.к. $16,46 \text{ м} > 5 \text{ м}$ принимаем зонтичное исполнение.

Внешний диаметр вала приблизительно высчитывается по (3.27) и округляется до стандартизированного:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{\text{ген}}}{n_{\text{синх}}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{50250}{75}} = 113,75 \text{ см} \quad (3.27)$$

Принимается стандартная величина (округляется кратно 50 мм при $d_B < 1$ м, или кратно 100 мм при $d_B \geq 1$ м), таким образом:
 $d_B = 110 \text{ см} = 1100 \text{ мм}$.

Общая масса генератора приблизительно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 46 \cdot 10,7 \cdot 0,6 = 295 \text{ т}, \quad (3.28)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ – для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 295 = 162 \text{ т} \quad (3.29)$$

Диаметр активной стали: $D_a = D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) = 10,7 + 0,9 = 11,6 \text{ м}$.

Маркировка полученного генератора: СВ – 1160/60 – 80.
Основные размеры генератора приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Основные размеры генератора

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
Статор	Высота корпуса $h_{ст}$	(от 1,7 до 1,9) l_a	1,08
	Диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05+0,0017 \cdot n_0)D_i$	12,6
	Диаметр активной стали D_a	$D_i+(от 0,5 до 0,9)$	11,6
Верхняя крестовина	Высота $h_{в.к}$	(от 0,1 до 0,12) D_i	1,17
	Диаметр лучей $D_{в.к}$	$D_{ст}$	12,6
Подпятник	Высота $h_{п}$	(от 0,15 до 0,2) D_i	2,14
	Диаметр кожуха $D_{п}$	(от 0,4 до 0,5) D_i	5,35
Нижняя крестовина	Высота $h_{н.к}$	(от 0,25 до 0,30) $D_{ш}$	2,82
	Диаметр лучей $D_{н.к}$	$D_{ш}+0,4$	10,85
Надстройка	Высота h_0	От 0,3 до 0,5	0,40
	Диаметр d_0	(от 0,2 до 0,25) D_i	2,46
Кратер	Диаметр $D_{кр}$	(от 1,4 до 1,5) D_i	14,98
	Минимальная ширина подхода b	От 0,4 до 0,5	0,40
Исполнение	Зонтичное		

3.4 Определение геометрических параметров проточной части

3.4.1 Расчет спиральной камеры

Целью расчета спиральной камеры является определение её размеров радиальных сечений и формы спирали в плане. По чертежу проточной части (Приложение В, рисунок В.2) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры.

Угол охвата для спиральной камеры $\varphi = 210^\circ$.

Ширина спиральной камеры:

$$B_{сп} = 2,65 \cdot D_1 = 2,65 \cdot 8 = 21,2 \text{ м} \quad (3.30)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,05 \cdot D_1 = 4,05 \cdot 8 = 32,4 \text{ м} \quad (3.31)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,65 \cdot D_1 = 2,65 \cdot 8 = 21,2 \text{ м} \quad (3.32)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,63 \cdot D_1 = 1,63 \cdot 8 = 13,04 \text{ м} \quad (3.33)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{нар}} = 11,95 \text{ м}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{нар}}}{2} = \frac{11,95}{2} = 5,975 \text{ м} \quad (3.34)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вн}} = 10,45 \text{ м}$$

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{10,45}{2} = 5,225 \text{ м} \quad (3.35)$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,43 \cdot D_1 = 0,43 \cdot 8 = 3,44 \text{ м} \quad (3.36)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 3,44 + 0,0033 \cdot 8 = 3,47 \text{ м} \quad (3.37)$$

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T} = \frac{50250}{9,81 \cdot 13,5 \cdot 0,917} = 413,77 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.38)$$

где N – номинальная мощность турбины, $N = 50250$ кВт;
 η_T – максимальное значение КПД натурной турбины, $\eta_T = 0,917$.

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{413,77 \cdot 210}{360} = 241,37 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.39)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{V_{\text{вх}}} = \frac{241,37}{3,3} = 73,14 \text{ м}^2 \quad (3.40)$$

Высота входного сечения спиральной камеры:

$$b_{\text{вх}} = 11,1 \text{ м}$$

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 13,04 - 5,975 = 7,065 \text{ м} \quad (3.41)$$

Ширина подвода:

$$B' = 2,65 \cdot D_1 = 2,65 \cdot 8 = 21,2 \text{ м} \quad (3.42)$$

Так как ширина подвода $B' > 8$ (м), то необходимо установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближённо назначить из выражения (3.43):

$$b = 1 + \frac{Q_{\text{max}}}{400} = 1 + \frac{429,71}{400} = 2,07 \text{ м} \quad (3.43)$$

где Q_{max} – максимальный расход воды через турбину, м³/с;

η_{max} – КПД турбины при максимальном расходе и номинальной мощности.

Ширина подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 21,2 + 2,07 = 23,27 \text{ м} \quad (3.44)$$

По полученным данным строится бетонная спиральная камера.

С произведённых расчётов, приведенных в таблице 3.8, выполняется построение плана спиральной камеры (Приложение В, рисунок В.3) и строится график зависимости $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$ (рисунок 3.2).

Таблица 3.8 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	13,04	12,54	12,04	11,54	11,04	10,54	10,04	9,54	9,04	8,54	8,04	5,23
b_i	11,07	10,53	9,99	9,45	8,91	8,37	7,83	7,29	6,75	6,21	5,67	2,63
a_i	7,07	6,57	6,07	5,57	5,07	4,57	4,07	3,57	3,07	2,57	2,07	-0,75
r_k	8,02	7,88	7,73	7,59	7,44	7,30	7,15	7,01	6,86	6,72	6,57	5,76
r_k/r_a	1,34	1,32	1,29	1,27	1,25	1,22	1,20	1,17	1,15	1,12	1,10	0,96
$\ln(r_k/r_a)$	0,29	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	-0,04
r_i/r_a	2,18	2,10	2,02	1,93	1,85	1,76	1,68	1,60	1,51	1,43	1,35	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,78	0,74	0,70	0,66	0,61	0,57	0,52	0,47	0,41	0,36	0,30	-0,13
$b_i \cdot \ln(r_i/r_a)$	8,64	7,81	7,00	6,22	5,47	4,75	4,06	3,41	2,80	2,22	1,68	-0,35
$r_k \cdot \text{ctgy}$	29,93	29,39	28,85	28,31	27,77	27,23	26,69	26,15	25,61	25,07	24,53	21,49
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln(r_k/r_a)$	8,81	8,12	7,43	6,76	6,10	5,44	4,80	4,17	3,55	2,94	2,34	-0,80
m_i	7,63	7,09	6,55	6,01	5,47	4,93	4,39	3,85	3,31	2,77	2,23	-0,81
J_i	7,92	7,25	6,58	5,94	5,31	4,70	4,12	3,56	3,02	2,51	2,04	0,09
φ_i	210,00	192,00	174,43	157,33	140,73	124,66	109,16	94,29	80,09	66,63	53,97	2,49
Q_i	241,37	220,68	200,49	180,83	161,75	143,28	125,47	108,38	92,06	76,58	62,03	2,86

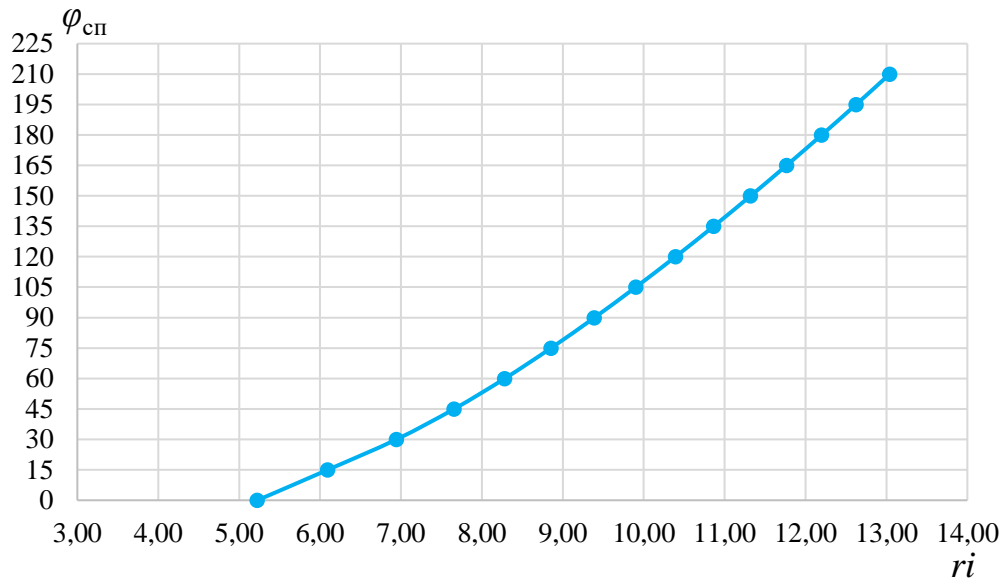


Рисунок 3.2 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

3.4.2 Расчет вала на прочность

Предварительно расчет наружного диаметра вала:

$$D'_B \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{6,53}{33} \right)^{0,33} = 1,003 \text{ м}, \quad (3.45)$$

где $\tau_{доп} = 33 \text{ МПа}$;

$M_{кр}$ – крутящий момент, определяется по формуле:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N_a}{n_c} = 0,00974 \cdot \frac{50250}{75} = 6,53 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.46)$$

Значение диаметра, полученное по формуле (3.45), округляется до стандартного значения $D'_B = 1 \text{ м}$.

3.4.3 Расчет подшипника

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе $R_{рад}$:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \frac{N_a}{n_c \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{50250}{75 \cdot 8} = 67 \text{ кН} \quad (3.47)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление рассчитывается по формуле:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \quad (3.48)$$

где $h_{п}$ – высота подшипника, равная 400 мм, для данного диаметра вала.

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учетом облицовки, обычно принимается на (15 ÷ 20) мм больше $D'в$:

$$d_{п} = D'в + 0,02 = 1 + 0,02 = 1,02 \text{ м} \quad (3.49)$$

Допускаемое $[p_{уд}]$ для кольцевого подшипника:

$$[p_{уд}] = \frac{29 \cdot \pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} = \frac{29 \cdot 3,14 \cdot 75 \cdot 1,02}{30} = 232,2 \text{ кПа} \quad (3.50)$$

Удельное давление по формуле (3.48):

$$p_{уд} = \frac{67}{1,02 \cdot 0,4} = 164,22 \text{ кПа} \leq 232,2 \text{ кПа}$$

Условие выполняется.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos 2\alpha} = \frac{67}{1 + 2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 58,03 \text{ кН}, \quad (3.51)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ, \quad (3.52)$$

где $Z_{сегм} = 8$ – количество сегментов для данного диаметра вала.

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{сегм} = 0,9 \cdot \pi \cdot \frac{d_{п}}{Z_{сегм}} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{1,02}{8} = 0,7 \text{ м} \quad (3.53)$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}] \quad (3.54)$$

Допускаемое $[p_{уд}]$ для сегментного подшипника:

$$[p_{уд}] = \frac{50 \cdot \pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} = \frac{50 \cdot 3,14 \cdot 75 \cdot 1,02}{30} = 400,35 \text{ кПа} \quad (3.55)$$

Удельное давление, рассчитанное по формуле (3.54):

$$p_{уд} = \frac{67}{0,7 \cdot 1,02} = 239,08 \text{ кПа} \leq 400,35 \text{ кПа}$$

Условие выполняется.

Оба вида подшипников удовлетворяют условиям. Выбирается сегментный подшипник, так как он более технологичный.

3.5 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По нанограмме [3] определяется тип МНУ:

МНУ 16/1 – 40 – 20 – 3.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 16 м³, состоящим из 1 сосуда с давлением 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом ГА 20 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 20 м³ с 3 насосами.

Так же определяется тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 150 мм. Выбранный регулятор: ЭГРК – 150 – 4.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

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

Проектируемая Водло-Онежская ГЭС будет соединена линиями электропередач с подстанцией «Пудож» 110/35/10 кВ, расположенной на расстоянии 61 км от проектируемого гидроузла.

Для рассмотрения принимаются два варианта: схема с одиночными блоками и укрупненными блоками.

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

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

На рисунке 4.1 представлена схема с одиночными блоками.

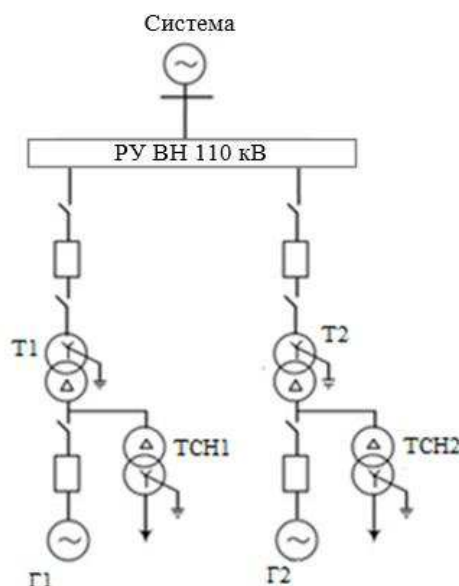


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными блоками

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ген.ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{50,25 - 0,5025}{0,85} = 58,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольятинский Трансформатор" выбран трансформатор ТДЦ-80000/110. Паспортные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ 80000/110

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	121	10,5	10,5	310	70	0,6

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 70 \cdot 10^{-3} \cdot 8728,5 = 611 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,31}{1} \cdot \left(\frac{58,5}{80}\right)^2 \cdot 2405,3 = 399 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока:

$$И = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{H}}) \cdot \gamma, \quad (4.6)$$

где $\gamma = 0,9$ тыс. руб. – стоимость 1 МВт электроэнергии.

$$И = (611 + 399) \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 9,09 \text{ тыс. руб.}$$

Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$И_{(1)} = И \cdot n_{\text{б}} = 9,09 \cdot 4 = 36,36 \text{ тыс. руб.}$$

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

На рисунке 4.2 представлена схема с укрупненным блоком.

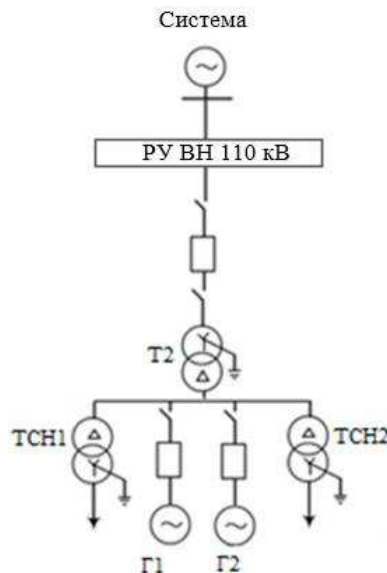


Рисунок 4.2 – Схема с укрупненным блоком

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{ген ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{(50,25 - 0,5025)}{0,85} = 117,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбран трансформатор ТРДЦН-125000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТРДЦН-125000/110-У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{H}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{кВт}$	$I_{\text{x}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	115	10,5	10,5	400	100	0,55

Значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ такие же, как и в схеме с одиночным блоком.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,1 \cdot 8729 = 872,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.8)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau \quad (4.9)$$

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{0,4}{1} \cdot \left(\frac{117,05}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 843,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для укрупненного блока:

$$И^y = (\Delta W_{xx} + \Delta W_{\text{H}}) \cdot \gamma \quad (4.10)$$

$$И^y = (872,9 + 843,7) \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 15,45 \text{ тыс. руб}$$

Величина издержек для схемы с укрупненными блоками:

$$И_{(2)} = И^y \cdot n_{\text{б}} = 15,45 \cdot 2 = 30,9 \text{ тыс. руб.}$$

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{уст}}}{n \cdot \cos \varphi_{\text{T}}} = 0,01 \cdot \frac{201}{4 \cdot 0,85} = 591 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (4.11)$$

где n – число агрегатов станции.

Выбираем трансформатор ТСЗ-2500/6,3/0,4. Паспортные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-2500/6,3

$S_{\text{ном}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{H}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
1,6	10,5	6	6

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

Число отходящих линий:

$$n_{л} = \frac{(P_{уст} - P_{сн}) \cos \varphi_{г}}{k \cdot P_{нат}} + 1, \quad (4.12)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность ГЭС, МВт;

$P_{сн}$ – мощность собственных нужд ГЭС, МВт;

k – коэффициент приведения натуральной мощности линии электропередач (при номинальном напряжении 110 кВ $k = 1,4$);

$P_{нат} = 30$ МВт – натуральная мощность линии электропередач. Зависит от класса напряжения.

$$n_{л} = \frac{(201 - 0,01 \cdot 201) \cdot 0,85}{1,4 \cdot 30} + 1 = 5,03$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{л} = 5$.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{P_{уст} - P_{сн}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \quad (4.13)$$

$$I_{раб} = \frac{(201 - 0,01 \cdot 201) \cdot 1000}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 245,7 \text{ А}$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_{Т} \cdot \alpha_{I} \cdot I_{раб} = 1 \cdot 1,05 \cdot 245,7 = 258 \text{ А}, \quad (4.14)$$

где $\alpha_{I} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{Т} = 1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации линии.

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{расч}}{j_{э}} = \frac{258}{1,1} = 234,6 \text{ мм}^2, \quad (4.15)$$

где $j_{э} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ – нормированная плотность тока.

По величине расчётного тока для линии напряжением $U = 110$ кВ выбрана провод марки АС – 240/32.

Параметры провода АС – 240/32 приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,118	0,405	$2,808 \cdot 10^{-6}$

Длительно допустимый ток $I_{д.д} = 605$ А.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{234,1 \cdot 1000}{(5-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 307,2 \text{ А} \quad (4.16)$$

$I_{д.д} > I_{п.ав}$, $605 \text{ А} > 307 \text{ А}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Стоимость трансформаторного оборудования приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость трансформаторного оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс.руб.
Одиночный блок	102838
Укрупненный блок	153197
Собственные нужды	23634

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения.

Капитальные вложения для схемы с одиночными блоками:

$$K_1 = n \cdot K_T + m \cdot K_{Т.с.н.} + t \cdot K_{круз} , \quad (4.17)$$

где K_T – стоимость одного блочного трансформатора;

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

$K_{круз}$ – стоимость одного присоединения ячейки КРУЭ;

$n = 4$ – количество силовых трансформаторов;

$m = 3$ – количество трансформатора собственных нужд;

$t = 10$ – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

$$K_1 = 4 \cdot 102838 + 3 \cdot 23634 + 10 \cdot 58782 = 1070075 \text{ тыс. руб}$$

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E_n \cdot K_1 + И, \quad (4.18)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент;
 K_1 – капитальные затраты;
 $И$ – издержки по работе электрооборудования.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1070075 + 36,36 = 160547 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2 = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н.}} + t \cdot K_{круз} , \quad (4.19)$$

где $n = 2$ – количество силовых трансформаторов;
 $m = 3$ – количество трансформатора собственных нужд;
 $t = 8$ – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

$$K_2 = 2 \cdot 153197 + 3 \cdot 23634 + 8 \cdot 58782 = 847552 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками:

$$Z_2 = E_n \cdot K_2 + И = 0,15 \cdot 847552 + 30,9 = 127164 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$\Delta = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} < 5\% \quad (4.20)$$

$$\Delta = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{160547 - 127164}{160547} \cdot 100\% = 20,8 \%,$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем, выводом становится, что вариант с одиночными блоками является экономически невыгодным, так как разность между двумя вариантами составила 20,8 %, но выбирать схему необходимо из технических соображений.

Станция имеет 4 генератора, целесообразнее будет выбрать схему с одиночными блоками, т.к. при аварии и ремонтных работах это будет более надежно. Таким образом, выбирается схема с одиночными блоками из-за надежности.

4.4 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–110 кВ: 9 (5 ВЛЭП 110 кВ, 4 блока).

При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с одной рабочей секционированной выключателем системой шин. Выбранная схема РУ – 110 кВ представлена на рисунке 4.3.

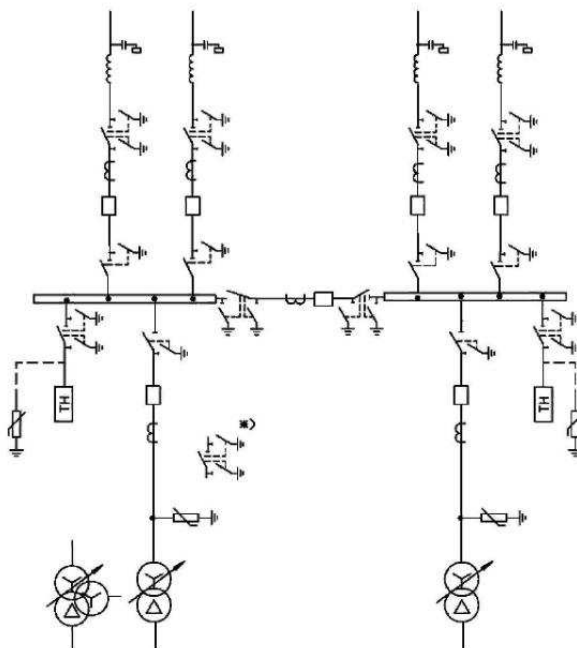


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 110 кВ

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

4.5.1 Расчет исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,367 \cdot \frac{10,5^2}{59,12} = 0,684 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\text{Г}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ} \quad (4.22)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 80} = 19,22 \text{ Ом} \quad (4.23)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{110^2}{32} = 378,125 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

Линии связи 61 км с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,405 \cdot 61 = 24,705 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ} \quad (4.26)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{121} = 0,09 \quad (4.27)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_T = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,684}{0,045 \cdot 314} = 0,048 \text{ Ом} \quad (4.28)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{378,125}{0,035 \cdot 314} = 34,41 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,118 \cdot 61 = 7,198 \text{ Ом} \quad (4.30)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_0^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{310 \cdot 115^2}{80^2} = 0,64 \text{ Ом} \quad (4.31)$$

4.5.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении

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

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		10
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Блок 1		10
3	<input type="checkbox"/>			у	3	КРУЭ		115
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г2		10
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		10
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Сеть		115
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г3		10
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 3		10
9	<input type="checkbox"/>			у	9	Г4		10
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Блок 4		10

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	тип0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	2		Г1 - Блок 1						
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Блок 1 - КРУЭ	0,64	19,22				0,087
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	5		Г2 - Блок 2						
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	3		Блок 2 - КРУЭ	0,64	19,22				0,087
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		КРУЭ - Сеть	7,20	24,70				
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	7	8		Г3 - Блок 3						
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	3		Блок 3 - КРУЭ	0,64	19,22				0,087
8	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	9	10		Г4 - Блок 4						
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	10	3		Блок 4 - КРУЭ	0,64	19,22				0,087
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		КРУЭ - Сеть	7,20	24,70				
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		КРУЭ - Сеть	7,20	24,70				
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		КРУЭ - Сеть	7,20	24,70				

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	1	0,048	0,684	0,048	0,684	0,144	2,052	11,865
2	4	0,048	0,684	0,048	0,684	0,144	2,052	11,865
3	6	34,406	378,125	34,406	378,125	34,406	378,125	115,000
4	7	0,048	0,684	0,048	0,684	0,144	2,052	11,865
5	9	0,048	0,684	0,048	0,684	0,144	2,052	11,865

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

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

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	<input type="checkbox"/>	1		3ф	3			15,9891	-87,98

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ на КРУЭ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1			1ф	3			7,6021	-87,88			7,6021	-87,88			7,6021	-87,88

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ на КРУЭ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1			3ф	1			10,2589	-86,04

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ на генераторе

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

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$, кА	i_y , кА
1ф	3	22,81	51,86
3ф	3	15,99	36,36
3ф	1	10,26	28,29

4.6 Определение расчетных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{59,12}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,25 \text{ кА} \quad (4.32)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{Тр-ра} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном(-5\%)}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,382 \text{ кА} \quad (4.33)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{234,1 \cdot 10^6}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 59,6 \text{ А} \quad (4.34)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{234,1 \cdot 10^6}{(5-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 74,5 \text{ А} \quad (4.35)$$

4.7 Выбор и проверка оборудования

4.7.1 Выбор генераторных выключателей и разъединителей на напряжение 10,5 кВ

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

- 1) $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}}$
- 2) $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,мах}}$
- 3) $B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}}$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения был выбран элегазовый выключатель ВГГ–10 УЗ и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Основные параметры генераторного выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10 УЗ	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 3251 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$
$i_y = 28,29 \text{ кА}$	$i_{\text{ЭЛ.ДИН}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{ЭЛ.ДИН}} = 125 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 10,26 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{Т.СТ}} = 50 \text{ кА}$
	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 10,26^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 8,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на аperiodическую составляющую выключателя ВГГ–10 УЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,26 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 10,9 \text{ кА} \quad (4.36)$$

$$i_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 66,95 \text{ кА} \quad (4.37)$$

$$i_{a,\text{НОМ}} \geq i_{a\tau} \quad (4.38)$$

$$66,95 \geq 10,9$$

4.7.2 Выбор генераторного анализатора и синхронизатора

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и прочего, необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

4.7.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10 УЗ. Производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» Проверка трансформатора тока ТШЛ–10 УЗ представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10 УЗ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3413 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛПМ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛПМ-10 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

4.7.4 Выбор вспомогательного оборудования

Согласно ПУЭ, трансформаторы со всех сторон должны защищаться ограничителями перенапряжений. В цепи напряжения 110 кВ выбран ОПН–П1–110/77/10/2УХЛ1 (П – полимерная изоляция покрышки; 77 – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, Кв; 10 – номинальный разрядный ток, кА; 2 – класс пропускной способности ограничителя)

производитель ЗАО «ЗЭТО», в цепи генераторного напряжения 10,5 кВ выбран ОПН–П–10/12,7 УХЛ1 производитель ЗАО «ЗЭТО».

Устанавливаются разъединители горизонтально – поворотного типа РГ–110.П/1000УХЛ1 для цепи 110 кВ производитель ЗАО «ЗЭТО».

4.7.5 Выбор электроаппаратов на напряжение 110 кВ

Было выбрано КРУЭ серии ЯГТ–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. Основные паспортные данные КРУЭ ЯГТ–110 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Паспортные данные ячейки КРУЭ ЯГТ–110

Номинальное напряжение, кВ	U _{ном} = 110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	
Ток электродинамической стойкости, кА	I _d = 125
Ток термической стойкости, кА	I _T = 50
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	230
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	520
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,2s
Для измерений	0,5s
Для защиты	10p
Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3p
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000

5 Релейная защита и автоматика

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

5.1 Перечень защит блока генератор-трансформатор

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» согласно мощности генератора принимаются к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-1160/60-80-59,12 МВ·А:

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

Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/110-УХЛ1:

- 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:

Основные защиты:

– 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 для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

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

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

– дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

– максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

– защита от перегрузки;

– реле тока охлаждения.

5.2 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{59120}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3251 \text{ А} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}} I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1 \cdot 3251}{4000/5} = 4,06 \text{ А} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ТВ}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{1305}{1,2255} \cdot 310 = 330110 \text{ ВА} \quad (5.3)$$

Принимается трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 400 кВА из стандартного ряда.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТВ}}^1 = \frac{S_{\text{ном,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,99 \text{ А} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ со стороны низшего напряжения:

$$I_{\text{НН ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,35 \text{ А} \quad (5.5)$$

Перерасчет тока ТВ:

$$I_{\text{НОМ,рот.}} = \frac{I_{\text{НН ТВ}}}{K_{\text{ТТ ТВ}}} = \frac{577,35}{600/5} = 4,81 \text{ А} \quad (5.6)$$

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 3251 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = \frac{4000}{5}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.7)$$

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.8)$$

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

Исходя из условия (5.8), принимаем уставку: $I_{\text{СР0}} = 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{max}}, \quad (5.9)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{max}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.10)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,367} \cdot 3251 = 1001 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.11)$$

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

$$I_{\text{T}} = I_{\text{max}} = 10009,9 \text{ А}$$

Тогда:

$$K_{\text{T}} > \frac{1001 \cdot 2}{10009,9} = 0,2$$

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

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*cp}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.12)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.13)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{отс} = (2 \div 12) \cdot I_{ном}$.

Принимаем уставку: $I_{отс} = 6 \cdot I_{ном}$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

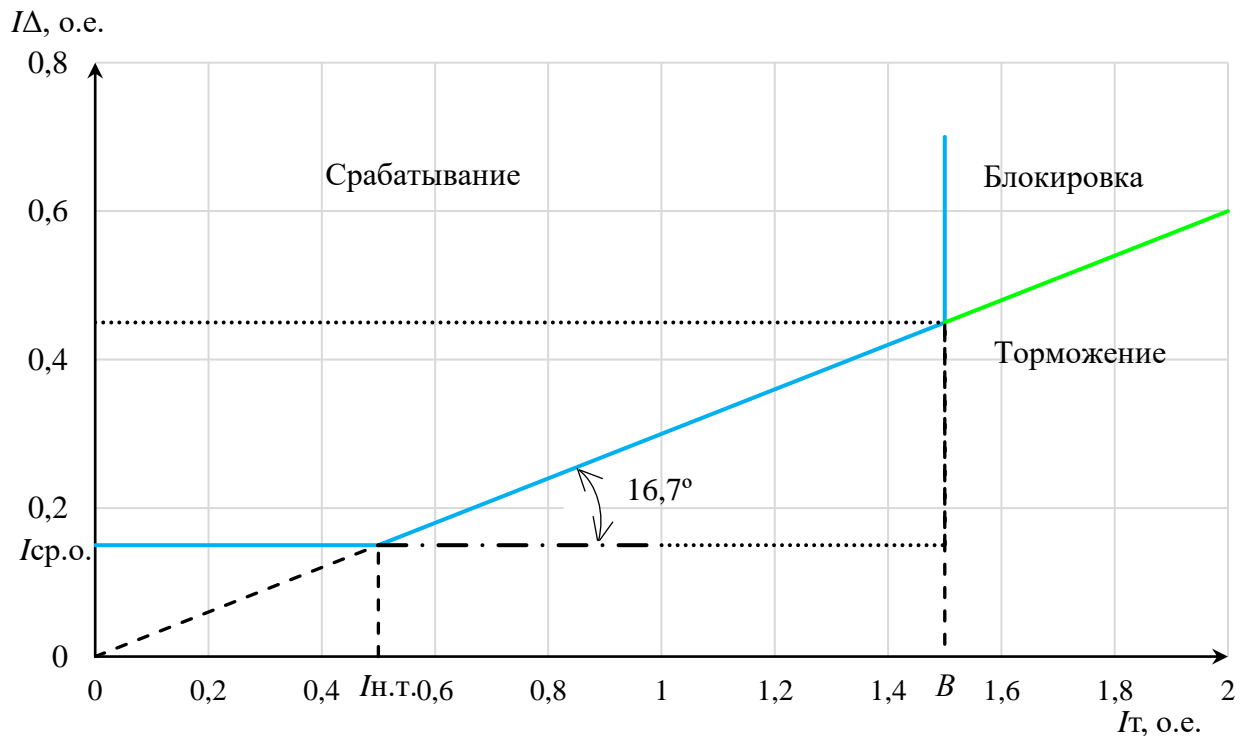


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.3.2 Защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора (U_N (U_0))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармонике 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 $U_{0 \text{ Эл.ст.}}$, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

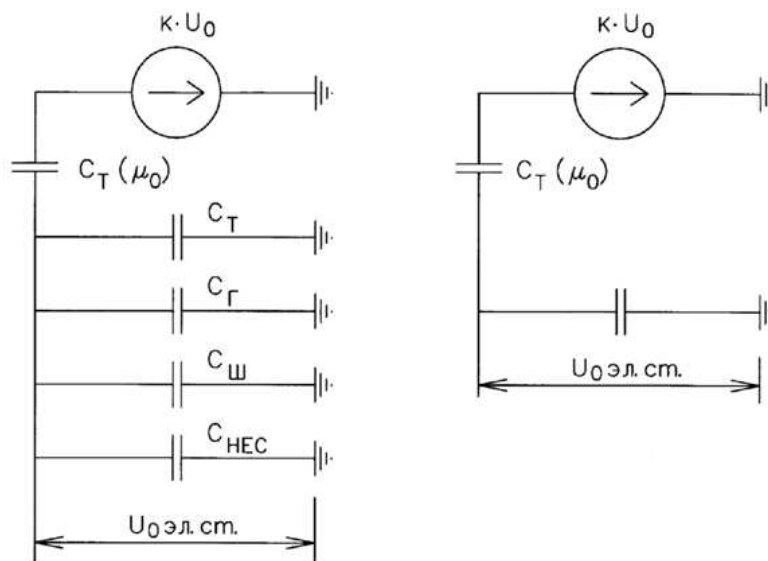


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0 \text{ Эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,7 + 0,08 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.14)$$

где C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,7 мкФ/фазу;

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

$C_{ш}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{ВГ}$ – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ. Принимаем равной 0,25 мкФ/фазу.

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \frac{C_{(\mu_0)}}{C_{(\mu_0)} + C_{\Sigma}}, \quad (5.15)$$

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

$C_{(\mu_0)}$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_{(\mu_0)} = 0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ} \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,5 \text{ А} \quad (5.17)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ по формуле (5.15):

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 23,29 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 143 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{U_{0 \text{ эл.ст}}}{n_{\text{ТН}}}, \quad (5.18)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 143}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3,7 \text{ В},$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.19)$$

Исходя из полученного значения X при $K_T = 1,3$, орган U_{03} работает селективно и защищает 30,3 % 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.

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.20)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.21)$$

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, гашение полей.

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.22)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 I_H – номинальный ток генератора во вторичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.23)$$

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

Защита включает в себя следующие органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = (0,05 - 0,07)$;
 $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 700$ с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21 \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.25)$$

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

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.27)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

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

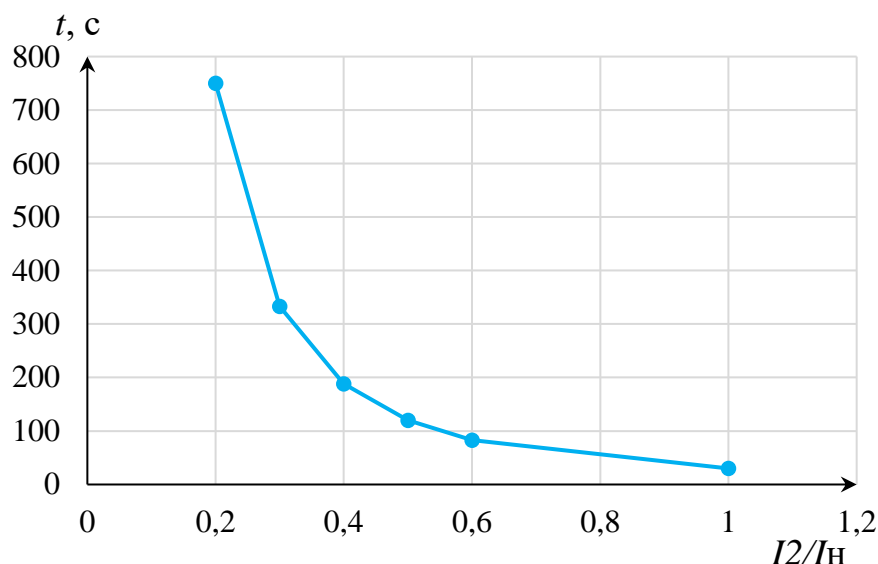


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 750 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до $0,135$ от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{\text{охл}}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$).

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:

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d_{ВН}}'' + X_T + X_L)}, \quad (5.28)$$

где $X_{L}^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 24,705 \cdot \frac{59,12}{121^2} = 0,01;$

$$X_{d_{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,367 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right)^2 = 48,74 - \quad \text{сверхпереходное}$$

сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{59,12}{80} = 0,078 -$ сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (48,74 + 0,078 + 0,01)} = 0,0079 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I_{2C.3.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0079 \cdot 2 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,18 \quad (5.30)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2C.3.} = 0,25.$

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 отключение МШВ, с выдержкой времени 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.

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.31)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_{\text{В}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.32)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

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

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	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.

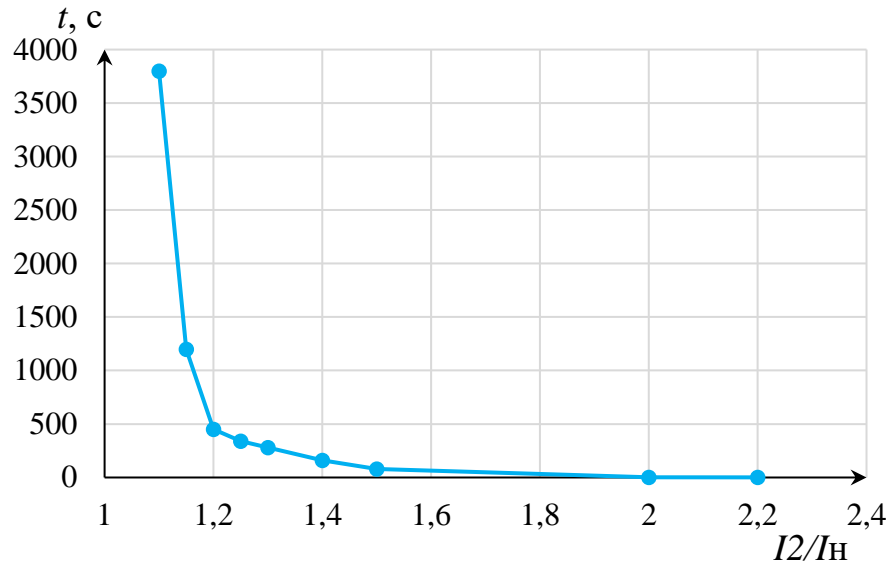


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_H \quad (5.33)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot \left(\frac{10,5 \cdot 10000}{100}\right)} = 66,02 \text{ В} \quad (5.34)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение ШВ, с выдержкой времени 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.

5.3.6 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 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 Водло-Онежская ГЭС – Пудож:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 19,22 + \frac{0,8}{5} \cdot 25,73 = 19,49 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 121^2}{80} = 19,22 \text{ Ом}$$

Сопротивление линии 110 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{24,705^2 + 7,198^2} = 25,73 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{80}{59,12} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{59,12}{121^2} \cdot 25,73 = 0,13$$

Z_1 в первичных единицах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,13 \cdot 1,86 = 0,243 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{59,12} = 1,86$.

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,243 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 1,85 \text{ Ом} \quad (5.37)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,85 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3251} = 1,86 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,26 - 0,95}{0,9} = 3,97, \quad (5.39)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.40)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358 \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69,03^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{нагр.ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.42)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{59,12} = 0,65 \text{ Ом} \quad (5.43)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,65 \cdot 4000/5}{10500/100} = 4,95 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,95 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,28 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,74 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

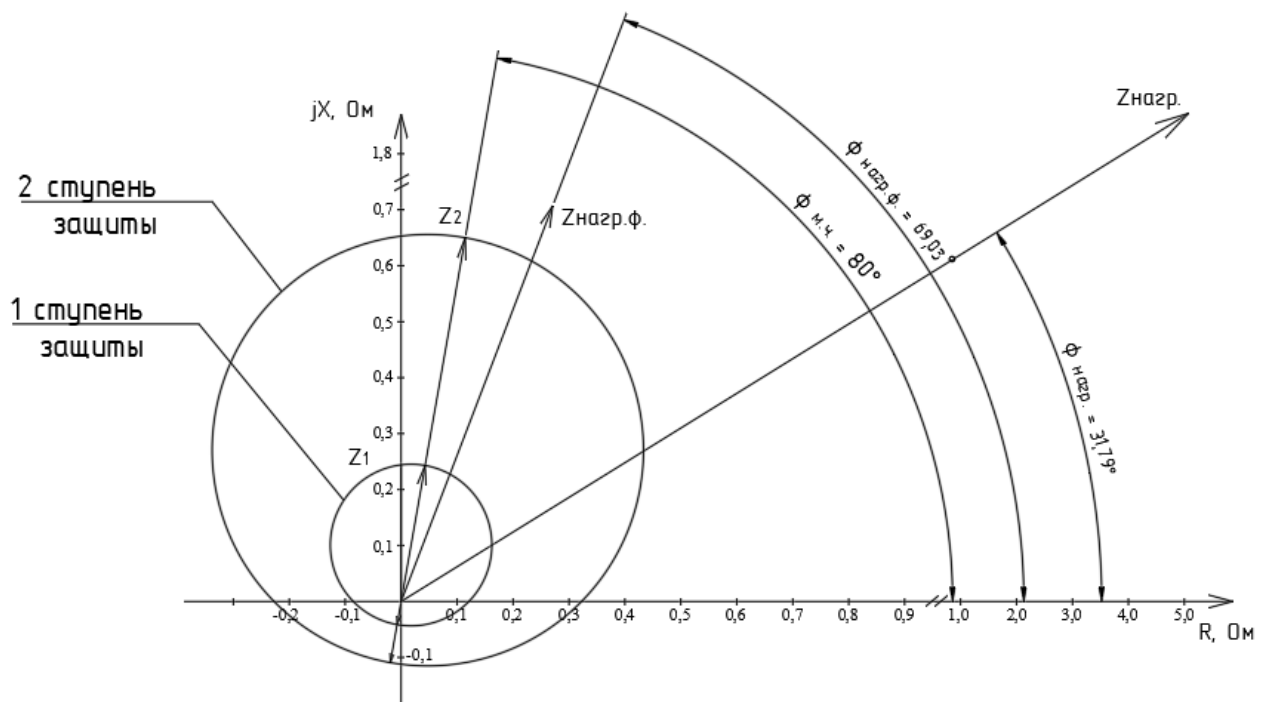


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.45)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.46)$$

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

Данные по перегрузочной способности обмотки ротора представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – 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

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

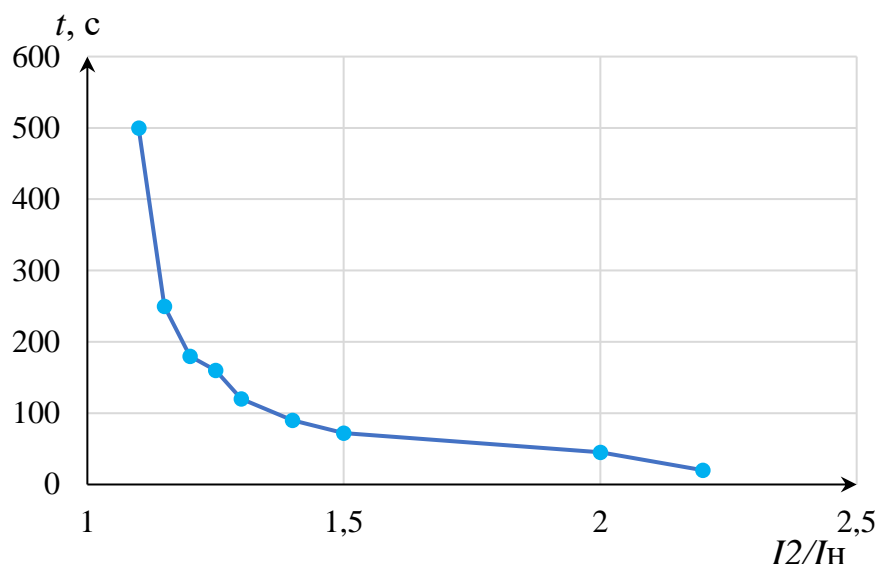


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.47)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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

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

Уставки защит и матрица отключений приведены в Приложении Г, таблицы Г.1 и Г.2 соответственно.

6 Компоновка сооружений гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

Назначение класса ГТС производится в соответствии с [38].

Высота плотины $87 - 65 = 22,00$ м; грунт основания супесчаный и суглинистый – III класс в соответствии с [38, таблица 1.1].

Установленная мощность ГЭС 201 МВт – III класс в соответствии с [38, таблица 1.2].

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии – 2800 человек – II класс в соответствии с [38, таблица 1.4].

Назначаем II класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

Отметки: $\nabla_{НПУ} = 87,00$ м, $\nabla_{ФПУ} = 90,00$ м, $\nabla_{УМО} = 81,13$ м.

Отметка гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГГП}$ вычисляется по формуле:

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

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

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

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1 % на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, принятая для ГТС II класса – 0,7 м.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяется согласно [40].

Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле:

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

где k_w — коэффициент, принимаемый по СП [40, Приложение Б];

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

L – длина разгона волны ≈ 5900 м;

α — угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра (принимается $\alpha = 0$);

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{87 - 65}{2} = 11 \text{ м} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона, рассчитанная по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,0000021 \cdot \frac{400 \cdot 5900}{9,81 \cdot 11} \cdot 1 = 0,046 \text{ м}$$

Высота волны 1 % обеспеченности для основного случая:

1) Безразмерные комплексы, $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 5900}{400} = 144,7 ; \quad \frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595$$

где t – период развития волн на водохранилище, ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

2) Из графика [40, Приложение А, рис. А.1] по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяются параметры $\frac{gh_{\text{cp}}}{V_w^2}$ и $\frac{gT_{\text{cp}}}{V_w}$:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 144,7 : \quad \frac{gh_{\text{cp}}}{V_w^2} = 0,0207, \quad \frac{gT_{\text{cp}}}{V_w} = 1,73$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 10595 : \quad \frac{gh_{\text{cp}}}{V_w^2} = 0,085, \quad \frac{gT_{\text{cp}}}{V_w} = 4,19$$

Для дальнейших расчетов берутся наименьшие значения.

Средний период волны T_{cp} (с) и средняя высота волны h_{cp} (м):

$$T_{\text{cp}} = 1,73 \cdot \frac{V_w}{g} = 1,73 \cdot \frac{20}{9,81} = 3,53 \text{ с}$$

$$h_{\text{cp}} = 0,0207 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,0207 \cdot \frac{400}{9,81} = 0,84 \text{ м}$$

3) Средняя длина волны:

$$\lambda_d^{\text{cp}} = \frac{gT_{\text{cp}}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,53^2}{2 \cdot 3,14} = 19,46 \text{ м} \quad (6.5)$$

4) Проверка условия $d > \lambda_d^{\text{cp}}$: $11 > 0,5 \cdot 19,46 = 9,73$. Условие выполняется.

5) Высота волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = h_{\text{cp}} K_i, \quad (6.6)$$

где $K_i = 2,25$ – коэффициент, определяемый по графику [40, Приложение А1, рис. А.2].

$$h_{1\%} = 0,84 \cdot 2,25 = 1,9 \text{ м}$$

б) Высота наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяется по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%}, \quad (6.7)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [40, Приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый по [40, Приложение Д, табл. Д.2];

$k_{run} = 1,8$ – коэффициент, принимаемый по графикам [40, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны $\lambda_d^{cp}/h_{1\%}$ на глубокой воде.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,8 \cdot 1,9 = 4,31 \text{ м}$$

7) Отметка гребня грунтовой плотины:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 87 + 4,31 + 0,046 + 0,7 = 92,10 \text{ м}$$

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

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a \quad (6.8)$$

$$\nabla_{ГБП} = 87,00 + 1,9 + 0,046 + 0,7 = 89,65 \text{ м}$$

6.3 Гидравлические расчеты

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчет пропускной способности водосливной плотины:

- 1) при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 7398,50 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 73,28 м;
- 2) при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 9148,43 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 74,00 м.

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

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}) = 87,00 - 73,28 = 13,72 \text{ м} \quad (6.9)$$

$$H_{\text{осн}} = 13,72 \text{ м} > H_{\text{T}}^{\text{min}} = 10,3 \text{ м}$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}}) = 90,00 - 74,00 = 16,00 \text{ м} \quad (6.10)$$

$$H_{\text{пов}} = 16,00 \text{ м} > H_{\text{T}}^{\text{min}} = 10,3 \text{ м}$$

Вывод: паводок может быть пропущен через гидроагрегаты.

Расход через один гидроагрегат при основном $Q_{\text{осн}}^{\text{га}}$ и поверочном $Q_{\text{пов}}^{\text{га}}$ расчетном случае определяются через формулу мощности:

$$Q_{\text{осн}}^{\text{га}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{50,25 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (13,72 - 0,5) \cdot 0,917} = 422,54 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.11)$$

$$Q_{\text{пов}}^{\text{га}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{50,25 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (16,00 - 0,5) \cdot 0,917} = 360,38 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.12)$$

Согласно [37] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

$$m = 4 - 1 = 3;$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 422,54 \cdot 3 = 1267,62 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 360,38 \cdot 3 = 1081,14 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая:

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 7398,50 - 1267,62 - 1328,56 = 4802,32 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_c = \frac{(V_{\text{по}} + V_{\text{пр}})}{T_{\text{ср}}} = \frac{(8,53 + 10,41) \cdot 10^9}{14256000} = 1328,56 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.14)$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c \quad (6.15)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 9148,43 - 1081,14 - 1328,56 = 6738,73 \text{ м}^3/\text{с}$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.16)$$

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

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (песок – $2,5 \div 3,5$ м/с; глина – $3 \div 4$ м/с).

$$[v_h] = 3,4 \text{ м/с}$$

$$h_{\text{НБ}} = 73,28 - 65,00 = 8,28 \text{ м}$$

Удельный расход на рисберме, рассчитанный по формуле (6.16):

$$q_p = 3,4 \cdot 8,28 = 28,152 \text{ м}^3/\text{с}$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25q_p = 1,25 \cdot 28,152 = 35,19 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.17)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{4802,32}{35,19} = 136,47 \text{ м} \quad (4.18)$$

Количество пролётов и их ширина подбирается так, чтобы расчётное значение B было как можно ближе к теоретическому в большую сторону.

$n = 6$ – количество пролетов.

$b = 24$ м – ширина пролета.

Расчетная ширина водосливного фронта: $B = n \cdot b = 6 \cdot 24 = 144$ м.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водослизов всех типов методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} :

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4802,32}{0,49 \cdot 24 \cdot 6 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,18 \text{ м}, \quad (6.19)$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где $\sigma_{\text{п}} = 1$ – коэффициент подтопления;

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b} = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \right] \cdot \frac{6,18}{24} = 0,973 \quad (6.21)$$

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{4802,32}{0,49 \cdot 0,973 \cdot 1 \cdot 24 \cdot 6 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,29 \text{ м}$$

Скорость подхода потока к водосливу:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО}) \cdot (B + (n-1)\delta_6)}, \quad (6.22)$$

где δ_6 – толщина быка. Зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий ($\delta_6 = 4$ м – для пролетов шириной $b > 14$ м).

$$V_0 = \frac{4802,32}{(87,00 - 65,00) \cdot (144 + (6-1) \cdot 4)} = 1,33 \text{ м/с}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6,29 - \frac{1,1 \cdot 1,33^2}{2 \cdot 9,81} = 6,19 \text{ м} \quad (6.23)$$

Стандартный напор $H_{\text{ст}} = 6$ м – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом.

Отметка гребня водослива вычисляется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 87,00 - 6 = 81,00 \text{ м} \quad (6.24)$$

6.3.3 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при $\nabla\text{ФПУ} = 90,00$ м) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6738,73}{0,49 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,75 \text{ м} \quad (6.25)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6738,73}{0,49 \cdot 0,967 \cdot 1 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,92 \text{ м} \quad (6.26)$$

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

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНО})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{6738,73}{(90,00 - 65,00)(144 + (6-1) \cdot 4)} = 1,87 \text{ м/с} \quad (6.27)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 7,92 - \frac{1,1 \cdot 1,87^2}{2 \cdot 9,81} = 7,72 \text{ м} \quad (6.28)$$

Расчетная отметка форсированного уровня, т.е. отметка, при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 81,00 + 7,72 = 88,72 \text{ м}, \quad (6.29)$$

Отметка ФПУ остается равной 90,00 м, так как расчетная отметка не превышает исходную.

6.3.4 Построение оголовка водослива по Кригеру-Офицеру

Вычисленные координаты для построения оголовка представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки $H_{\text{ст}} = 6$ м

x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,76	6,6	1,926	13,2	9,048	19,8	20,43
0,6	0,216	7,2	2,364	13,8	9,918	20,4	21,654
1,2	0,042	7,8	2,85	14,4	11,364	21	22,908
1,8	0	8,4	3,384	15	11,76	21,6	24,186
2,4	0,036	9	3,966	15,6	12,732	22,2	25,494
3	0,162	9,6	4,584	16,2	13,734	22,8	26,826
3,6	0,36	10,2	5,238	16,8	14,772	23,4	28,188
4,2	0,6	10,8	5,922	17,4	15,84	24	29,628

Продолжение таблицы 6.1

x	y	x	y	x	y	x	y
4,8	0,876	11,4	6,648	18	16,944		
5,4	1,188	12	7,41	18,6	18,078		
6	1,536	12,6	8,214	19,2	19,242		

На рисунке 6.1 показан вид оголовка водослива, построенного по данным таблицы 6.1.

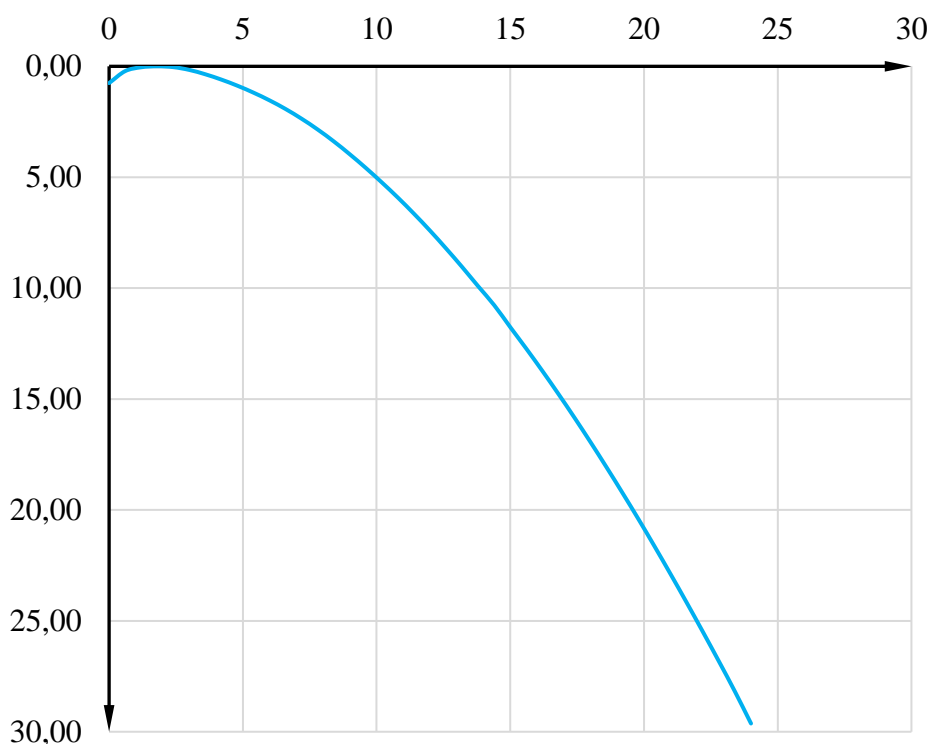


Рисунок 6.1 – Оголовок водослива

$H = 6$ м, $p_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{ДНО} = 81,00 - 65,00 = 16$ м, с помощью интерполяции находится радиус сопряжения водосливной грани с поверхностью водобоя $R = 19,38$ м.

Отметка верха быка (гребня плотины):

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 81,00 + 1,6 \cdot 6 = 90,6 \text{ м} \quad (6.30)$$

Отметка гребня плотины $\nabla_{ГП}$ с учетом высоты ветровых волн:

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{НПУ} + 1,1h_{в(осн)} + a = 87,00 + 1,1 \cdot 1,9 + 0,7 = 89,79 \text{ м}, \quad (6.31)$$

где $h_{в(осн)} = 1,9$ м – высота волны;

a – величина запаса, составляет не менее 0,7 м для 2 класса.

Отметка сооружений напорного фронта выбрана по наибольшей отметке гребня грунтовой плотины: $\nabla_{ГГП} = 92,10$ м.

6.3.5 Расчет сопряжений потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 87,00 - 65,00 = 22,00 \text{ м} \quad (6.32)$$

Критическая глубина потока с учетом всех водопропускных отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{aQ_p^2}{(B+(n-1)\cdot\delta_6)^2g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1\cdot4802,32^2}{(144+(6-1)\cdot4)^2\cdot9,81}} = 4,58 \text{ м} \quad (6.33)$$

Вычисляется отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{22}{4,58} = 4,8 \text{ м} \quad (6.34)$$

Коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани: $\varphi = 0,95$
По графику М.Д. Чертоусова определяются коэффициенты ζ'_c , ζ''_c :
 $\zeta'_c = 0,352$; $\zeta''_c = 2,23$.

Сопряжённые глубины вычисляются по формулам:

$$h'_c = \zeta'_c \cdot h_{кр} = 0,352 \cdot 4,58 = 1,61 \text{ м} \quad (6.35)$$

$$h''_c = \zeta''_c \cdot h_{кр} = 2,23 \cdot 4,58 = 10,21 \text{ м} \quad (6.36)$$

$h''_c = 10,21 \text{ м} > h_{нб} = 8,28 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Вывод: отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

6.3.6 Расчет водобойной плиты

Площадь потока в сжатом сечении:

$$\omega_c = h'_c \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6) \quad (6.37)$$

$$\omega_c = 1,61 \cdot (144 + (6 - 1) \cdot 4) = 264,04 \text{ м}^2$$

Скорость воды в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c} = \frac{4802,32}{264,04} = 18,19 \text{ м/с} \quad (6.38)$$

Толщина плиты водобоя:

$$\delta_b = 0,15v_c\sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 18,19 \cdot \sqrt{1,61} = 3,46 \text{ м} \quad (6.39)$$

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_b = (0,8 \div 1)l_{\text{пр}}, \quad (6.40)$$

где $l_{\text{пр}}$ – длина прыжка (горизонтальная проекция вальца):

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h'_c - h'_c) \quad (6.41)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 10,21 - 1,61) = 44,47 \text{ м}$$

Длина водобоя, рассчитанная по формуле (6.40):

$$l_b = 0,85l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 44,47 = 38 \text{ м}$$

6.3.7 Расчет водобойной стенки

Расчёт высоты водобойной стенки $h_{\text{ст}}$ проводится, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля.

$$h_{\text{ст}} = \sigma h'_c - H_{\text{ст}}, \quad (6.42)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой.

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h'_c)^2}, \quad (6.43)$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса, зависящий от точности определения расчетного расхода (1,07-1,13);

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

m – коэффициент расхода водослива зависит от типа водослива (для водобойной стенки полигонального профиля $m = 0,35$);

q – удельный расход на водобое:

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B+(n-1)\cdot\delta_6} = \frac{4802,32}{144+(6-1)\cdot4} = 29,28 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.44)$$

Напор над водобойной стенкой по формуле (6.43):

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{29,28}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 29,28^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 10,21)^2} = 6,71 \text{ м}$$

Высота водобойной стенки, рассчитанная по формуле (6.42):

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 10,21 - 6,71 = 4,5 \text{ м}$$

6.3.8 Проверка сопряжений потоков за водобойной стенкой

После определения высоты стенки проверяется форма сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 4,5 + 6,71 = 11,23 \text{ м} \quad (6.45)$$

$h_{\text{кр}} = 4,58 \text{ м}$, (та же величина, что и перед стенкой, если рисберма по потоку воды не расширяется).

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{11,23}{4,58} = 2,45 \quad (6.46)$$

Определяем коэффициенты по графику М.Д. Чертоусова:
 $\zeta'_c = 0,549$; $\zeta''_c = 1,31$.

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \zeta'_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,549 \cdot 4,58 = 2,51 \text{ м}$$

$$h''_c = \zeta''_c \cdot h_{\text{кр}} = 1,31 \cdot 4,58 = 6 \text{ м}$$

$h''_c = 6 \text{ м} < h_{\text{нб}} = 8,28 \text{ м}$. Отсюда следует, что прыжок за водобойной стенкой затоплен, следовательно, гасители энергии за стенкой не требуются.

Принимаем высоту водобойной стенки $h_{\text{ст}} = 4,5 \text{ м}$.

6.3.9 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 5 \text{ м}$.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее:

$$D/2 + 2\text{м} = 2,5 + 2 = 4,5 \text{ м}$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{ГАЛ}} + h_{\text{гал}} + 4,5 = 62,54 + 3 + 4,5 = 70,04 \text{ м} \quad (6.47)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска H :

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{87,00 + 81,13}{2} - 70,04 = 14,03 \text{ м} \quad (6.48)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH}, \quad (6.49)$$

где $\mu = 0,8$ – коэффициент расхода;
 ω – площадь водовыпускного отверстия:

$$\omega = \frac{\pi D^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{5^2}{4} = 19,63 \text{ м}^2 \quad (6.50)$$

Расход через отверстия по формуле (6.49):

$$q_{\text{ВВ}} = 0,8 \cdot 19,63 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 14,03} = 260,55 \text{ м}^3/\text{с}$$

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчетного расхода Q_c :

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{1328,56}{260,55} = 5,1 \quad (6.51)$$

Окончательное количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода принимается $n = 6$.

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани [37, рис. 3.1], определяется ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{п}}^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.52)$$

где $\alpha_1 = 0,5$ – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счёт устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов;

$\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды;

$\rho_{\text{б}} = 2446,5 \text{ кг/м}^3$ – плотность бетона;

Высота плотины:

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} \quad (6.53)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla\text{ПОД} = \nabla\text{ДНО} - (\delta_{\text{в}} + (2 \div 3)), \quad (6.54)$$

где $\delta_{\text{в}} = 3,46$ – толщина водобойной плиты;
 $(2 \div 3)$ м – толщина слоя грунта с низкой несущей способностью.

$$\nabla\text{ПОД} = 65,00 - (3,46 + 2) = 59,54 \text{ м}$$

Высота плотины по формуле (6.53):

$$h = 87,00 - 59,54 = 27,46 \text{ м}$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяется ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{п}}^{\text{II}} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \cdot \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} + n - \alpha_1\right)}, \quad (6.55)$$

где $\varphi = 26$ – угол внутреннего трения грунта основания [44];
 $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины [42].

Задаваясь различными значениями n , определяются несколько значений $B_{\text{п}}$ (таблица 6.2) и строятся два графика зависимости $B_{\text{п}} = f(n)$, которые показаны на рисунке 6.2. Точка пересечения графиков определяет ширину подошвы плотины.

Таблица 6.2 – Координаты зависимостей $B_{\text{п}}^{\text{I}} = f(n)$ и $B_{\text{п}}^{\text{II}} = f(n)$

n	$B_{\text{п}}^{\text{I}}$	$B_{\text{п}}^{\text{II}}$
0	19,68	34,71
0,1	19,96	33,01
0,2	20,37	31,48
0,3	20,92	30,07
0,4	21,66	28,79
0,5	22,62	27,62
0,6	23,91	26,53
0,7	25,67	25,53
0,8	28,18	24,60
0,9	32,04	23,73

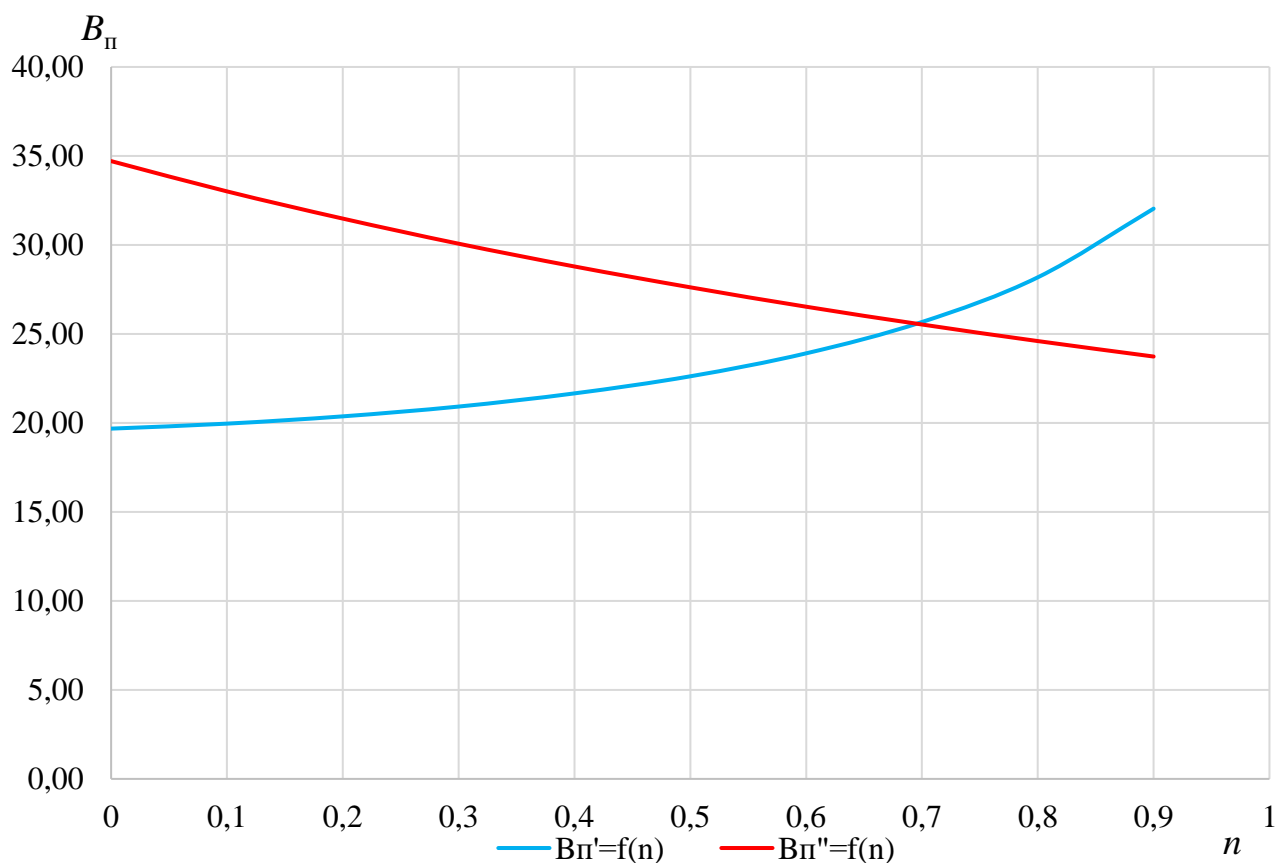


Рисунок 6.2 – Пересечение кривых $B_{п}^I = f(n)$ и $B_{п}^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке $B_{п} = 25,58$ м и $n = 0,6952$.
Ширина подошвы плотины принимается равной 25,58 м.

6.4.2 Разрезка бетонных плотин по швам

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

В плотинах на нескальном основании разрезка швами в основном произведена по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. Расстояние между температурно-осадочными швами 24 м.

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

6.4.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принята на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Разрезной бык состоит из двух полубыков, их суммарная толщина 4 м.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Ширина паза составляет 1,5 м. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора.

6.4.4 Устои

На проектируемой Волдо-Онежской ГЭС предусмотрены два вида устоев: раздельный и сопрягающий.

Раздельный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС или глухой бетонной плотиной и состоит из трёх основных элементов: продольной подпорной стенки, верховой сопрягающей стенки и низовой сопрягающей стенки (открылок).

Сопрягающий устой со стороны правого берега предназначен для сопряжения водосливной плотины с грунтовой, примыкающей к водосливу, от размыва водой, проходящей через водослив, а также является опорой для плоских затворов водосливной плотины.

6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи.

Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначается $a_{др} = 2$ м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}} \quad (6.56)$$

где H_d – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

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

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 87,00 - 65,00 = 22,00 \text{ м} \quad (6.57)$$

$$2 \text{ м} \geq \frac{22,00 \cdot 1,2}{25} = 1,012 \text{ м}$$

Принимается: $a_{др} = 2$ м.

6.4.6 Галереи в теле плотины

В связи с малой высотой плотины, в теле плотины устраивается только одна галерея. Она располагается над подошвой на расстоянии 3 м. Размеры галереи, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Размеры галерей: 3 × 3 м.

6.4.7 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина путей козлового крана 8 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 3 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной $b_1 = 16$ м.

6.5 Основные элементы плотины

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

6.5.1 Понур

Назначение понура – уменьшить фильтрационный расход и снизить противофильтрационное давление в основании плотины путём удлинения фильтрации.

Анкерный понур выполнен в виде железобетонных плит толщиной 0,7 м.

Длина анкерного понура:

$$l_{\text{п}} = (1 \div 2,5) \cdot H = 1,5 \cdot 20,65 \approx 31 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} = 87,00 - 66,35 = 20,65$ м.

Для повышения эффективности анкерного понура над ним уложен противофильтрационный слой из глины толщиной 2 м и грунтовой пригрузки.

6.5.2 Дренажные устройства в основании

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

Применён трёхслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы.

Суммарная толщина дренажа не более 1,5 м.

6.5.3 Водобой

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

Под водобойной плитой устроен плоский горизонтальный дренаж с обратным фильтром. Для отвода фильтрующейся воды устроены дренажные колодцы в отдельных устоях и сопрягающих стенках. Толщина водобоя определена по формуле В.Д. Домбровского (6.39).

6.5.4 Рисберма и ковш

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкции рисбермы по течению уменьшается, достигается это путём уменьшения толщины плит. Толщину плит рисбермы 1-го порядка назначают не менее половины толщины водобоя, далее по потоку толщину плит уменьшают, толщина последней плиты должна быть не менее 0,5 м. Под плитами устраивают обратный фильтр.

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша. Глубина ковша определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_n}} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{28,152}{1,5}} = 4,77 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где $K_p = 1,1$ – коэффициент, зависящий от условий размыва;

$q_p = 28,152 \text{ м}^3/\text{с}$ – удельный расход на рисберме;

$V_n = 1,5 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока в НБ 1 м [37, табл. 5.1].

Дно ковша присыпано слоем мелкого камня толщиной 2 м. Уклон откосов ковша 1:4 и 1:2.

Общая длина послепрыжкового участка определена по опыту проектирования рисберм в России:

$$l_{пп} = 2l_B = 2 \cdot 38,00 = 76,00 \text{ м}, \quad (6.60)$$

где l_B – длина водобоя.

6.6 Обоснование надежности и безопасности плотины

6.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе – $\nabla\text{УНБ}_{\min}$.

6.6.2 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{\text{пл}}$ и $G_{\text{б}}$ определяются в программе AutoCAD:

$$S_{\text{пл}} = 426,2 \text{ м}^2, S_{\text{б}} = 848,9 \text{ м}^2.$$

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{426,2 \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot 2446,5}{1000 \cdot (24 + 4)} = 8767,60 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.61)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины;
 $b = 24 \text{ м}$ – ширина пролёта;
 $\delta_{\text{б}} = 4 \text{ м}$ – толщина быка;
 $\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона.

Точка приложения равнодействующей веса плотины $G_{\text{пл}}$ определяется посредством программы «AutoCAD»: $X_{\text{пл}}, Y_{\text{пл}}$.

Вес быка и точка его приложения определяются аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{848,9 \cdot 4 \cdot 2446,5 \cdot 9,81}{1000 \cdot (24 + 4)} = 2910,53 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.62)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.63)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (90,00 - 81,00 + 0,5) \cdot 24 = 228 \text{ м}^2 \quad (6.64)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 228 \cdot \sqrt{228} \cdot 9,81 = 1857,52 \text{ кН}$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{1857,52}{24+4} = 66,34 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.65)$$

Вес 1 п.м. понура:

$$G_{\text{п}} = S_{\text{п}} \cdot g \cdot \rho_6 = 21,7 \cdot 9,81 \cdot 2,4465 = 520,80 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.66)$$

где $S_{\text{п}} = h_{\text{п}} \cdot l_{\text{п}} = 0,7 \cdot 31 = 21,7 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения понура.

6.6.3 Сила гидростатического давления воды

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 27,46^2}{1000 \cdot 2} = 3698,62 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.67)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 87,00 - 59,54 = 27,46 \text{ м}$;

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,81^2}{1000 \cdot 2} = 227,47 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.68)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 66,35 - 59,54 = 6,81 \text{ м}$;

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– со стороны ВБ определяется площадью поперечного сечения тела давления от УВБ до фундаментной плиты или до напорной грани:

$$W_{\text{в}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{в}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 62,60}{1000} = 614,11 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.69)$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\text{в}} = 62,60 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

– со стороны НБ – площадью поперечного сечения тела давления от УНБ до фундаментной плиты или до низовой грани:

$$W_{\text{н}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{н}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 0,17}{1000} = 1,67 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.70)$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\text{H}} = 0,17 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

6.6.4 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,81}{1000} = 66,81 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 66,35 - 59,54 = 6,81 \text{ м}$.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = \frac{159,70 \cdot 1000 \cdot 9,81}{1000} = 1566,66 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.72)$$

где $S_{\text{ЭП}} = 159,70 \text{ м}^2$ – площадь эюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью программы AutoCAD.

6.6.5 Сила фильтрационного давления

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

$$W_{\text{Ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 110,80}{1000} = 1086,95 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.73)$$

где $S_{\text{ЭП}} = 110,80 \text{ м}^2$ – площадь эюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.6.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{H}} = \gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{H}}}{2} \right) = 13 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 12,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.74)$$

где $\gamma_{\text{H}} = 13 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_{H} – толщина слоя наносов, принимается $h_{\text{H}} = 2 \text{ м}$;
 $\varphi_{\text{H}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2 \cdot 12,75}{2} = 12,75 \text{ кН/м} \quad (6.75)$$

6.6.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.76)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,9 \cdot \left(\frac{19,46}{3,14} + \frac{0,58}{2} \right)}{1000} = 60,46 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где $h_{1\%} = 1,9$ м – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda} = 19,46$ м – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,9^2}{19,46} = 0,58 \text{ м} \quad (6.77)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{19,46}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,9 = 2,39 \text{ м} \quad (6.78)$$

Эпюра волнового давления представлена в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1 \cdot h_{1\%} = 1,1 \cdot 1,9 = 2,09$ м над уровнем верхнего бьефа, а другая не ниже $8 \cdot h_{1\%} = 8 \cdot 1,9 = 15,2$ м УВБ.

6.7 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчётов составлена таблица 6.3, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f [38]. В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	$F \cdot \gamma_f$, кН	Плечо, м	Момент, кН · м
T_B	1,0	→	3698,62	3698,62	8,73	32288,95
T_H	1,0	←	227,47	227,47	2,17	-493,61
W_B	1,0	↓	614,11	614,11	11	6755,21
W_H	1,0	↓	1,67	1,67	12,47	20,82
G_6	0,95	↓	2910,53	2765,0035	2,3	-6359,51
$G_{пл}$	0,95	↓	8767,6	8329,22	1,13	-9412,02
$W_{ВЗВ}$	1,0	↑	1566,66	1566,66	0	0,00
W_Φ	1,0	↑	1086,95	1086,95	6,17	6706,48
E_H	1,2	→	12,75	15,3	6,13	93,79
$W_{волн}$	1,0	→	60,46	60,46	21,56	1303,52
q_3	0,9	↓	66,34	59,706	7,43	-443,62
			$\Sigma \downarrow \uparrow$	9116,10	ΣM	30460,02

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

– для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{9116,10}{25,58} + \frac{6 \cdot 30460,02}{25,58^2} = -77,07 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.79)$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.80)$$

$$\sigma_x^u = -77,07 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 27,46 \cdot (1 - 0^2) = -269,38 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 87,00 - 59,54 = 27,46 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1,$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 27,46 - 77,07) \cdot 0 = 0 \quad (6.81)$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.82)$$

$$\sigma_1^u = -77,07 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 27,46 \cdot 0^2 = -77,07 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 27,46 = -269,38 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.83)$$

Нормальное напряжение на площадке контактного сечения верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{1+m_u^2}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\} \quad (6.84)$$

$$\sigma_c^u = \frac{1+0^2}{2} \left\{ -77,07 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 27,46 \left[\cos 2(0 - 0) - \frac{1-0^2}{1+0^2} \right] \right\} = -77,07 \text{кПа}$$

– для низовой грани:

Нормальные напряжения по низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{9116,10}{25,58} - \frac{6 \cdot 30460,02}{25,58^2} = -635,68 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.85)$$

Нормальные напряжения по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.86)$$

$$\sigma_x^t = -635,68 \cdot 0,75^2 - 9,81 \cdot 6,81 \cdot (1 - 0,75^2) = -386,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 66,35 - 59,54 = 6,81 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 37^\circ = 0,75,$$

где $\alpha_2 = 37^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.87)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 6,81 - 635,68) \cdot 0,75 = 426,66 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.88)$$

$$\sigma_3^t = -635,68 \cdot (1 + 0,75^2) + 9,81 \cdot 6,81 \cdot 0,75^2 = -955,67 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t \quad (6.89)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 6,81 = -66,81 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

ΣN – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

ΣM – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B_d – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-77,07	-635,68
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-269,38	-386,8
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	426,66
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-77,07	-66,81
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-269,38	-955,67

6.8 Критерии прочности плотины и ее основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.90)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности для II класса;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [38, п. 8.16];

$R_b = 7,5$ МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию [46, табл. 3];

$\gamma_{cd} = 1,0$ – коэффициент условий работы [39, табл. 6];

$$1,2 \cdot 1,0 \cdot |-955,67| \leq 1,0 \cdot 7,5$$

$$1,15 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 7,50 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.91)$$

$$-77,07 \text{ кПа} < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.92)$$

$$77,07 \text{ кПа} \geq 67,35 \text{ кПа}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.9 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.93)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [38];

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [38];

$\gamma_c = 1,0$ – коэффициент условий работы [39];

R – сила, сопротивляющаяся сдвигу;

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_B + W_H) \cdot \operatorname{tg} \varphi + B_{п} \cdot 1 \quad (6.94)$$

$$R = (8767,60 + 2910,53 + 66,34 - 1086,95 - 1566,66 + 614,11 + 1,67) \cdot \operatorname{tg} 26^\circ + 25,58 = 4759,82 \text{ кН}$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав} \quad (6.95)$$

$$F = 3698,62 - 227,47 + 60,46 + 12,75 + 0 = 3544,36 \text{ кН}$$

$$\frac{4759,82 \cdot 1,0}{3544,36 \cdot 1,0} = 1,34 \geq 1,2$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Пожарная безопасность и охрана труда

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Водло-Онежской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Безопасность гидротехнических сооружений – свойство гидротехнических сооружений, позволяющее обеспечивать защиту жизни, здоровья и законных интересов людей, окружающей среды и хозяйственных объектов.

Последствия аварии на ГЭС могут быть катастрофическими для региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Водло-Онежской ГЭС регулируется положением технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций, основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Собственник обязан обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения и анализ причин ее снижения с учетом работы гидротехнического сооружения в каскаде, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и с эксплуатацией объектов на водных объектах и на прилегающих к ним территориях ниже и выше гидротехнического сооружения.

Контроль состояния основных сооружений Водло-Онежской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС и на основании Акта обследования состояния ГТС, собственником разрабатывается Декларация о безопасности, которая является основным документом, в котором описывается обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям

безопасности и определяются меры по обеспечению безопасности ГТС с учетом его класса.

7.2 Охрана труда

Охрана труда – система законодательных актов, а также предупредительных и регламентирующих социально-экономических, организационных, технических, санитарно-гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий, средств и методов, направленных на обеспечение безопасных условий труда.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями ГЭС и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой Водло-Онежской ГЭС.

Для выполнения обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;
- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;
- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;
- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;
- инструктажи во всех подразделениях на Водло-Онежской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;
- должны обеспечиваться контроль и систематические проверки;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;
- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда;
- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию ГТС гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;
- персонал Водло-Онежской ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать эти требования;
- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;
- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;
- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;
- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;
- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях Водло-Онежской ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;
- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;
- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026 и оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением;
- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;
- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и не обеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на не остановленном оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях Водло-Онежской ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям». При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

- организация кабинета по технике безопасности и охране труда.

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

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии

с действующим законодательством ответственность за 94 противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

Водло-Онежская ГЭС должна быть оборудована установками пожарной сигнализации и системой оповещения, и планами управления эвакуацией людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещённых в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчинённого персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит:

- при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений;

- известить руководство гидроэлектростанции;

- обесточить электрооборудование в зоне пожара;

- выдать письменный допуск для тушения пожара;

- организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости);

- восстановить нормальный режим работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на Водло-Онежской ГЭС обязан:

- знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории;

- при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара;

- принять возможные меры к спасению людей, имущества;

- приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка инженерно-технических работников, рабочих и служащих Водло-Онежской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также проведение семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Все лица, поступающие работать на Водло-Онежскую ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от внутренних повреждений обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренажами, ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется высокая надёжность работы данных устройств.

Трансформаторы на Водло-Онежской ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренажные оросители.

8 Мероприятия по охране окружающей среды Водло-Онежского ГУ

8.1 Общие сведения

Водло-Онежский ГУ расположен на реке Водла в республике Карелия.

Водла – река, протекающая в Пудожском районе республики Карелия. Относится к бассейну Балтийского моря, Онежского озера и к бассейну рек: Нева и Свирь.

Общее направление течения реки Водла – с севера на запад. Исток реки происходит от слияния двух речек – Сухая Водла (35 км) и Вама (20 км), недалеко от границы с Плесецким районом Архангельской области. Устье реки находится в восточной части Онежского озера, возле поселка Шальский. Длина реки 149 км, площадь бассейна 13,7 тыс. км² – крупнейшая по площади бассейна и длине река водосбора Онежского озера. Уклон реки 0,7 м/км.

Плотины в верховьях рек Сухой Водлы и Вамы подпирают питающее их озеро. В верхнем течении Водла порожиста. Самый большой порог – Падун; он находится в 138 км от устья и имеет высоту 2 м. Рельеф территории, по которой течет Водла представляет собой невысокую равнинную возвышенность. Высота истока реки 136 метров. Высота в устье 33 метра. Перепад высоты между истоком и устьем – 53 метра.

Климат бассейна умеренно континентальный с некоторыми чертами морского. Зима продолжительная, относительно мягкая. Лето короткое, прохладное. Среднегодовая температура изменяется от 0°С до +3°С. Ежегодно выпадает от 600 до 700 мм осадков. Территория бассейна занята еловыми и смешанными лесами. Много болот. Почвы супесчаные и суглинистые. Растительность соответствует подзонам северной и средней тайги.

Среднемноголетний расход воды в устье реки равен 1400 м³/с (объём стока 44,19 км³/год). Питание реки смешанного типа. Река пополняет свои воды за счет атмосферных осадков. Восточноевропейский тип водного режима. Весеннее половодье начинается в середине апреля, продолжается около двух месяцев. За этот период проходит около 40% годового стока. Летне-осенняя межень регулярно прерывается дождевыми паводками. Зимой, в период оттепелей, бывают паводки. Лёд на реке появляется в конце октября. На порожистых участках полыньи сохраняются в течение всей зимы. Здесь образуется большое количество шуги, которая забивает пространство подо льдом, что приводит к зажорам. Толщина льда достигает 50 см, в суровые зимы – до 80 см. В первых числах мая начинается весенний ледоход. Из-за более позднего вскрытия Онежского озера в низовье реки могут быть заторы, сопровождающиеся повышением уровня воды на 2 м и более.

Средняя мутность воды 10 г/м³. Минерализация воды меньше 200 мг/л. По качеству вода соответствует слабо загрязнённой.

Река судоходна от устья до с. Подпорожья. В реке обитают хариус, щука, уклейка и другие виды.

Воздействие Водло-Онежского ГУ на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

8.2 Виды работ при строительстве Водло-Онежского ГУ

При строительстве Водло-Онежского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его;
- 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 домов в поселке Водла для эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в НБ реки Водла;
- 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;

– очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

– технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

– технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

– воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.3 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании Водло-Онежской ГЭС, а также оборудования и гидротехнических сооружений в составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

– Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);

– Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;

– Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;

– Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;

– Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996;

– Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ);

– Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ);

– Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ);

– Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ);

– Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ);

- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ);
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;
- Другие нормативные документы РФ.

8.4 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий.

В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

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

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

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;

- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

8.5 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования Водло-Онежской ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

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

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду;

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций.

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории Водло-Онежской ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Водло-Онежского ГУ потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесочистке.

В санитарном отношении р.Водла является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р.Водла невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы Водло-Онежской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния Водло-Онежского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

8.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

Для наиболее эффективного и безопасного использования Водло-Онежской ГЭС требуется решение ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Водло-Онежского ГУ проводится анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации ГЭС.

Значимыми экологическими задачами при проектировании, строительстве и эксплуатации ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим изменение ландшафтов, климата, качества воды и др;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и отчистка территории;
- сбросы ГЭС и связанные с этим изменения, температурного, гидрологического, и ледового режимов реки в НБ гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации.

При строительстве Водло-Онежского ГУ будут выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка территории к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

В период строительства будет выполняться большой объем строительномонтажных работ, то будет образовываться большое количество отходов, к ним относятся:

- 1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме
Код отходов по ФККО – 82220101215.

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho, \quad (8.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (150000 м³);
 q – удельный норматив образования, % (1,8%);
 ρ – плотность бетона, т/м³ (2,5 т/м³).

$$M = \frac{150000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 6750 \text{ т}$$

- 2) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО – 46101001205

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, 1988г., принимается равным 1,0 % (норма образования отходов арматуры).

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho, \quad (8.2)$$

где N – количество арматуры, т (30 т);
 q – удельный норматив образования, % (1,0%);
 ρ – удельный вес арматуры, т/м³ (2,0 т/м³).

$$M = \frac{30 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 0,6 \text{ т}$$

В результате, во время строительства будет образовано 6750 тонн лома бетонных изделий и 0,6 тонн отходов черных металлов. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированные полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, которая имеет лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

Так же строительство влияет на изменение естественного ландшафта местности, изменение качества воды, воздуха, почвы, климата.

В первое время после наполнения водохранилища появляется много разложившейся растительности. Гниение органических веществ может привести к образованию парниковых газов. Возможно загрязнение воздуха в результате выхлопных газов.

Происходит изменение грунта водохранилища, что влечет за собой изменение качества воды, а также загрязнение ее при возвращении с некоторыми примесями.

Поэтому, требуется применять оборудование и машины, не выделяющие количество выхлопных газов выше нормы, при строительных работах принимать меры по снижению попадания в атмосферу пыли и вредных веществ.

При эксплуатации и обслуживании должны выполняться мероприятия по предотвращению попадания загрязняющих вод в водохранилище и в нижний бьеф. Все эти воздействия могут привести к неблагоприятным последствиям.

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 от древесной и кустарниковой растительности.

Для предотвращения засорения проточных частей гидротехнических сооружений применяются запани, которые устанавливаются вблизи плотины и в устьях притоков.

Сжигание удаленной растительности, различных отработанных материалов, мусора можно производить только с разрешения соответствующих органов. Строительные отходы должны быть утилизированы.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

– технические мероприятия, исключая затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

– технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Все возможные воздействия на окружающую среду должны быть устранены в наикратчайшие сроки и нести минимальное воздействие, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

8.7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации гидроэлектростанции

В период эксплуатации Водло-Онежского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

– сбросом сточных вод (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;

– на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации Водло-Онежской 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.

Согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

«Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по предотвращению ухудшения качества воды реки Водла от сбросов Водло-Онежской ГЭС ниже по течению реки.

9 Технико-экономическое обоснование

9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС обуславливается выполнением определенных этапов, начиная от инженерных изысканий и заканчивая установкой оборудования. Данные этапы представлены в календарном графике.

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	201	201	201	201
Число часов использования установленной мощности	Часы	7055	7055	7055	7055
Выработка электроэнергии	МВт*ч	839545	1439220	1439220	1439220
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,50	1,50	1,50	1,50
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	12593,2	21588,3	21588,3	21588,3
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	826951,8	1417631,7	1417631,7	1417631,7
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1286	1318	1349	1379
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1063,5	1868,4	1912,4	1954,9
НДС к выручке	млн.руб	1276,2	2242,1	2294,9	2345,9

По таблице 9.1 видно, что объем выручки растёт. Данный факт обусловлен вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и ростом тарифов на электроэнергию.

9.1.1 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 представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	52,1
Прочие	274,0	55,9
Итого по ГЭС		108

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – 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 МВт до 399 МВт	0,060%	0,090%	0,140%	0,200%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	27,6
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт*ч	1,9
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт*ч	0,6
Итого		30,1

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	31,5	62	78,7	90,3
Расходы на страхование, млн.руб.	20	41,6	46,6	49,1
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	63	108	108	108
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,2	3,8	4,2	4,4
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	17,5	30,1	30,1	30,1
Налог на воду, млн.руб.	4,2	8,3	8,3	8,3
Итого, млн.руб.	137,4	253,9	275,9	290,2

С увеличением периода времени эксплуатации происходит увеличение амортизационных отчислений, расходов на страхование и расходов на ремонт производственных фондов.

Для лучшего представления, текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 9.1).



Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

В первые годы эксплуатации больший процент текущих затрат уходит на эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления, так как происходит ввод оборудования в работу. Расходы на ремонт производственных фондов и на налог на воду являются наименьшими.

9.1.2 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

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 – 20 %;
- НДС – 20 %;
- Взносы в социальные фонды – 34 %;
- Налог на имущество – 2,2 %;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта			
	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	149,2	326,3	329,5	335,5

Продолжение таблицы 9.6

Наименование	Год реализации проекта			
	2025	2026	2027	2028
НДС, млн.руб.			15,7	360,1
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	31,6	31,6	31,6	31,6
Налог на имущество, млн.руб.	44	80,8	102,1	107

Существенный отток денежных средств, после завершения строительства, будет производиться по налогу на прибыль и налог на добавленную стоимость.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	1119,7	1968,7	2016,3	2062,6
Текущие расходы, млн.руб.	137,4	253,9	275,9	290,2
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	913,3	1679,7	1701	1731,7
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	176,7	325,7	329,9	336,1
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	736,6	1354	1371	1395,6
Ставка налога на прибыль, %	20			

В первые годы эксплуатации наблюдается рост чистой прибыли, это происходит из-за увеличения выручки от продаж электроэнергии. Изменение суммы прибыли по проекту представлено на рисунке 9.2.

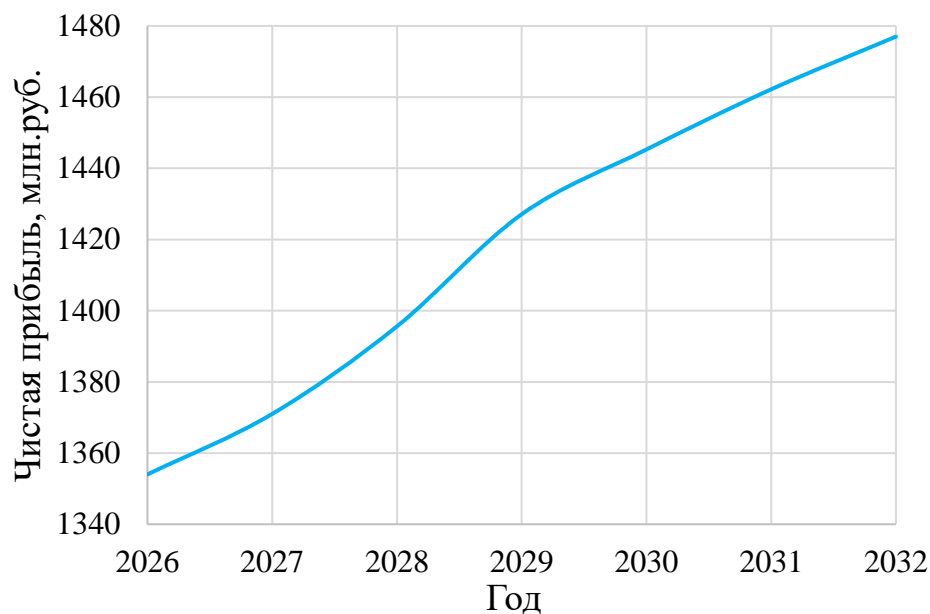


Рисунок 9.2 – Изменение суммы прибыли по проекту, млн.руб.

На графике видно, что после ввода гидроузла в энергосистему прибыль покрывает убытки, даже с учетом амортизационных отчислений.

Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш-Фло, на графике изображаются укрупненные этапы проекта, график Кэш-Фло представлен на рисунке 9.3.

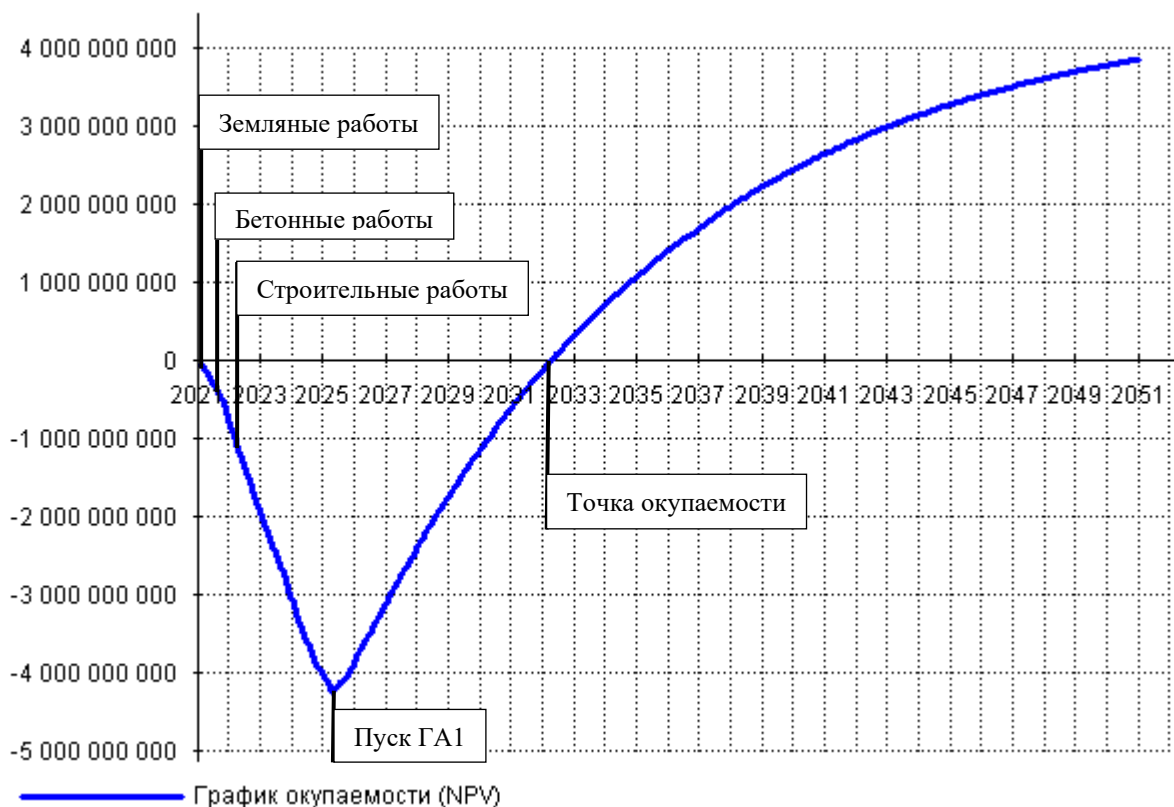


Рисунок 9.3 – График Кэш-Фло

9.3 Оценка инвестиционного проекта

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

9.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости;
4. 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 ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «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 Водло-Онежской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Водло-Онежская ГЭС на реке Водла»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	136
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	3842
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,9
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт*ч	0,17
Удельные капиталовложения, руб/кВт	164000

По данным таблицы, видно, что индекс прибыльности PI, имеет значение больше единицы, что указывает на то, что строительство данной гидроэлектростанции имеет смысл и срок ее окупаемости составляет 11 лет. Полученная величина себестоимости на электроэнергию Водло-Онежской ГЭС 0,17 руб./кВт*ч ниже предписанного Едиными Сценарными Условиями ОАО «РусГидро», что свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

9.3.3 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 показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	Год реализации проекта			
	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.рублей	153,3	334,6	353,5	703,9
В региональный бюджет, млн.рублей	44	80,8	102,1	107
Итого налоговых поступлений, млн.рублей	197,4	415,4	455,5	810,9

В ходе повышения выручки от реализации продаж электроэнергии налоговые поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль, значительно увеличиваются, т.к. вводятся новые генерирующие мощности, следовательно, продажи электроэнергии и мощности становятся больше.

Так же увеличивается прирост поступлений в региональный бюджет, т.к. происходит ввод новых объектов в эксплуатацию, что облагается имущественным налогом. Но далее поступления в региональный бюджет будут снижаться.

9.4 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта на его конечные характеристики.

Для анализа чувствительности инвестиционного проекта главное – это оценить степень влияния изменения каждого (или их комбинации) из исходных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в инвестиционном проекте.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса чувствительности к изменениям:

1. Объема инвестиций;
2. Цены сбыта;
3. Ставки налога;
4. Ставки дисконтирования;

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения PI , показанной на рисунках 9.4, 9.5, 9.6, 9.7.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

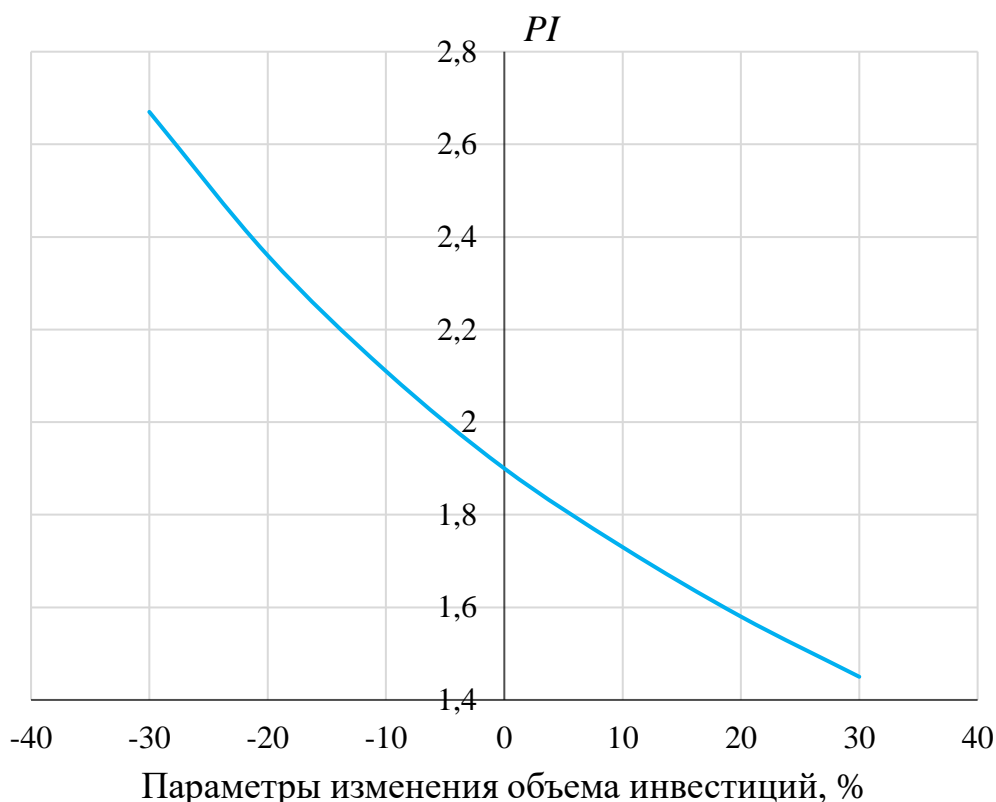


Рисунок 9.4 – Изменение PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: при увеличении объемов инвестиции индекс прибыльности уменьшается.

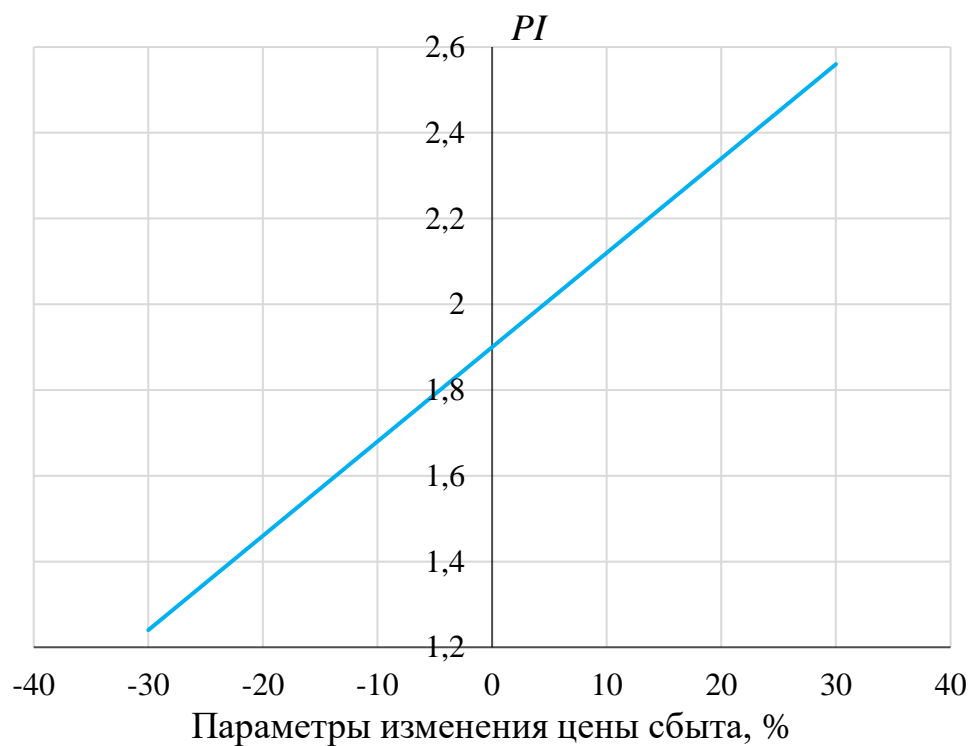


Рисунок 9.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: при увеличении цены сбыта индекс прибыльности увеличивается.

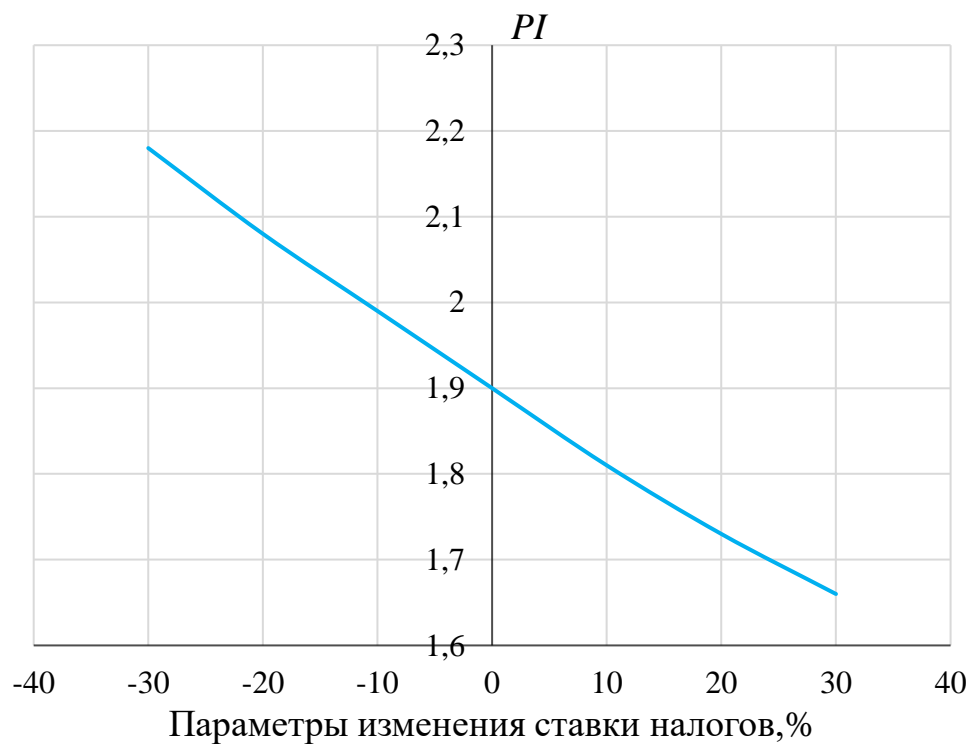


Рисунок 9.6 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: при увеличении ставки налогов индекс прибыльности уменьшается.

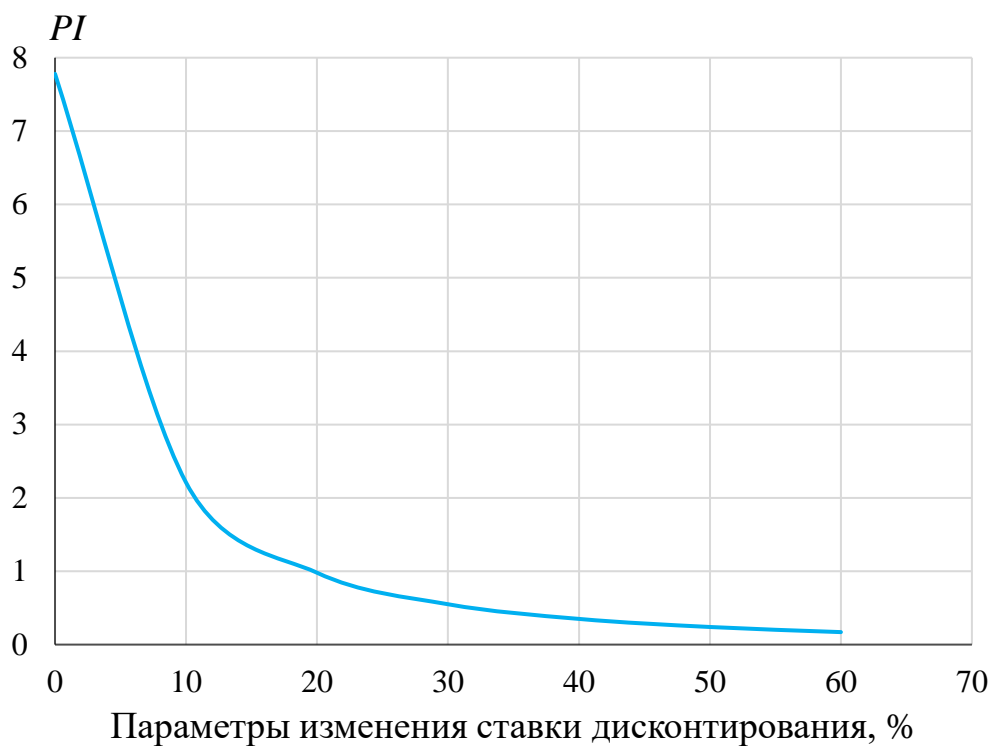


Рисунок 9.7 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: при увеличении ставки дисконтирования индекс прибыльности уменьшается.

10 Режимы заземления нейтрали и способ действия защиты от замыканий на землю

К режимам заземления нейтрали относятся:

- изолированная нейтраль (при ограниченных значениях суммарного емкостного тока сети);
- резонансное заземление нейтрали (компенсация емкостного тока ОЗЗ);
- заземление нейтрали через резистор: высокоомное, низкоомное (при ограниченных значениях полного активно-емкостного тока ОЗЗ);
- эффективно заземленная нейтраль (коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4).

Режимы заземления нейтрали определяют характер происходящих при ОЗЗ электромагнитных процессов, степень опасности разновидностей ОЗЗ, ущерба от их последствий (внезапное или предусмотренное отключение), условия безопасности людей и животных, находящихся вблизи места замыкания на землю, требования к защите от ОЗЗ, принципы выполнения защиты и способы ее действия (на сигнал или на отключение).

В соответствии с принятыми в России нормами предусматривается работа рассматриваемых сетей с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов ОЗЗ. В сетях 6 кВ собственных нужд блочных электростанций допускается режим работы с заземлением нейтрали через резистор.

Все разнообразие возможных режимов заземления нейтрали электрических сетей среднего напряжения 6-10 кВ можно разделить на две группы:

1) К первой группе относятся режимы, допускающие работу сети с ОЗЗ.

Этот подход к заземлению нейтрали исходит из основного положения, что замыкание одной фазы на землю не влияет на треугольник междуфазных напряжений, определяющий работу потребителей, поэтому нет необходимости в немедленном отключении. Защита от ОЗЗ в сетях с такими режимами заземления нейтрали выполняется, как правило, с действием на сигнал. Основным требованием к режиму заземления нейтрали в этом случае является создание условий, обеспечивающих надежность функционирования сети с ОЗЗ на время, достаточное для отыскания поврежденного элемента и ее отключения вручную без нарушения электроснабжения потребителей.

2) Ко второй группе относятся режимы, не допускающие работу сети с ОЗЗ.

Этот подход основан на предположении, что обеспечить достаточно надежную работу сети с замыканием одной фазы на землю очень трудно, так как ОЗЗ представляет опасность не только для поврежденного элемента, но и для всей электрической сети в целом, т.е. является дефектом в электроустановке. Основными требованиями к режиму заземления нейтрали в этом случае являются обеспечение высокой устойчивости функционирования наиболее простых и надежных токовых защит от ОЗЗ и надежности функционирования

электрической сети в интервале времени от момента возникновения ОЗЗ до его отключения. Основным недостатком данного подхода является увеличение числа внезапных отключений поврежденного элемента и нарушений электроснабжения потребителей.

При выборе подхода к режиму заземления нейтрали сетей 6-10 кВ необходимо учитывать следующие соображения:

- Действие защиты от ОЗЗ на отключение представляется необходимым или целесообразным при любом режиме заземления нейтрали в следующих случаях:

- на всех элементах, внезапное отключение которых не приводит к нарушению электроснабжения и технологического процесса у потребителей (например, при наличии резерва);

- в электроустановках, где отключение ОЗЗ необходимо по требованиям электробезопасности;

- на генераторах, мощных электродвигателях и в других случаях, когда ожидаемый ущерб от внезапного отключения поврежденного элемента меньше, чем ущерб от последствий длительного протекания тока ОЗЗ или перехода замыкания в КЗ.

- Расширение области применения защиты от ОЗЗ с действием на отключение создает возможность для применения режимов заземления нейтрали, не допускающих длительную работу сети с ОЗЗ, но более эффективных в плане ограничения перенапряжений в переходных режимах ОЗЗ, исключения феррорезонансных процессов и т.п.

- Полный отказ или значительное ограничение области применения в сетях 6-10 кВ режимов заземления нейтрали, обеспечивающих возможность работы сети с ОЗЗ в течение ограниченного времени, и соответственно, защиты от ОЗЗ с действием на сигнал (сигнализации ОЗЗ).

Таким образом, действие защиты от ОЗЗ на отключение приносит положительный эффект только при достаточно высокой степени автоматизации и резервирования как электрической сети, так и технологических процессов у потребителей.

Выбор конкретного режима заземления нейтрали является результатом учета большого числа факторов. Важнейшими из них являются:

- надежность работы электрической сети с ОЗЗ в течение заданного времени;

- эффективность функционирования защиты от ОЗЗ;

- безопасность ОЗЗ для людей и животных, находящихся вблизи места повреждения;

- воздействие тока в месте повреждения на ЛЭП.

Так же необходимо учитывать параметры, от которых напрямую зависит надежность работы электрической сети при ОЗЗ, к ним относятся: значение тока в месте повреждения; возможность возникновения феррорезонансных и резонансных процессов; перенапряжения на неповрежденных фазах и нейтрали сети при неустойчивых дуговых замыканиях.

10.1 Однофазные замыкания

Однофазные замыкания на землю являются преобладающим видом повреждений в электрических сетях среднего напряжения 6 - 10 кВ (75 - 90 % общего числа электрических повреждений) и часто являются первопричиной аварий, сопровождающихся значительным экономическим ущербом.

В отличие от разновидностей КЗ (трехфазное, двухфазное и т.д.) виды ОЗЗ существенно отличаются по:

- форме и значениям электрических величин, подводимых к измерительным органам защиты от этого вида повреждений;
- условиям функционирования защит.

Все разновидности ОЗЗ можно разделить на две группы: устойчивые и неустойчивые.

Устойчивые ОЗЗ, имеющие место при наличии надежной гальванической связи поврежденной фазы с землей (металлическая связь, переходное сопротивление, устойчивая дуга). Характеризуются наличием в токах и напряжениях только принужденных составляющих промышленной частоты и высших гармоник (рис. 10.1, а, б)

Неустойчивые дуговые замыкания – основной вид ОЗЗ. Характеризуются прерывистой формой тока, в котором преобладают свободные составляющие переходного процесса с амплитудами, достигающими в зависимости от:

- суммарного емкостного тока сети;
- удаленности точки ОЗЗ от шин;
- напряжения на поврежденной фазе в момент пробоя изоляции;
- параметров линий электрической сети и др.

Все неустойчивые ОЗЗ условно можно разделить на две разновидности:

- 1) однократные самоустраняющиеся пробои изоляции "клевки земли";
- 2) дуговые прерывистые замыкания (последовательность самоустраняющихся пробоев изоляции) (рис. 10.1, б, в).

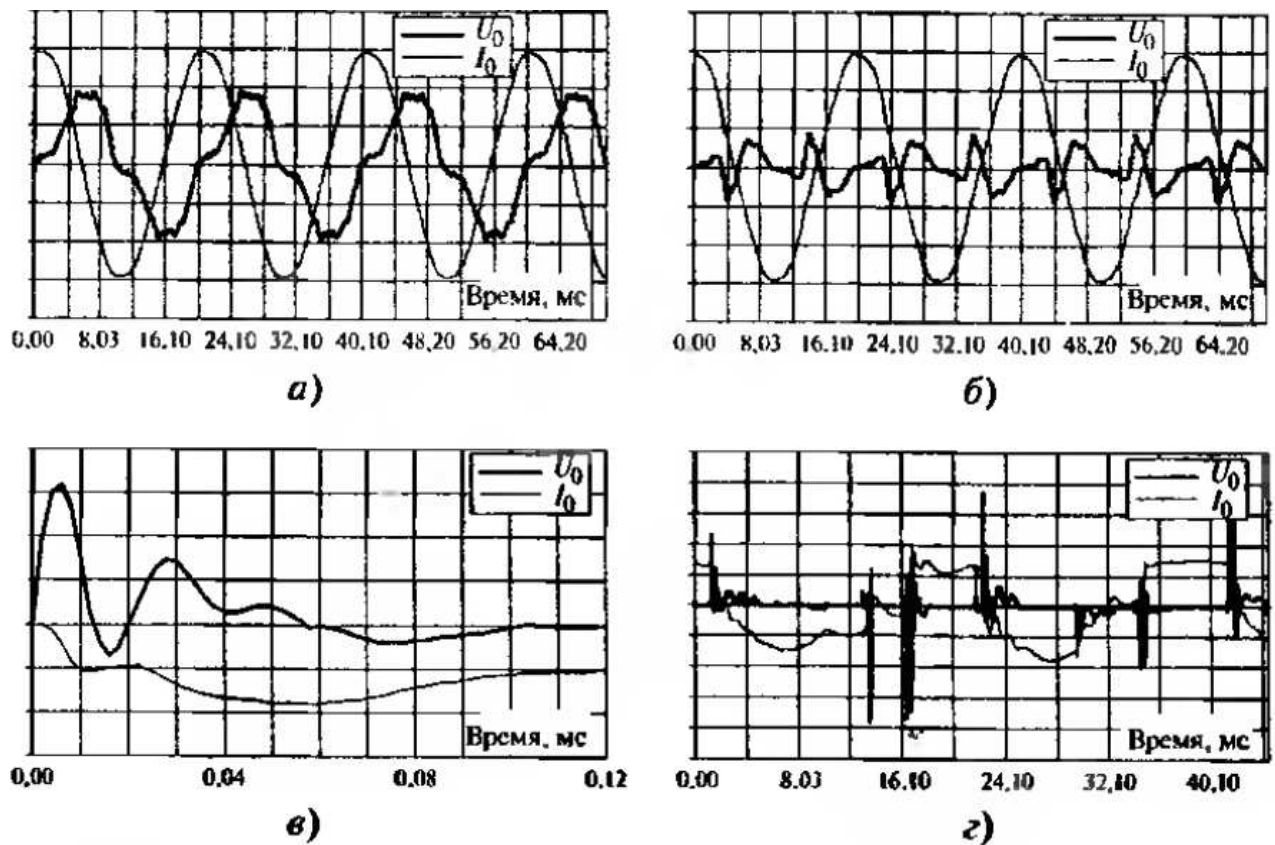


Рисунок 10.1 – Разновидности ОЗЗ в электрических сетях 6-10 кВ:
а) устойчивое ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью; б) устойчивое ОЗЗ в компенсированной сети; в) кратковременный самоустранившийся пробой изоляции; г) дуговое прерывистое ОЗЗ

Если повторные зажигания дуги происходят через небольшие интервалы времени (не превышающие примерно 0,1 с), ОЗЗ сопровождается накоплением зарядов на фазах и дополнительным смещением нейтрали сети. Такую разновидность ОЗЗ называют дуговым перемежающимся замыканием на землю.

Кратковременные ОЗЗ, как правило, предшествуют полным пробоям изоляции и, возникнув, неуклонно развиваются, переходя в дуговые прерывистые и устойчивые ОЗЗ.

10.2 Характеристики основных режимов заземления нейтрали

Достоинства и недостатки различных режимов заземления нейтрали представлены в таблицах 10.1, 10.2, 10.3.

Таблица 10.1 – Характеристики режима изолированной нейтрали

Достоинства	Недостатки
1. Возможность работы сети с ОЗЗ в течение ограниченного времени до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента.	1. Высокая вероятность возникновения наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ.
2. Не требуются дополнительная аппаратура и затраты на заземление нейтрали.	2. Высокая вероятность вторичных пробоев изоляции и перехода ОЗЗ в двойные и многоместные замыкания за счет перенапряжений до $3,5U_{ф.мах}$ при дуговых замыканиях.
3. Возможность самогашения дуги и самоликвидации части ОЗЗ.	3. Значительное увеличение действующего значения тока в месте повреждения при дуговых перемежающихся ОЗЗ за счет свободных составляющих переходного процесса.
4. Безопасность длительного воздействия перенапряжений, возникающих в переходных режимах ОЗЗ, для элементов с нормальной изоляцией.	4. Возможность существенных повреждений ЭМ током в месте повреждения, прежде всего, при дуговых перемежающихся ОЗЗ.
5. Простое решение проблемы защиты и селективной сигнализации устойчивых ОЗЗ.	5. Возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети и повреждений ТН.
	6. Высокая степень опасности для человека и животных, находящихся вблизи места ОЗЗ.
	7. Ограничения по величине тока на развитие сети.
	8. Высокая степень помех по ЛЭП при дуговых ОЗЗ.

Изолированная нейтраль наименее эффективный по совокупности показателей режим работы нейтрали. Режим изолированной нейтрали может обеспечивать приемлемые показатели эффективности в основном в воздушных линиях 6-10 кВ.

Таблица 10.2 – Характеристики режима резонансного заземления нейтрали

Достоинства	Недостатки
1. Возможность работы сети с ОЗЗ до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента.	1. Дополнительные затраты на заземление нейтрали через ДГР и устройства для автоматического управления настройкой компенсации.
2. Уменьшение тока в месте повреждения	2. Трудности с решением проблемы защиты и селективной сигнализации ОЗЗ.

Продолжение таблицы 10.2

Достоинства	Недостатки
3. Значительное снижение скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после обрыва дуги тока ОЗЗ.	3. Возможности возникновения прерывистых дуговых ОЗЗ.
4. Высокая вероятность самогашения дуги и самоликвидации большей части ОЗЗ (при ограниченных значениях остаточного тока в месте повреждения).	4. Увеличение вероятности возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ и максимальных перенапряжений на неповрежденных фазах при расстройках компенсации.
5. Практически исключается возможность возникновения дуговых перемежающихся ОЗЗ.	5. Возможность вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией.
6. Уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью.	6. Невозможность скомпенсировать (без использования специальных устройств) в месте повреждения активную составляющую и высшие гармоники.
7. Безопасность длительного воздействия перенапряжений в установившемся и переходном режимах ОЗЗ для элементов с нормальной изоляцией.	7. Увеличение остаточного тока в месте повреждения с ростом суммарного емкостного тока сети.
8. Исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети.	8. Ограничения на развитие сети.
9. Уменьшение влияния дуговых ОЗЗ на линии связи.	

Таким образом, основной причиной недостаточной эффективности режима заземления нейтрали сетей, работающих с компенсацией емкостного тока ОЗЗ, как правило, является отсутствие комплексного подхода к решению возникающих при ее применении проблем или ее применение в условиях, при которых она заведомо не может дать ожидаемого эффекта.

Таблица 10.3 – Характеристики режима высокоомного заземления нейтрали через резистор

Достоинства	Недостатки
1. Возможность работы сети с ОЗЗ до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента (при ограниченных значениях тока замыкания в месте повреждения).	1. Дополнительные затраты на заземление нейтрали сети через резистор.
2. Возможность самогашения дуги и самоликвидации части ОЗЗ (при ограниченных значениях тока ОЗЗ в месте повреждения).	2. Увеличение тока в месте повреждения.
3. Практически исключается возможность возникновения дуговых перемежающихся ОЗЗ.	3. Возможность возникновения прерывистых дуговых ОЗЗ, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах.

Продолжение таблицы 10.3

Достоинства	Недостатки
4. Уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью.	4. Возможность вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией.
5. Безопасность длительного воздействия перенапряжений в переходных режимах ОЗЗ для элементов с нормальной изоляцией.	5. Ограничения на развитие сети по величине тока.
6. Практически исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети.	6. Утяжеление условий гашения дуги в месте повреждения по сравнению с сетями, работающими с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока ОЗЗ.
7. Простое решение проблемы защиты и сигнализации устойчивых ОЗЗ.	7. Большая мощность заземляющего резистора (десятки киловатт) и проблемы с обеспечением его термической устойчивости при устойчивых ОЗЗ.

Область применения высокоомного режима заземления нейтрали будет еще более ограничена (по значению тока), чем режима изолированной нейтрали.

10.3 Защиты от однофазных замыканий на землю

10.3.1 Общие требования к защите от замыканий на землю

При выполнении защит от ОЗЗ рассматриваемых электрических сетей должны учитываться следующие основные требования:

1) устройства защиты от ОЗЗ должны обеспечивать фиксацию как устойчивых, так и дуговых прерывистых повреждений, включая перемежающиеся замыкания;

2) в сетях, работающих с изолированной нейтралью, с компенсацией емкостного тока и с высокоомным заземлением нейтрали, устройства защиты должны обеспечивать также фиксацию кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции;

3) устройства защиты должны действовать на отключение или на сигнал;

4) устройства защиты, действующие на сигнал, должны селективно определять место повреждения;

5) устройства защиты, действующие на отключение, должны селективно определять поврежденный элемент;

6) устройства защиты должны действовать на отключение с минимально возможной выдержкой времени;

7) устройства защиты должны действовать на отключение с выдержкой времени:

- в случаях, когда это необходимо по условиям селективности;

– в случаях, когда необходимо отключение, но внезапное отключение недопустимо или наносит большой ущерб (например, по технологическим причинам, условиям безопасности и др.);

8) устройства защиты, действующие на отключение, должны обладать непрерывностью действия в установившемся режиме ОЗЗ;

9) устройства защиты должны действовать на сигнал во всех случаях;

10) работа устройств защиты от ОЗЗ не должна зависеть от эксплуатационных режимов работы сети;

11) устройствами защиты должны быть оснащены все присоединения защищаемого объекта для исключения отыскания поврежденного присоединения методом поочередных отключений.

10.3.2 Защиты от ОЗЗ, основанные на использовании электрических величин промышленной частоты

Устройства защиты и сигнализации ОЗЗ, основанные на использовании токов и напряжения нулевой последовательности (НП) промышленной частоты, получили наиболее широкое применение в электрических сетях 6-10 кВ. К ним относятся:

- общая неселективная защита напряжения НП;
- токовая защита НП (абсолютного замера);
- направленная защита НП.

Общая неселективная защита напряжения НП. С действием на сигнал (без выдержки или с выдержкой времени) применяется в качестве устройства контроля изоляции на землю во всех сетях 6-10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, с резонансным заземлением нейтрали или с заземлением нейтрали через резистор. На объектах с электроустановками, которые питают карьеры, шахты, строительные механизмы и т.п. ОЗЗ сопровождаются высокими напряжениями прикосновения и шаговыми напряжениями, которые могут быть причиной несчастных случаев. Поэтому должна выполняться селективная защита от ОЗЗ с действием на отключение поврежденного присоединения без выдержки времени и еще дополнительная резервная защита, отключающая все источники питания (вводы) подстанции с небольшой задержкой около 0,5 сек.

Устройство контроля изоляции фиксирует возникновение ОЗЗ в контролируемой сети по появлению напряжения НП $3U_0$. Для выполнения устройства контроля изоляции в качестве фильтра напряжения НП (ФННП), как правило, используются трехфазные пятистержневые трансформаторы напряжения TN с двумя вторичными обмотками, одна из которых соединена по схеме звезда, а вторая по схеме разомкнутого треугольника (рисунок 10.2).

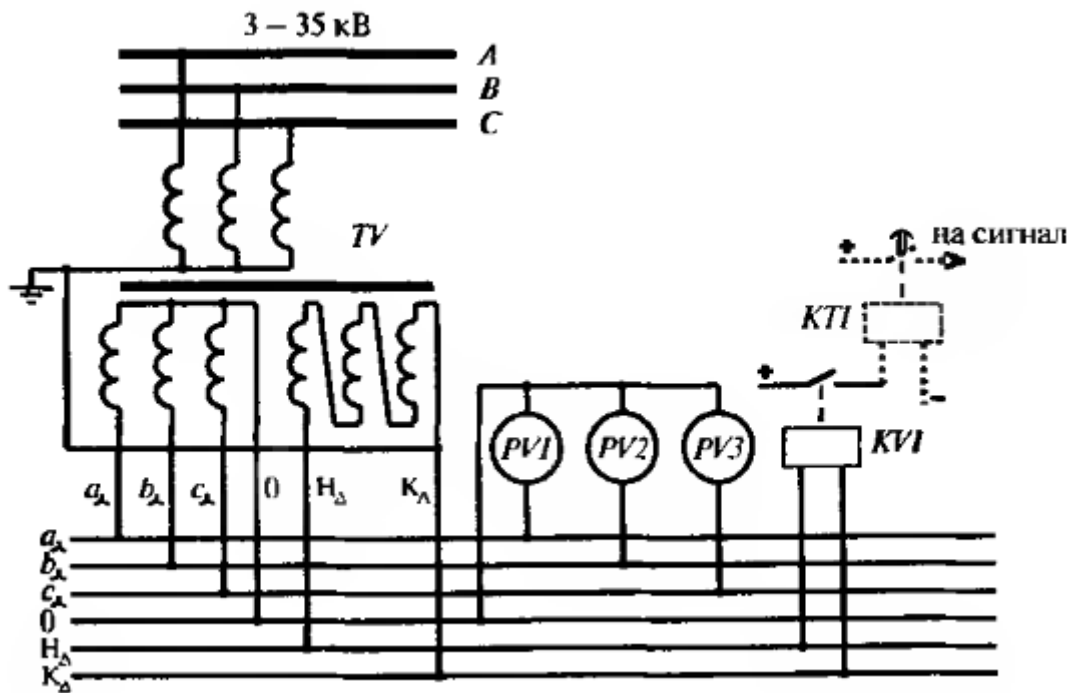


Рисунок 10.2 – Принципиальная схема устройства контроля изоляции сети 3-35 кВ

Токовая защита НП. Применяется в качестве селективной защиты от ОЗЗ с действием на отключение или селективной сигнализации ОЗЗ в сетях, работающих с изолированной нейтралью, с высокоомным заземлением нейтрали через резистор.

Принципиальные схемы защиты приведены на рисунке 10.3:



Рисунок 10.3 – Схемы токовой защиты нулевой последовательности от ОЗЗ: а) с трехтрансформаторным ФТНП; б) с кабельным ТТНП

Токовая направленная защита НП от ОЗЗ. Применяется в тех случаях, когда не может быть обеспечена устойчивость функционирования токовой защиты. При некоторых условиях (повреждении компенсации, достаточно больших значениях активной составляющей или высших гармоник остаточного тока ОЗЗ) устойчивость функционирования указанных защит может быть обеспечена также в компенсированных сетях.

Состоит из одного реле направления мощности KW , которое включается на ток и напряжение НП (рисунок 10.4.).

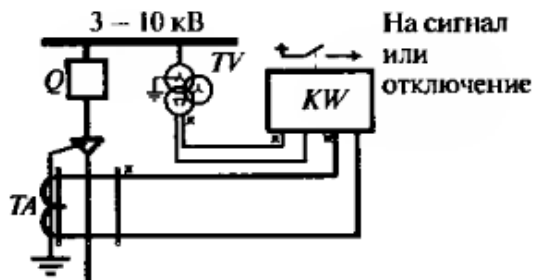


Рисунок 10.4 – Схема подключения направленной защиты от ОЗЗ и ТНП и ТН

Основным недостатком токовой и направленной защит, основанных на использовании электрических величин промышленной частоты, является возможность отказов функционирования (излишних срабатываний при внешних ОЗЗ, отказов срабатывания при внутренних ОЗЗ) при дуговых прерывистых замыканиях [53].

10.3.3 Защиты от ОЗЗ, основанные на использовании высших гармоник

Устройства защиты и сигнализации ОЗЗ, основанные на использовании высших гармоник установившегося тока и напряжения НП, предназначены прежде всего для применения в компенсированных сетях 6-10 кВ, но по принципу действия также могут быть использованы в сетях с изолированной нейтралью или с заземлением нейтрали через резистор (высокоомное, низкоомное). К таким защитам относятся:

- токовая защита *абсолютного замера*, основанная на измерении уровня высших гармоник в токе $3I_0$ защищаемого присоединения и сравнении его с заданной уставкой;
- токовая защита *относительного замера*, основанная на сравнении уровней высших гармоник в токах НП всех присоединений защищаемого объекта.

Токовые устройства абсолютного замера мало эффективны в условиях нестабильности состава и уровня высших гармоник в токе НП, что особенно характерно для сетей 6-10 кВ и систем электроснабжения промышленных предприятий.

Наиболее универсальными являются направленные защиты, реагирующие на фазные соотношения высших гармоник тока и напряжения НП.

10.3.4 Защиты от ОЗЗ, основанные на использовании электрических величин переходного процесса

Устройства защиты и сигнализации ОЗЗ, основанные на использовании электрических величин переходного процесса, разрабатывались в России и других странах прежде всего для решения проблемы селективной сигнализации ОЗЗ в компенсированных сетях. По принципу действия устройства подобного типа могут быть использованы также в сетях с изолированной нейтралью или с заземлением нейтрали через резистор.

К преимуществам использования переходного процесса для действия защиты от ОЗЗ относятся:

- возможность фиксации всех разновидностей ОЗЗ;
- независимость действия от режима заземления нейтрали;
- большая чувствительность к замыканиям через переходное сопротивление (обусловленная тем, что в начальной стадии замыкания на землю переходное сопротивление определяется практически только сопротивлением электрической дуги);
- большие значения амплитуд переходных токов, упрощающие отстройку от токов небаланса ФТНП и обеспечение высокой помехоустойчивости и чувствительности защиты.

Наиболее эффективное и универсальное решение в части защит от ОЗЗ с действием на отключение сетей 6-10 кВ может быть получено на основе следующих принципов:

- направленность в переходных и установившихся режимах ОЗЗ;
- селективность и высокая устойчивость функционирования при всех разновидностях ОЗЗ, включая дуговые прерывистые и дуговые перемежающиеся замыкания;
- возможность фиксации кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции;
- непрерывность действия при устойчивых ОЗЗ.

Исследования и опыт применения защит от ОЗЗ, реагирующих на переходный процесс, показали, что наибольшую универсальность могут обеспечить устройства, в которых определение поврежденного присоединения осуществляется с использованием следующих двух способов:

- 1) сравнения амплитуд переходных токов в присоединениях защищаемого объекта;
- 2) определения знака мгновенной мощности НП в начальной стадии переходного процесса.

На основе первого из указанных способов выполняются централизованные токовые устройства относительного замера. По второму способу могут быть получены направленные централизованные и автономные (индивидуальные) устройства защиты от ОЗЗ.

10.4 Устройства защит от ОЗЗ

10.4.1 Направленные защиты типа ЗЗП-1М и ЗЗН

1) Направленная защита от однофазных замыканий на землю типа ЗЗП-1М предназначена для селективного отключения линий при однофазных замыканиях на землю и может применяться в сетях с суммарным емкостным током не менее 0,2 А (по информации завода-изготовителя). Однако в связи с большой вероятностью возникновения ОЗЗ на ВЛ через переходные сопротивления и с учетом некоторого запаса по чувствительности применение устройства ЗЗП-1М целесообразно в тех сетях, например 10 кВ, где минимальное значение суммарного емкостного тока 0,5–0,6 А.

Токовые цепи защиты ЗЗП-1М подключаются к кабельному трансформатору тока нулевой последовательности ТТНП в связи с чем защищаемая воздушная линия должна иметь кабельную вставку. Это является недостатком защиты ЗЗП-1М, ограничивающим ее применение.

Цепи напряжения защиты ЗЗП-1М включаются на напряжение нулевой последовательности $3U_0$, получаемое от специальной обмотки трансформатора напряжения ТН, соединенной в разомкнутый треугольник. Для исключения опасного воздействия на устройства ЗЗП-1М перенапряжений, возникающих в первый момент замыкания на землю в сети 10 кВ, в схеме (рисунок 10.5) предусмотрена небольшая задержка в подаче напряжения $3U_0$ на устройство ЗЗП-1М с помощью максимального реле напряжения 1РН типа РН-53/60Д с уставкой 15 В, т.е. ниже, чем напряжение срабатывания устройства ЗЗП-1М. Напряжение $3U_0$ подается на устройства ЗЗП-1М только после срабатывания реле 1РН и замыкания его контактов.

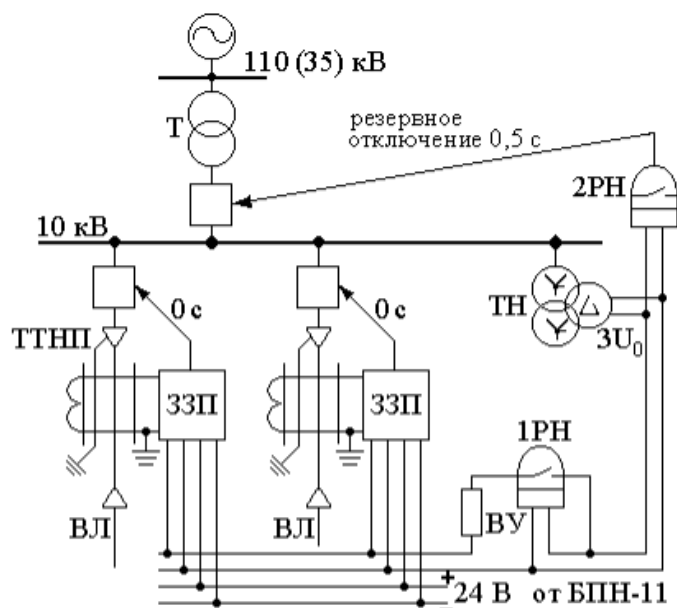


Рисунок 10.5 – Принципиальная схема включения направленной защиты от ОЗЗ типа ЗЗП-1М

Таким образом, защита ЗЗП-1М представляет собой направленную защиту нулевой последовательности. При ОЗЗ, например на ВЛ 10 кВ ВЛЗ (рисунок 10.6), токи I_{C1} , I_{C2} , определяемые емкостью фаз неповрежденных линий ВЛ1, ВЛ2 по отношению к земле, имеют условное направление к месту повреждения на линии ВЛЗ и, таким образом, по-разному направлены на поврежденной и неповрежденной линиях. На неповрежденных линиях при направлении токов I_C к шинам 10 кВ подстанции защиты ЗЗП-1М не срабатывают. На поврежденной линии при направлении суммарного емкостного тока $I_{C\Sigma}$ от шин к месту повреждения защита ЗЗП-1М срабатывает, если значение этого суммарного тока больше, чем ее ток срабатывания.

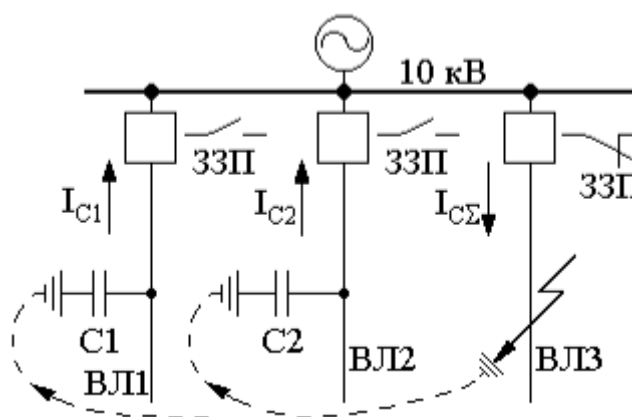


Рисунок 10.6 – Принцип действия направленной защиты типа ЗЗП-1М при ОЗЗ на ВЛ сети

Описание устройства ЗЗП-1М, технические данные и указания по монтажу и эксплуатации приведены в [49].

2) С 1998 года вместо ЗЗП-1М чебоксарский завод ЧЭАЗ выпускает усовершенствованную направленную защиту нулевой последовательности, также использующую промышленную частоту, типа ЗЗН.

Направленная защита нулевой последовательности типа ЗЗН, использующая промышленную частоту, предназначена для селективного отключения защищаемого присоединения при ОЗЗ в некомпенсированных сетях 3–10 кВ с первичным током замыкания на землю от 0,2 А (что соответствует минимальной суммарной длине неповрежденных кабельных линий сети 10 кВ – 0,2 км или воздушных линий – 7 км), при использовании кабельных ТТНП.

Защита ЗЗН состоит из двух пусковых органов (ПО) по току и напряжению и фазочувствительного органа.

У ЗЗН имеется:

- три уставки по току ($0,07 \pm 0,02$ А; $0,25 \pm 0,025$ А; $2,5 \pm 0,025$ А) и три уставки по напряжению (10 В; 15 В; 20 В);
- встроенный блок питания;
- встроенное устройство экспресс-контроля;

– устройство сигнализации, указывающее на недопустимые небалансы в цепях тока и напряжения защиты, на наличие ОЗЗ в зоне действия защиты и на срабатывание выходного реле.

10.4.2 Устройство защиты от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ: УЗС

Новое устройство УЗС, реагирующее на токи и напряжения переходного процесса при замыканиях на землю, предназначено для селективной защиты (сигнализации или отключения) при замыканиях на землю в воздушных и кабельных сетях напряжением 6–35 кВ независимо от режима работы их нейтрали. Устройство обеспечивает защиту как от устойчивых, так и от неустойчивых замыканий [47].

Принцип его действия основан на контроле направления распространения токов и напряжений переходного процесса, возникающих при ОЗЗ и распространяющихся к концам линий, и заключается в сравнении и запоминании первоначальных знаков тока $3I_0$ и напряжения $3U_0$ в месте замыкания. Факт замыкания контролируется срабатыванием пускового органа установившегося напряжения $3U_0$ промышленной частоты.

Цепи тока подключаются к трансформатору тока нулевой последовательности кабельной линии или в нулевой провод трансформаторов тока трех фаз кабельной или воздушной линии электропередачи (рисунок 10.7). Цепи напряжения подсоединяются к разомкнутому треугольнику обмоток трансформатора напряжения секции шин, к которой подключена линия.

Прототип данного прибора – устройство импульсной защиты от замыканий на землю ИЗС-М, разработанное ЭНИН совместно с Рижским заводом «Энергоавтоматика» в 1990-1991 гг. [47]. Образцы этого устройства находятся в промышленной эксплуатации на кабельных линиях 35 кВ. За время эксплуатации ОЗЗ имели место практически на каждой из защищаемых линий, и при этом во всех без исключения случаях устройства защиты ИЗС-М срабатывали правильно. Не было ни одного случая ложных или излишних срабатываний устройства.

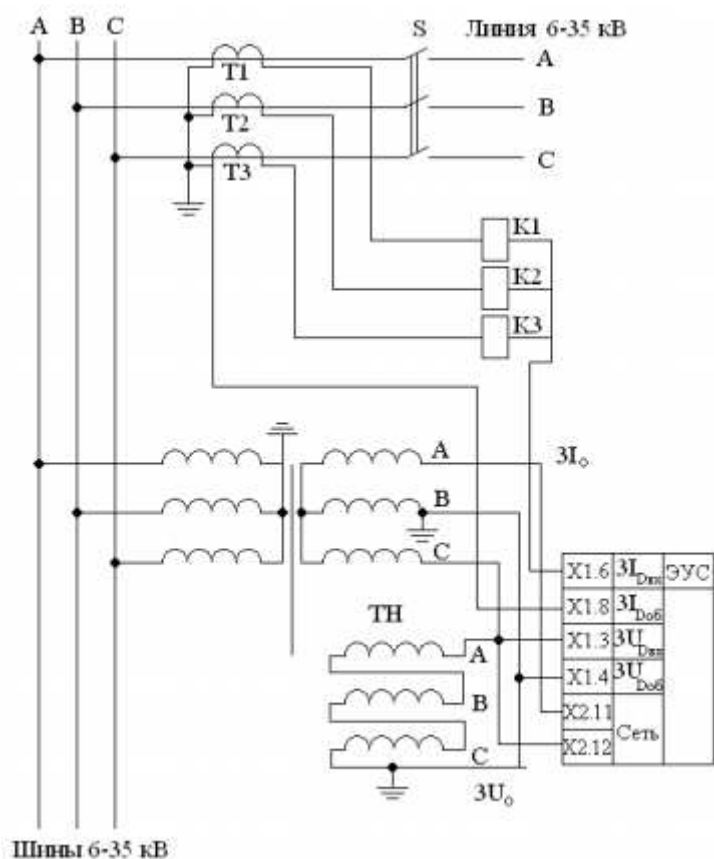


Рисунок 10.7 – Принципиальная электрическая схема подключения устройства УСЗ: Т1, Т2, Т3 – трансформаторы тока; К1, К2, К3 – нагрузка трансформаторов тока; S – выключатель линии высокого напряжения

Использование этого прибора ускорит поиск повреждения и снизит вероятность перехода ОЗЗ в КЗ, приводящее к серьезным повреждениям на присоединениях электрических сетей 6–35 кВ [47].

10.4.3 Прибор сигнализации замыкания на землю ПЗЗМ 1

Прибор предназначен для селективной сигнализации о факте замыкания на землю в сетях 3–35 кВ с изолированной, резистивной, частично или полностью компенсированной нейтралью.

Принцип действия прибора основан на раздельном анализе первой полуволны тока и первой полуволны напряжения нулевой последовательности сети, что обуславливает его эффективное применение для любых режимов работы нейтрали. При этом регистрируются:

- высокочастотная составляющая тока НП (порог чувствительности – 0,3 А);
- высокочастотная составляющая напряжения НП (порог чувствительности – 0,5 В);
- фазовые соотношения между высокочастотными составляющими тока и напряжения НП;

– низкочастотная составляющая напряжения НП (порог чувствительности – 25 В).

Благодаря раздельному анализу всех этих составляющих достигается надежное обнаружение факта замыкания на землю в контролируемом присоединении и достигается высокая степень защиты от помех, носящих как случайный характер, так и вызванных вследствие коммутации больших нагрузок, либо вследствие замыкания на землю на соседних присоединениях.

Регистрация замыкания – в виде замыкания на время не менее 300 мс нормально разомкнутых контактов реле. Тип примененного реле близок к классу промежуточных реле.

10.4.4 Устройство сигнализации присоединения с ОЗЗ в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью «Сириус-ОЗЗ»

Устройство «Сириус-ОЗЗ» предназначено для сигнализации наличия «земли» на секциях шин подстанций и распределительных устройств напряжением 6-10 кВ, а также индикации конкретного присоединения с устойчивым ОЗЗ.

Работа устройства основана на принципе определения фидера с максимальным уровнем суммы высших гармоник в токе нулевой последовательности в автоматическом режиме. Устройство подключается к двум ТН (причем как к выходам $3U_0$ разомкнутого треугольника, так и к «звезде» фазных напряжений с последующим расчетом напряжения НП внутри устройства) и к ТТНП отходящих присоединений (максимальное количество 24) для измерения токов $3I_0$.

По принципу работы устройство работает тем точнее, чем больше фидеров на подстанции. На объектах с двумя присоединениями устройство будет неработоспособно. На работоспособность устройства не влияет факт и вид компенсации нейтрали сети.

10.4.5 Устройства индикации повреждения ВЛ 3-35 кВ и КЛ 6-35 кВ

1) «ИПВЛ» – индикатор повреждения воздушной линии 3-35 кВ.

Данный индикатор предназначен для фиксации факта прохождения тока КЗ по контролируемому участку. В составе системы геоинформационной системы определения места повреждения (ГИС ОМП) устройство может фиксировать однофазные замыкания на землю.

Алгоритм определения ОЗЗ, основан на кратковременном увеличении тока в поврежденной фазе за счет использования устройства шунтирования замыканий (УШЗ). При возникновении ОЗЗ (по факту появления напряжения нулевой последовательности) УШЗ кратковременно подключает резистор, тем самым увеличивая ток в поврежденной фазе на 30-50 А, что приводит к срабатыванию ИПВЛ. Место повреждения находится между последним

сработавшим и первым несработавшим ИПВЛ от источника питания (рисунок 10.8).

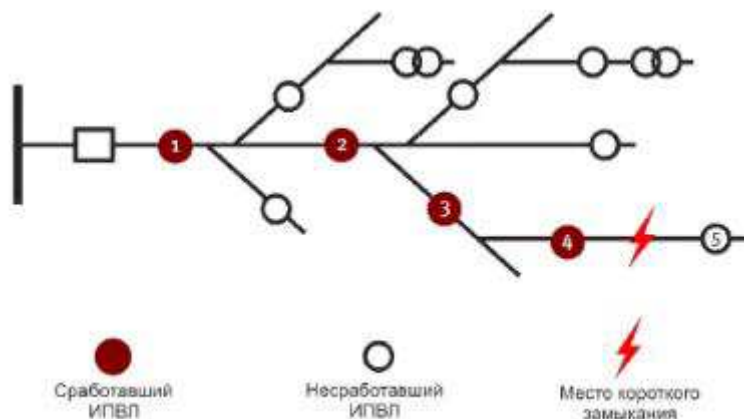


Рисунок 10.8 – Схема срабатывания индикаторов при замыкании

ИПВЛ рекомендуется устанавливать на отпайках линии электропередачи или через определенное расстояние на длинных линиях. Индикаторы позволяют определить поврежденную часть сети и сократить время поиска места КЗ или ОЗЗ. ИПВЛ устанавливается непосредственно на фазный провод линии.

В состав ИПВЛ входит радиопередатчик для передачи информации о факте срабатывания и виде повреждения в диспетчерский пункт. В этом случае на опоре вблизи установки ИПВЛ монтируется трансмиттер, который, получив информацию от ИПВЛ, ретранслирует её по GSM-каналу связи. Для экономии ресурса батареи ИПВЛ опция передачи данных может быть активирована только в случае применения трансмиттеров.

2) В основе работы индикаторов повреждения кабельных линий (ИПКЛ) заложен аналогичный принцип. Различаются индикаторы по внешнему виду и способу крепления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все действующие на сегодняшний день защиты способны определить только поврежденный участок при однофазном замыкании на землю, но не способны с наибольшей точностью определить место замыкания. Это является проблемой для защит электрических сетей 6-10 кВ.

Для длинных линий особенно важно определение места замыкания, т.к. в этом случае ремонтная бригада будет знать, где конкретный поврежденный участок и не придется затрачивать время на его поиск по всей линии. Тем самым быстрее будет произведен ремонт и перерыв в питании потребителя будет минимальным.

Для коротких линий важно определение поврежденного фидера, но из-за малых емкостных токов это сделать сложно. В этом случае возникают трудности в селективном отключении поврежденного фидера, связанные с чувствительностью защит.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Системный оператор единой энергетической системы// АО «СО ЕЭС» 2009-2016. URL: <http://so-ups.ru/>
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
4. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541
5. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
6. ОСТ 108.023.105-84 Турбины гидравлические вертикальные поворотно – лопастные осевые. Конструктивные схемы. – Введ. 08.05.84. – Москва: Министерство энергетического машиностроения, 1984. – 91 с.
7. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования.
8. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Москва, ОАО «РусГидро» 2012. – 290 с.
9. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
10. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
11. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
12. Алюнов, А.Н. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения [Электронный ресурс] / А.Н. Алюнов. - Режим доступа: <https://online-electric.ru>.
13. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
14. 2. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>

15. 3. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с
16. 4. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.
17. 5. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва: ОАО «РусГидро», 2012 – 288с
18. 6. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные 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.
19. 7. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
20. 8. 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. 9. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>
22. 10. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа : <http://www.zavod-gazryad.ru/>
23. 11. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
24. 12. 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. 13. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] // «Трансна» – Режим доступа: <https://transna.pulscen.ru/>
26. 14. СТО 06-08-2012 ГЭС «Нормы проектирования».
27. 15. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс]// ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
28. 16. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.czt.ru/main.html>
29. 17. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] // ЗАО «Энергомаш» – Режим доступа: <http://www.12v.ru/>

30. 18. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
31. 19. 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.
32. 20. 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.
33. 21. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
34. 22. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
35. Чернобровов Н.В. Релейная защита: Учебное пособие для техникумов. - Изд. 5-е, перераб. и доп. М.: Энергия, 1974. - 680 с., ил.
36. Правила устройства электроустановок [8, глава 3].
37. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
38. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
39. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 - 85. – М.: Минрегион России, 2012.
40. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
41. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
42. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
43. Гидротехнические сооружения: учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.2. – 536 с.
44. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – М.: Минрегион России, 2012.
45. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 - 84*. – М.: Минрегион России, 2012.

46. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования, СТО 17330282.27.140.002 - 2008.
47. Лачугин В.Ф. Устройство защиты от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ// Энергетик, 2004, № 7.
48. Определение мест повреждения воздушных и кабельных линий. – ООО «Релематика», 2015. – 19 с.
49. Реле защиты (электромеханические). – М.: Энергия, 1976.
50. Шабад М.А. Обзор режимов заземления нейтрали и защиты от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ России// Энергетик. 1999, № 3 (Отклики: 2000, № 1, № 2; 2001, № 3).
51. Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6–35 кВ: учебное пособие. – СПб.: ПЭИПК, 2012. – 56 с.
52. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу — «Энергетик»].
53. A. Eberle GmbH & Co. KG. Earth fault and short circuit indicator — EOR-3D, Operating instructions. 2014.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд реки Водла

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q, ср. год
1946	430	390	400	1740	3000	2720	1540	870	920	1000	1020	580	1220
1947	450	420	390	1730	3870	2820	1680	1360	1060	1050	850	850	1380
1948	670	610	520	2280	5540	3110	2090	1340	1210	1510	1160	830	1740
1949	640	560	490	1970	5320	3580	2110	1410	1290	1790	1390	1200	1810
1950	650	540	490	1820	5250	3450	2220	1460	1330	1760	1350	1210	1800
1951	590	540	550	2010	4630	3050	1820	1600	1270	1650	1400	910	1670
1952	720	670	590	2080	2950	2860	1640	850	970	1340	1320	970	1410
1953	480	430	420	1740	2750	2640	1520	820	790	990	990	640	1180
1954	400	390	400	1700	1870	2080	1220	680	530	950	840	590	970
1955	440	420	400	1480	1870	1630	1330	710	670	940	920	730	960
1956	360	340	330	1470	1950	1650	1500	940	830	710	680	650	950
1957	530	460	390	1470	1770	1850	1410	870	850	1010	960	750	1030
1958	460	410	390	1700	2950	2690	1520	850	890	1070	960	660	1210
1959	760	630	590	1930	2790	2000	1620	1380	1310	1360	1340	1010	1390
1960	830	670	610	1990	5890	4970	2620	2280	1870	2300	2050	1690	2310
1961	630	570	490	1510	5190	3490	2250	1390	1340	1650	1280	1190	1750
1962	720	610	530	1850	5160	4000	1730	1300	1330	890	1160	960	1690
1963	660	610	540	1780	5320	3250	2210	1430	1380	1760	1270	1130	1780
1964	520	450	400	1750	4520	3010	1780	1480	1410	1570	1480	1060	1620
1965	610	440	390	2210	5400	3680	2340	1490	1470	1720	1160	960	1820
1966	600	560	530	1820	5310	4390	2050	1240	1350	570	1310	1050	1730
1967	450	430	380	1820	3280	2780	1730	1030	1010	1320	1040	1020	1360
1968	540	520	470	1920	3330	2910	2790	1540	1260	1580	1250	1050	1600
1969	370	320	330	1780	2750	1510	1250	760	330	470	590	280	890
1970	420	370	360	1550	1460	2170	1240	780	690	860	820	690	950
1971	390	360	380	1550	3050	2450	1230	740	890	850	900	490	1110
1972	420	410	390	1700	1830	1710	1400	840	1000	910	960	770	1030
1973	810	430	420	1820	1880	2000	1470	750	670	990	1030	490	1060
1974	780	580	490	2040	4640	4080	2140	1620	1700	1360	1260	1190	1820
1975	670	570	560	1980	4570	4250	2090	1290	1320	1720	1270	1140	1790
1976	570	450	420	1700	3750	2890	3330	1520	930	1430	1160	830	1580
1977	430	420	410	1700	1990	2260	1020	730	830	910	1010	550	1020
1978	550	440	390	1510	1870	1700	1510	1170	980	1010	860	500	1040
1979	390	310	330	1430	1600	1690	1340	840	760	900	780	650	920
1980	440	390	400	2050	3080	2590	1450	750	930	910	910	610	1210
1981	580	570	540	1960	5290	3190	2080	1470	1220	1740	1380	1140	1760
1982	650	520	500	1870	5370	3370	1980	1430	1320	1750	1350	1160	1770
1983	650	540	490	1890	4980	3920	2060	1600	1250	1780	1300	1080	1800
1984	730	600	570	1960	5380	4530	2580	1480	1520	1280	1560	1180	1950
1985	680	570	560	1700	2030	1520	1470	560	690	1000	740	570	1010

Продолжения приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q, ср. год
1986	630	550	500	1820	1630	1920	1120	780	640	990	970	600	1010
1987	420	390	360	1430	2890	2390	1420	810	880	880	790	510	1100
1988	500	430	400	1900	5630	3160	2240	1510	1200	1600	1290	1040	1740
1989	460	370	380	1510	2840	2470	1250	760	1030	1000	970	570	1140
1990	500	390	390	1440	1500	1850	1440	710	690	810	790	590	920
1991	450	430	400	1510	3190	2750	1390	1020	1000	1260	1080	970	1290
1992	600	520	510	1820	4080	2840	1690	880	900	1350	1020	830	1420
1993	600	540	460	1740	3370	2800	1590	840	1000	1340	1170	970	1370
1994	580	530	500	1850	3220	2940	2070	1500	1250	1430	1410	840	1510
1995	430	390	370	2040	3910	2970	1710	1440	1260	1470	1330	810	1510
Qcp	557	481	450	1780	3554	2811	1766	1123	1062	1258	1127	855	1400

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Сработка-наполнение водохранилища по условиям маловодного года (первая итерация)

Мес	$Q_{90\%},$ м ³ /с	$Q_{шл},$ м ³ /с	$Q_{ф},$ м ³ /с	$Q_{л},$ м ³ /с	$Q_{и},$ м ³ /с	$Q_{пол},$ м ³ /с	$Q_{вдх},$ м ³ /с	$Q_{гэс},$ м ³ /с	$Q_{ВХК},$ м ³ /с	$Q_{НБ},$ м ³ /с	$Q_{хол.},$ м ³ /с	$V_{нач}$ км ³	ΔV	$V_{кон},$ км ³	$Z_{нач},$ м	$Z_{кон},$ м	$Z_{ср},$ м	$Z_{НБ},$ м	$H, м$	N	$N_{гпр}$
10	719	7	10	10		693	150	843	800	852	0	15,06	0,39	14,67	87	86,85	86,92	69,85	16,85	125	125
11	688	7	10	10		662	450	1112	800	1122	0	14,67	1,17	13,50	86,85	86,31	86,58	71,22	15,14	148	148
12	658	7	10	19		623	700	1323	800	1332	0	13,50	1,81	11,69	86,31	85,25	85,78	72,25	13,31	155	155
1	364	4	10	19		332	1500	1832	800	1841	0	11,69	3,89	7,80	85,25	82,25	83,75	74,62	8,91	144	155
2	344	3	10	10		322	870	1192	800	1201	0	7,80	2,26	5,55	82,25	80,17	81,21	69,72	11,26	118	148
3	334	3	10	10		312	479	790	800	800	0	5,55	1,24	4,31	80,17	78,71	79,44	68,38	10,84	75	125
4	1455	15	10	-39		1470	-579	891	900	900	0	4,31	-1,50	5,81	78,71	80,44	79,57	68,73	10,62	83	ВХК
5	1931	19	10	-39		1941	-1051	890	900	900	0	5,81	-2,72	8,53	80,44	82,86	81,65	68,73	12,70	99	ВХК
6	1634	16	10	0	29	1580	-818	762	800	800	0	8,53	-2,12	10,65	82,86	84,52	83,69	68,38	15,09	101	ВХК
7	1485	15	10	0	29	1432	-670	762	800	800	0	10,65	-1,74	12,39	84,52	85,69	85,10	68,38	16,50	111	ВХК
8	951	10	10	0		932	-141	791	800	800	0	12,39	-0,37	12,75	85,69	85,90	85,79	68,38	17,19	120	ВХК
9	840	8	10	0		822	-32	790	800	800	0	12,75	-0,08	12,84	85,90	85,95	85,93	69,58	16,12	112	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища по условиям маловодного года (вторая итерация)

Мес	$Q_{90\%},$ м ³ /с	$Q_{шл},$ м ³ /с	$Q_{ф},$ м ³ /с	$Q_{л},$ м ³ /с	$Q_{и},$ м ³ /с	$Q_{пол},$ м ³ /с	$Q_{вдх},$ м ³ /с	$Q_{гэс},$ м ³ /с	$Q_{ВХК},$ м ³ /с	$Q_{НБ},$ м ³ /с	$Q_{хол},$ м ³ /с	$V_{нач}$ км ³	ΔV	$V_{кон},$ км ³	$Z_{нач},$ м	$Z_{кон},$ м	$Z_{ср},$ м	$Z_{НБ},$ м	$H,$ м	N	$N_{гр}$
10	719	7	10	10		693	98	791	800	800	0	15,06	0,25	14,81	87	86,90	86,95	69,58	17,15	119	ВХК
11	688	7	10	10		662	325	987	800	997	0	14,81	0,84	13,96	86,90	86,53	86,72	70,59	15,90	138	138
12	658	7	10	19		623	515	1138	800	1147	0	13,96	1,33	12,63	86,53	85,83	86,18	71,35	14,62	146	146
1	364	4	10	19		332	1003	1335	800	1344	0	12,63	2,60	10,03	85,83	84,06	84,94	72,31	12,42	146	146
2	344	3	10	10		322	870	1192	800	1201	0	10,03	2,26	7,77	84,06	82,22	83,14	69,72	13,19	138	138
3	334	3	10	10		312	479	790	800	800	0	7,77	1,24	6,53	82,22	81,13	81,68	68,38	13,07	91	ВХК
4	1455	15	10	-39		1470	-579	891	900	900	0	6,53	-1,50	8,03	81,13	82,44	81,79	68,73	12,83	101	ВХК
5	1931	19	10	-39		1941	-1051	890	900	900	0	8,03	-2,72	10,76	82,44	84,60	83,52	68,73	14,57	114	ВХК
6	1634	16	10	0	29	1580	-818	762	800	800	0	10,76	-2,12	12,88	84,60	85,97	85,29	68,38	16,68	112	ВХК
7	1485	15	10	0	29	1432	-670	762	800	800	0	12,88	-1,74	14,61	85,97	86,82	86,40	68,38	17,80	119	ВХК
8	951	10	10	0		932	-141	791	800	800	0	14,61	-0,37	14,98	86,82	86,97	86,90	68,38	18,29	127	ВХК
9	840	8	10	0		822	-32	790	800	800	0	14,98	-0,08	15,06	86,97	87,00	86,99	69,58	17,19	119	ВХК

Продолжение приложения Б

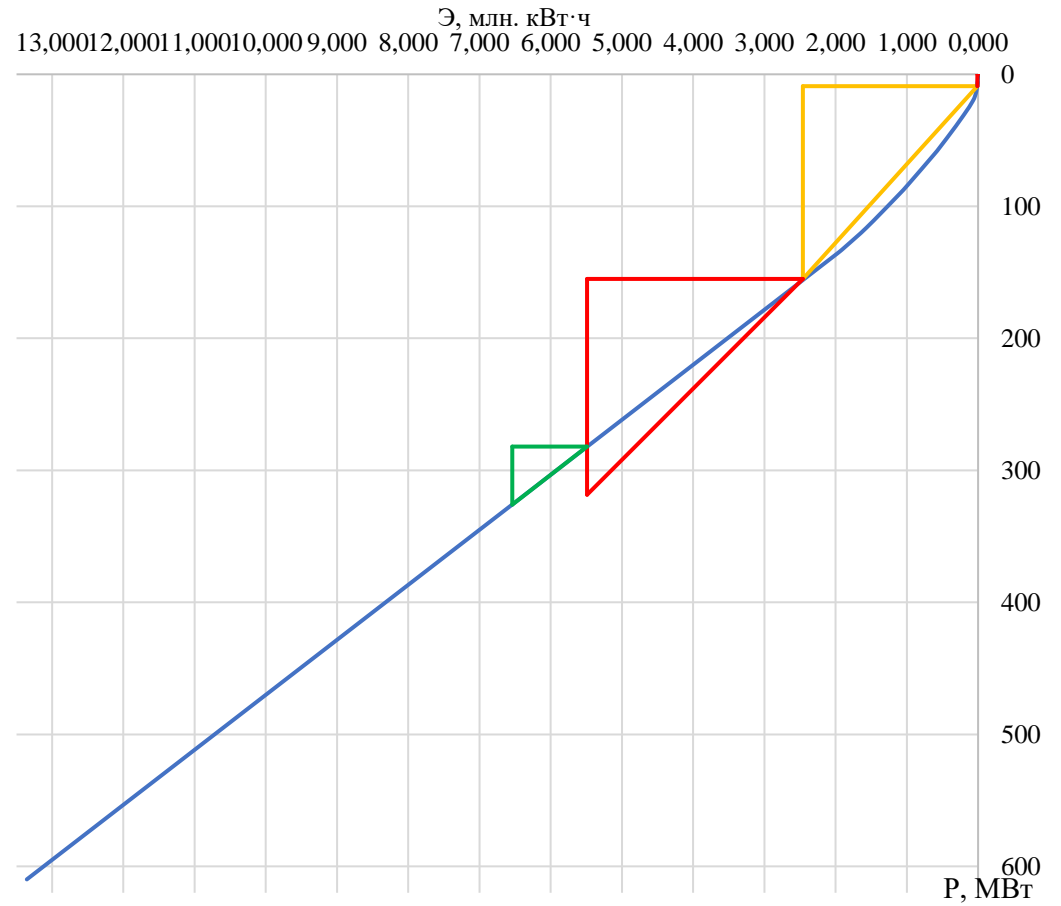
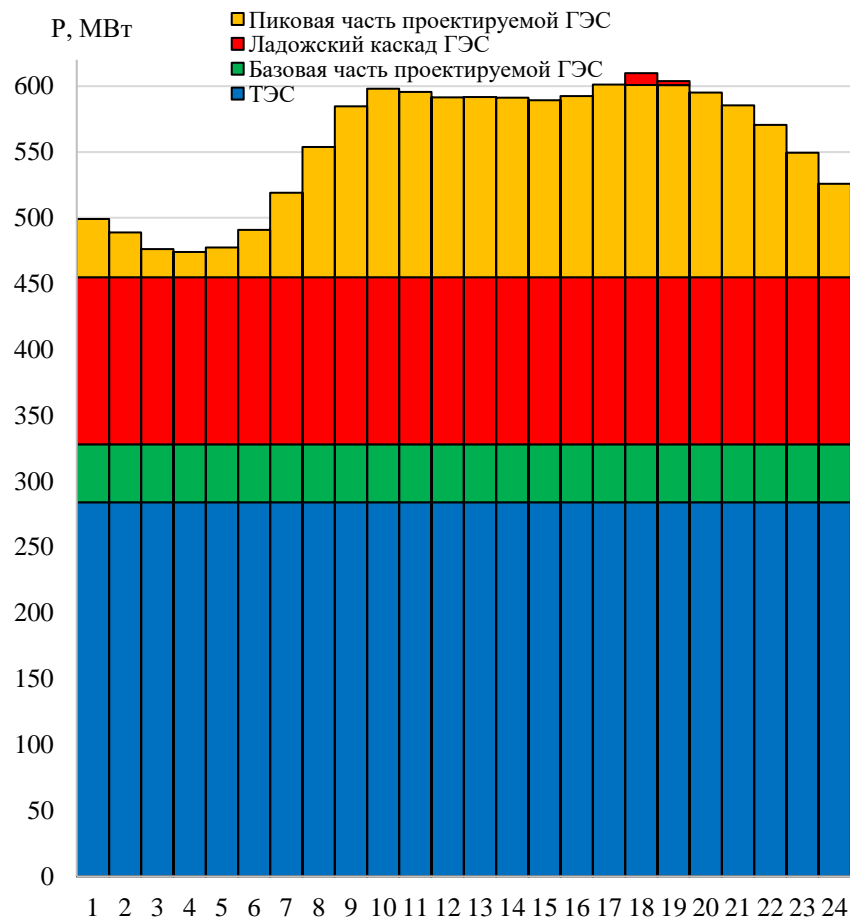


Рисунок Б.1 – Суточный график нагрузки и ИКН для января и декабря с нанесением режима работы

Продолжение приложения Б

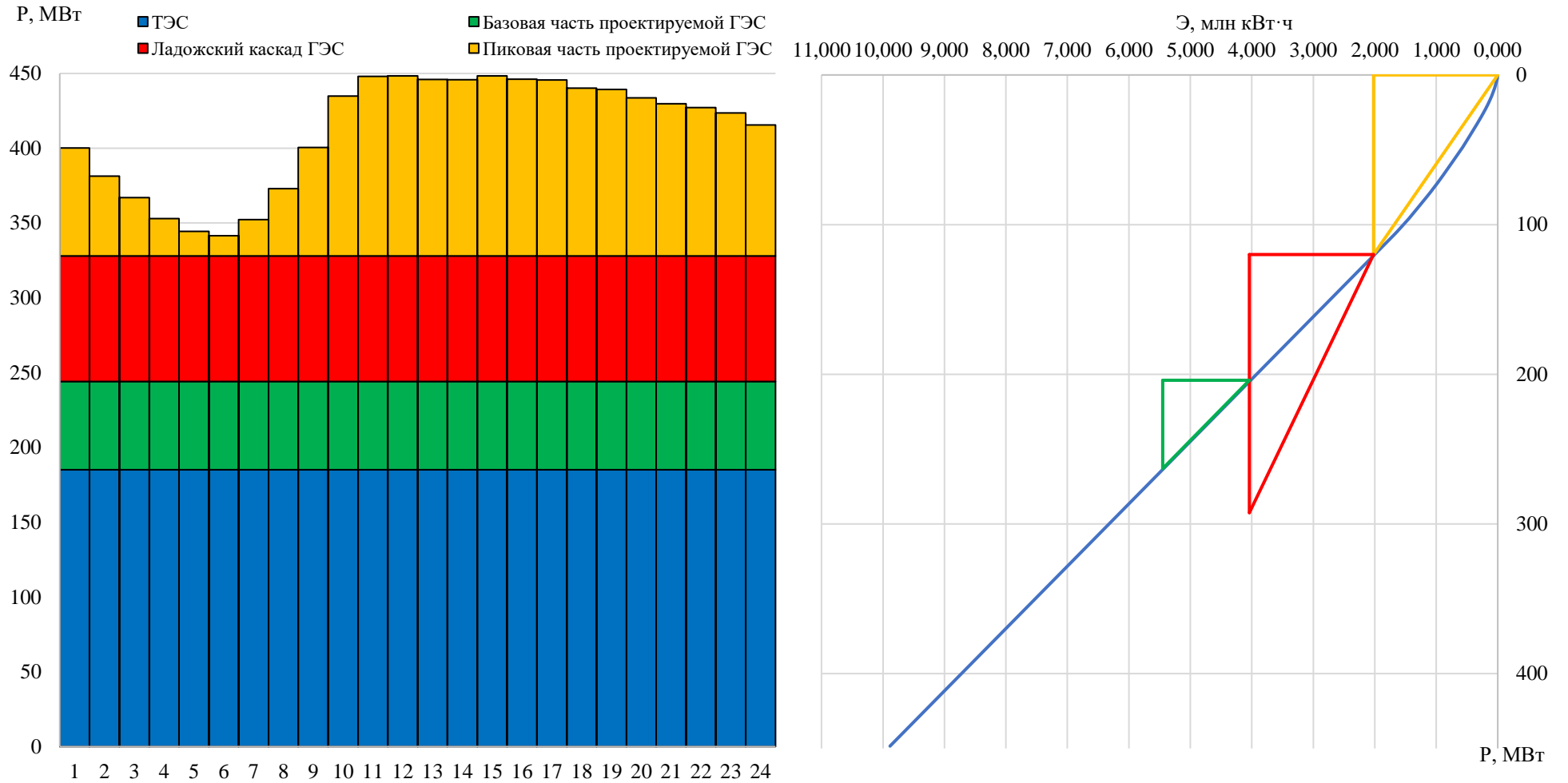


Рисунок Б.2 – Суточный график нагрузки и ИКН для июня и июля с нанесением режима работы

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году

Мес	$Q_{50\%},$ м ³ /с	$Q_{шл},$ м ³ /с	$Q_{ф},$ м ³ /с	$Q_{л},$ м ³ /с	$Q_{и},$ м ³ /с	$Q_{пол},$ м ³ /с	$Q_{вдх},$ м ³ /с	$Q_{гэс},$ м ³ /с	$Q_{вхк},$ м ³ /с	$Q_{нб},$ м ³ /с	$Q_{хол},$ м ³ /с	V нач км ³	ΔV	V кон, км ³	Z нач, м	Z кон, м	Z ср, м	Z нб, м	H ,м	N	N гар	Ξ
10	1113	11	14	14		1074	94	1168	800	1182	0	15,06	0,24	14,82	87,00	86,91	86,95	71,52	15,22	156	0	112,6
11	901	9	14	14		864	116	980	800	994	0	14,82	0,30	14,52	86,91	86,78	86,84	70,58	16,04	138	138	99,7
12	901	9	14	28		851	234	1085	800	1098	0	14,52	0,61	13,91	86,78	86,51	86,64	71,10	15,32	146	146	105,3
1	477	5	14	28		431	736	1167	800	1181	0	13,91	1,91	12,00	86,51	85,45	85,98	71,51	14,25	146	146	105,3
2	445	4	14	14		413	598	1011	800	1025	0	12,00	1,55	10,45	85,45	84,38	84,91	69,15	15,54	138	138	99,6
3	413	4	14	14		382	1510	1892	800	1905	0	10,45	3,91	6,54	84,38	81,13	82,75	71,83	10,70	178	0	128,3
4	1669	17	14	-56		1695	-600	1095	900	1109	0	6,54	-1,56	8,09	81,13	82,49	81,81	69,43	12,16	117	0	84,4
5	3735	37	14	-56		3739	-1820	1885	900	1933	34	8,09	-4,72	12,81	82,49	85,94	84,21	71,91	12,08	200	0	144,3
6	2721	27	14	0	41	2639	-830	1569	800	1864	240	12,81	-2,15	14,96	85,94	86,96	86,45	71,71	14,52	200	0	144,3
7	1621	16	14	0	41	1550	-20	1420	800	1585	110	14,96	-0,05	15,01	86,96	86,98	86,97	70,90	15,85	198	0	142,6
8	1442	14	14	0		1413	-15	1378	800	1412	20	15,01	-0,04	15,05	86,98	87,00	86,99	70,38	16,39	199	0	143,1
9	1124	11	14	0		1099	-3	1096	800	1109	0	15,05	-0,01	15,06	87,00	87,00	87,00	71,16	15,62	151	0	108,4

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

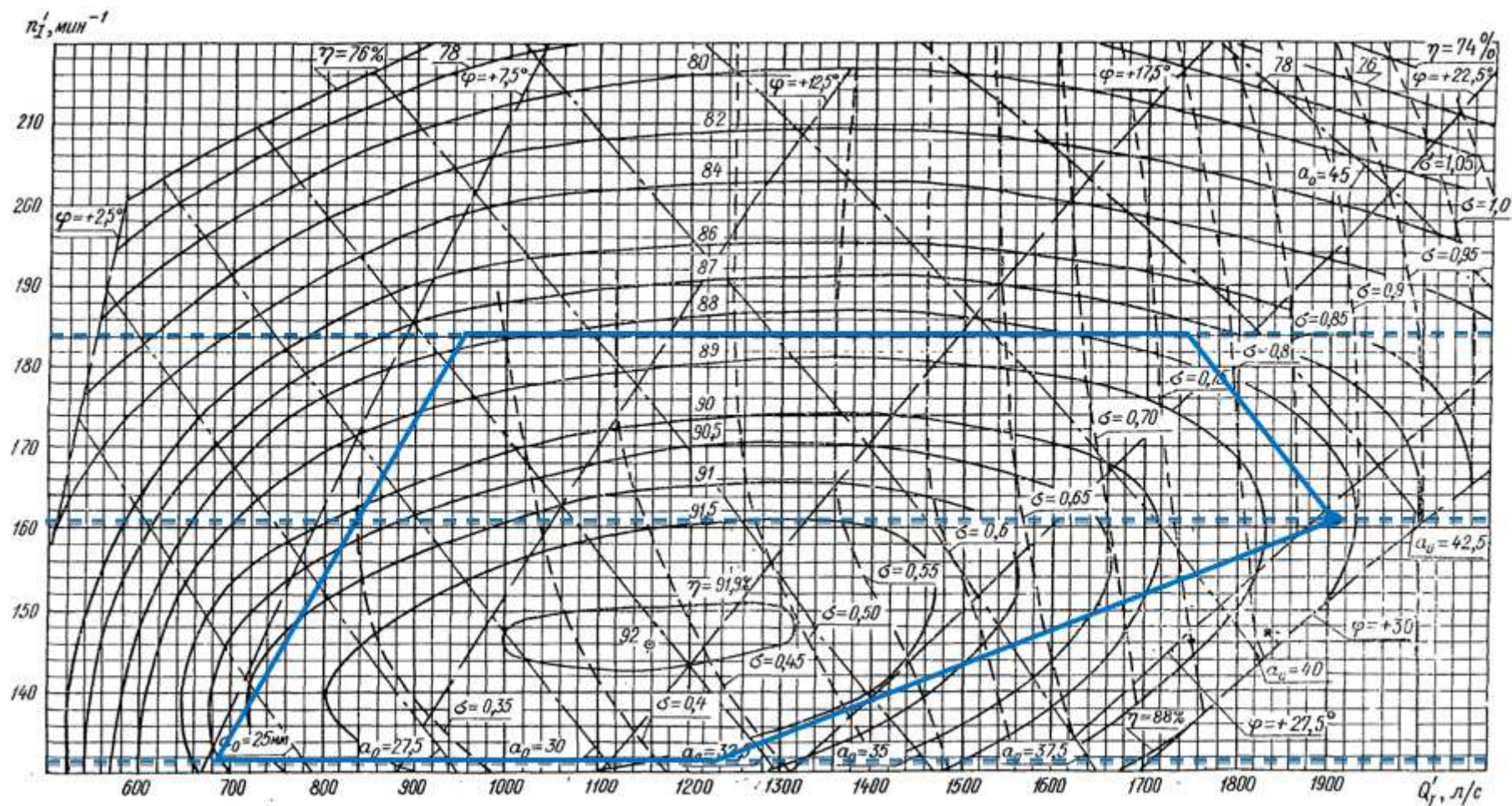


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика с выделенной зоной работы турбины ПЛ20-В-800

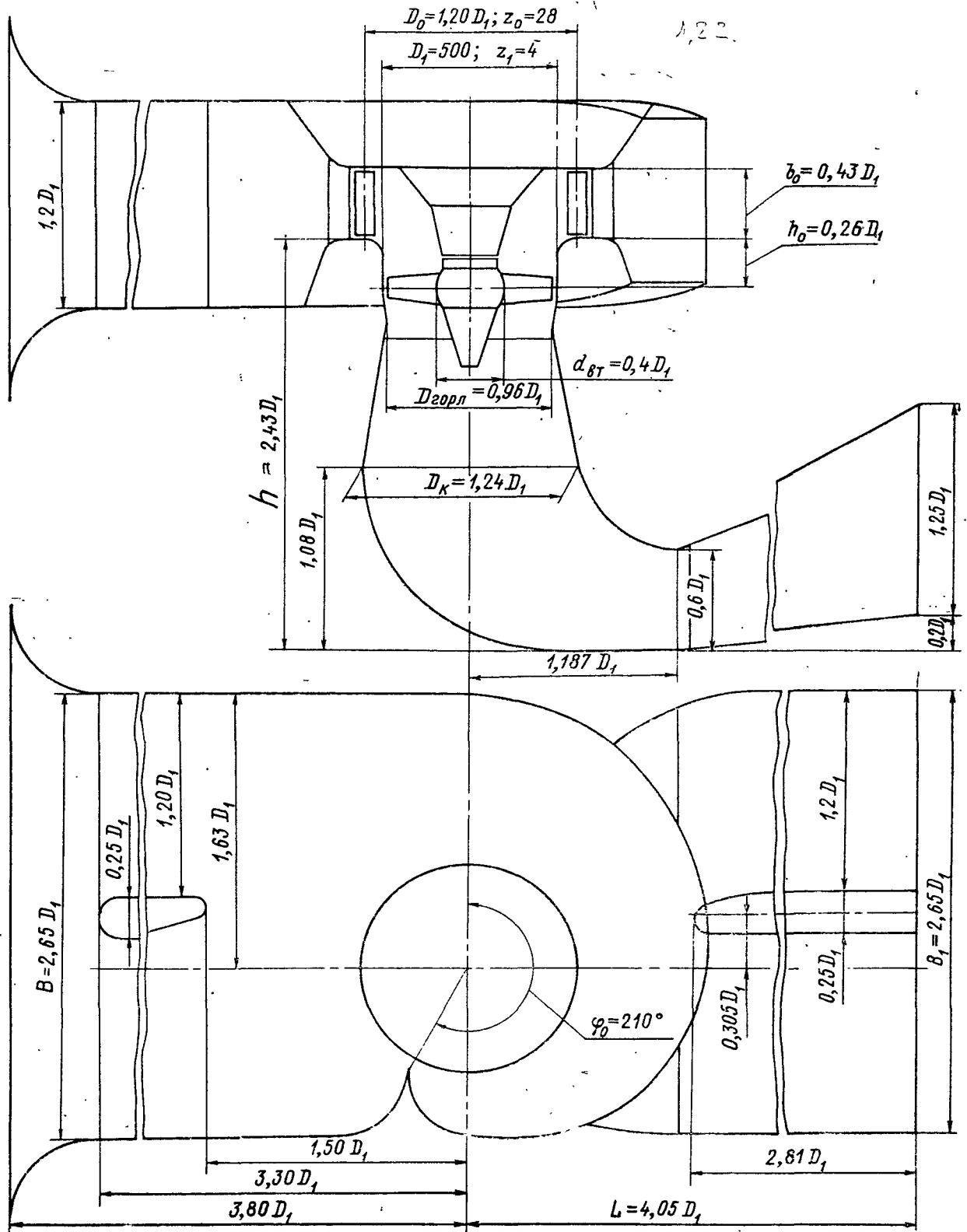


Рисунок В.2 – Проточная часть модели турбины ПЛ20-В

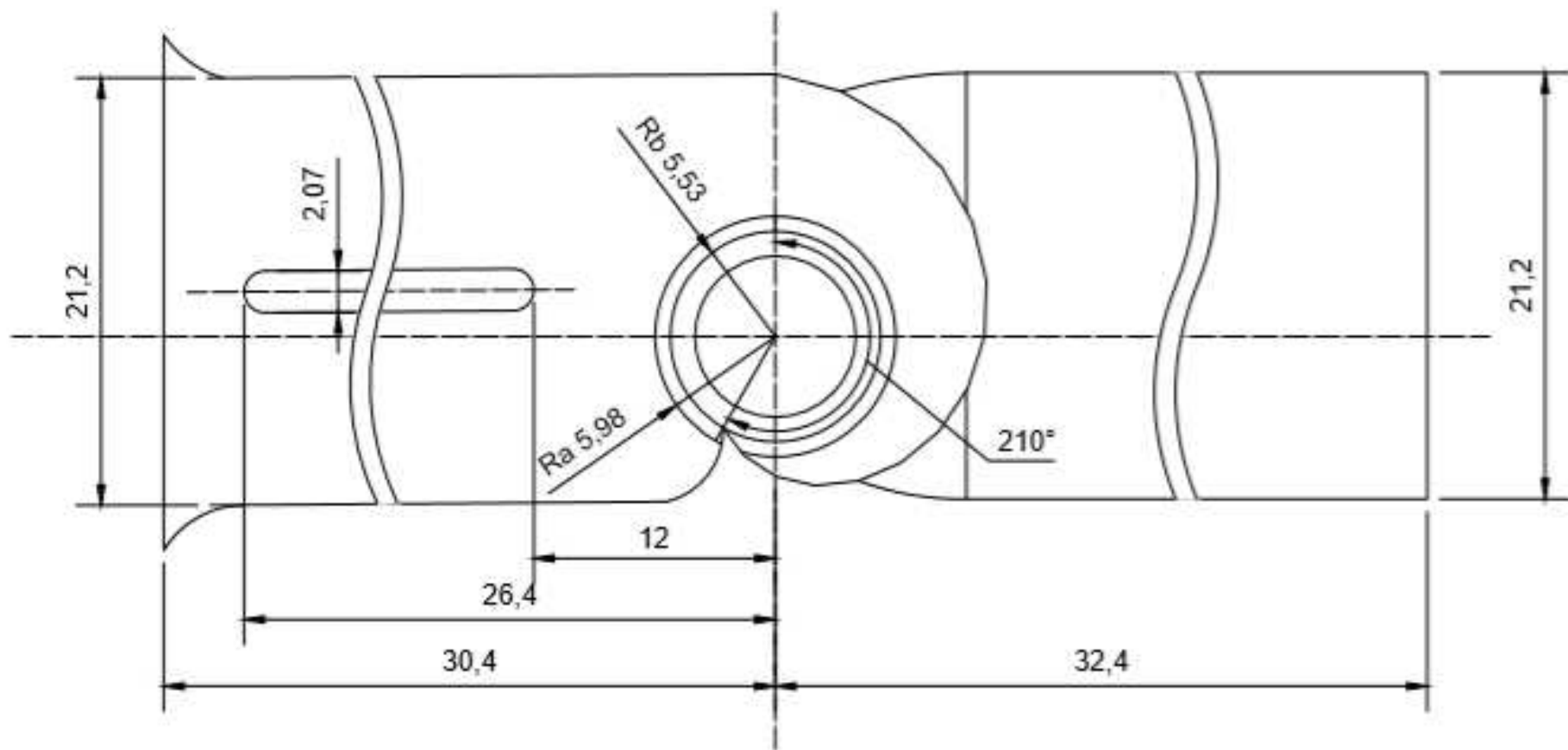


Рисунок В.3 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,03 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,09 А	
		I_{OTS}	$6 \cdot I_H$	24,36 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,28 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	1,02 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,35 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,47 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	6,21 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,13	1,85 Ом
			$Z_{сmI}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,28 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	4,95 Ом
			$Z_{сmII}$	$0,15 \cdot Z_{II}$	0,74 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,15 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,29 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	10,80 А


Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал	
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	+	+				
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

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



Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
« 18 » 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОДЛО-ОНЕЖСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВОДЛА. ЗАЩИТА
ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЯХ 6-10 кВ

Руководитель	 подпись, дата	Зав. Кафедры ГТЭС, СШФ СФУ канд. техн. наук. должность, ученая степень	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>Л.А. Гранина</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Водло-Онежской ГЭС на реке Водла. Защита от однофазных замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайд 10.06.21
подпись, дата

Е.Ю. Затеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

АВМ 16.06.21
подпись, дата

А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть

АМЧ 15.06.21
подпись, дата

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

ШРЗ 16.06.21
подпись, дата

А.В. Широков
инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

ОЗ 09.06.21
подпись, дата

О.В. Захарова
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

ПБ 14.06.21
подпись, дата

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

ОС 11.06.21
подпись, дата

В.А. Кадычев
инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

ТЭО 15.06.21
подпись, дата

В.В. Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

НЧ 18.06.21
подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия