

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись.

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧАРЫШСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАРЫШ. ТРЕБОВАНИЯ
К ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ МАСЛАМ, СПОСОБЫ КОНТРОЛЯ,
ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ. СХЕМЫ МАСЛОХОЗЯЙСТВА ГЭС.
ПРИМЕНЕНИЕ ИМПОРТНЫХ МАСЕЛ
тема

Руководитель _____
подпись, дата

доцент кафедры ГГЭЭС
должность

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

С.Д. Петрик
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чарышской ГЭС на реке Чарыш. Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Чарышской ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Общие сведения.....	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Сейсмологические условия.....	13
1.1.4 Инженерно-геологические условия	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	14
2 Водно-энергетические расчёты	15
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	15
2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	18
2.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями	20
2.4 Определение типа регулирования ГЭС	20
2.5 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф	21
2.6 Баланс энергии.....	22
2.7 Водно-энергетический расчёт в маловодном году	23
2.8 Определение рабочих мощностей ГЭС	24
2.9 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	25
2.10 Баланс мощностей.....	26
2.11 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	27
2.12 Построение режимного поля	28
3 Основное и вспомогательное оборудование	30
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	30
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	30
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	30
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	33
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	35
3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры	37
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	41
3.5.1 Расчёт вала на прочность	41
3.5.2 Расчёт подшипника	42
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	43
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора	43
4 Электрическая часть	44

4.1	Выбор структурной схемы ГЭС	44
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	45
4.2.1	Выбор синхронных генераторов	45
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	45
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком	46
4.2.4	Выбор трансформатор собственных нужд	47
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ	48
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР	49
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	50
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов	51
4.6.1	Расчёт исходных данных	51
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	52
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	53
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	54
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	54
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	54
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети	55
4.9	Выбор параметров КРУЭ	55
5	Устройства релейной защиты и автоматики	57
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	57
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	57
5.3	Расчёт номинальных токов	59
5.4	Описание защит и расчёт их уставок	59
5.4.1	Продольная дифференциальная защита	59
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	62
5.4.3	Защита от повышения напряжения	64
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	64
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	67
5.4.6	Дистанционная защита генератора	69
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	73
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор	74
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	75
6	Компоновка и сооружения гидроузла	77
6.1	Назначение класса ГТС	77
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	77
6.2.1	Определение отметки гребня плотины	77
6.2.1.1	Грунтовая плотина	77
6.2.1.2	Бетонная плотина	79

6.2.2	Гидравлические расчёты	79
6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта	79
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива	81
6.2.2.3	Проверка пропуска поверочного расчётного расхода.....	82
6.2.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	83
6.2.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	84
6.2.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	85
6.2.3	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы.....	87
6.3	Конструирование плотины.....	87
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	87
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	88
6.3.3	Быки.....	88
6.3.4	Устои	89
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин	89
6.3.6	Галереи в теле плотины	89
6.4	Основные элементы плотины	90
6.4.1	Противофильтрационная завеса	90
6.4.2	Дренажные устройства в основании	90
6.5	Определение надёжности и безопасности бетонной плотины.....	91
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	91
6.5.1.1	Вес сооружения и затворов.....	91
6.5.1.2	Сила гидростатического давления воды.....	92
6.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	92
6.5.1.4	Сила фильтрационного давления	92
6.5.1.5	Давление грунта	93
6.5.1.6	Волновое давление.....	93
6.5.2	Оценка прочности плотины	93
6.5.3	Критерии прочности плотины и её основания.....	96
6.5.4	Обоснование устойчивости плотины.....	96
7	Охрана труда. Пожарная безопасность.....	98
7.2	Безопасность гидротехнических сооружений.....	100
7.4.1	Общие сведения о районе строительства	103
7.4.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	103
7.4.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	105
7.4.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	106
7.4.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	107
8	Технико-экономические показатели	108
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	108
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	108
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	109
8.1.3	Налоговые расходы.....	112

8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	113
8.3	Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта.....	114
8.4	Оценка инвестиционного проекта.....	114
8.4.1	Методология, исходные данные.....	114
8.4.2	Коммерческая эффективность.....	115
8.4.3	Бюджетная эффективность.....	115
8.5	Анализ чувствительности.....	116
9	Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел.	119
9.1	Общие сведения.....	119
9.2	Требования к энергетическим маслам.	120
9.3	Контроль качества масел.....	120
9.3.1	Трансформаторное масло.....	120
9.3.2	Турбинное масло.....	121
9.3.3	Индустриальное масло.....	123
9.4	Восстановление параметров масел.....	123
9.4.1	Трансформаторное масло.....	123
9.4.2	Турбинное масло.....	124
9.5	Схемы маслохозяйства ГЭС.....	125
9.6	Применение импортных масел.	127
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	131
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчёты.....	135
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование.....	144
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Техничко-экономические показатели	149
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Нагрузки на водосливную плотину	150
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Напряжение в контактном сечении	151
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Схема маслохозяйства СШГЭС.....	152

ВВЕДЕНИЕ

С начала 21 века началось ускоренное технологическое развитие человечества. С развитием электротехники растет количество электроприборов, используемых человеком. В связи с этим растет количество потребляемой электроэнергии на душу населения. В настоящее время идет тенденция к отказу от двигателей внутреннего сгорания и перехода к электрификации автомобильного транспорта. Человечество обеспокоено проблемой выработки чистой, не разрушающей экологию энергии.

Гидроэлектростанции один из самых экологичных видов электростанций. Также они занимают фундаментальное место в современных энергосистемах, выполняя основную роль регулирования их параметров в нестабильных режимах, а также покрывая пиковые части графиков нагрузки.

Алтайский край один из самых живописных регионов России. В этот регион люди едут отдыхать со всей России. Так же в этом регионе, в городе Бийске построено большое количество разнообразных заводов. В этом регионе не развита гидроэнергетика, но существует потребность в экологичном, а также маневренном источнике электроэнергии.

Все это способствует созданию на территории республики современной мощной гидроэлектростанции, которая решит практически все проблемы электроэнергетики этого региона. Несмотря на создание водохранилищ, которые сопровождаются затоплением территорий, гидроэлектростанции являются одним из самых экологически чистых источников энергии.

В данной работе рассмотрен проект Чарышской ГЭС на реке Чарыш. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Чарышской ГЭС.

2 Водно-энергетические расчёты

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

При определении расчётных гидрографов год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся те месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому, остальные месяцы – это период межени. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания и рассчитывается обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межени, в процентах (2.1):

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Полученные значения занесены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
1	2	1969	357	1969	842	1946	176
2	4	1958	311	1958	705	1961	141
3	6	1946	300	1966	651	1938	127
4	8	1938	296	1952	641	1941	127
5	10	1947	276	1938	635	1965	119
6	12	1961	276	1947	630	1969	115
7	14	1966	272	1973	597	1958	114
8	16	1941	270	1960	584	1977	114
9	18	1952	268	1955	577	1967	110
10	20	1960	264	1936	568	1932	107
11	22	1973	261	1937	563	1940	104
12	24	1955	257	1941	557	1960	104
13	25	1937	250	1971	556	1970	104
14	27	1936	246	1946	550	1934	100
15	29	1970	238	1961	546	1947	100
16	31	1971	238	1942	523	1957	100
17	33	1942	232	1939	518	1976	99
18	35	1977	231	1970	508	1979	99
19	37	1957	229	1968	502	1933	97
20	39	1939	222	1950	491	1955	97
21	41	1932	220	1956	491	1959	94
22	43	1959	220	1949	489	1973	94
23	45	1944	217	1957	488	1937	93

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
24	47	1940	216	1944	486	1942	86
25	49	1949	216	1975	483	1972	86
26	51	1979	216	1948	473	1936	84
27	53	1934	214	1959	473	1944	83
28	55	1968	214	1972	465	1966	83
29	57	1950	213	1977	464	1952	82
30	59	1972	213	1943	455	1980	82
31	61	1975	210	1979	450	1981	82
32	63	1948	208	1932	446	1954	80
33	65	1956	208	1934	444	1949	79
34	67	1943	203	1935	440	1962	79
35	69	1976	201	1940	440	1971	79
36	71	1967	200	1980	436	1978	79
37	73	1980	200	1964	416	1943	76
38	75	1965	199	1976	407	1945	76
39	76	1935	191	1981	379	1948	76
40	78	1964	183	1967	378	1939	74
41	80	1981	181	1962	375	1950	74
42	82	1962	177	1963	373	1975	74
43	84	1954	175	1954	363	1963	72
44	86	1933	174	1978	363	1968	70
45	88	1978	173	1965	358	1974	70
46	90	1963	172	1953	351	1935	67
47	92	1953	161	1933	328	1953	66
48	94	1945	153	1945	308	1956	66
49	96	1951	141	1951	302	1964	66
50	98	1974	135	1974	265	1951	61

Выбор расчётного средневодного года ($P = 50\%$).

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определены ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1949 и 1979 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности 478 $\text{м}^3/\text{с}$ – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности 85 $\text{м}^3/\text{с}$.

Вычислены коэффициенты приведения для 1949 года:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{П}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{П} 1949}} = \frac{478}{489} = 0,98. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1949}} = \frac{85}{79} = 1,07. \quad (2.3)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1979 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1979}} = \frac{478}{450} = 1,06. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1979}} = \frac{85}{99} = 0,86. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1949 года, поэтому они выбраны и умножены на соответствующие расходы в половодье и межени. Расходы данной обеспеченности представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1949 г. ($P = 50\%$), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1949	47	36	45	82	620	633	397	306	154	111	104	56	216
$k_{\text{прив.}}$	50	39	48	88	608	620	389	300	165	119	111	60	216

Выбор расчётного маловодного года ($P = 90\%$).

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1963 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 351 м³/с.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно 67 м³/с.

Вычислены коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1963}} = \frac{351}{373} = 0,94. \quad (2.6)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1963}} = \frac{67}{72} = 0,93. \quad (2.7)$$

Так как коэффициенты половодья и межени имеют одинаковый характер, то есть понижающие, то корректировку и приведение расходов делать не нужно. Расходы данной обеспеченности представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном маловодном году 1963 г. ($P = 90\%$), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1963	36	28	38	58	439	550	243	260	154	106	100	56	172

Для наглядности в таблице 2.4 приведено сравнение расходов средневодного и маловодного годов после корректировки, гидрографы представлены на рисунке 2.1.

Таблица 2.4 – Сравнение средневодного и маловодного годов после корректировки, м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	14	11	10	30	169	70	146	40	11	13	11	4

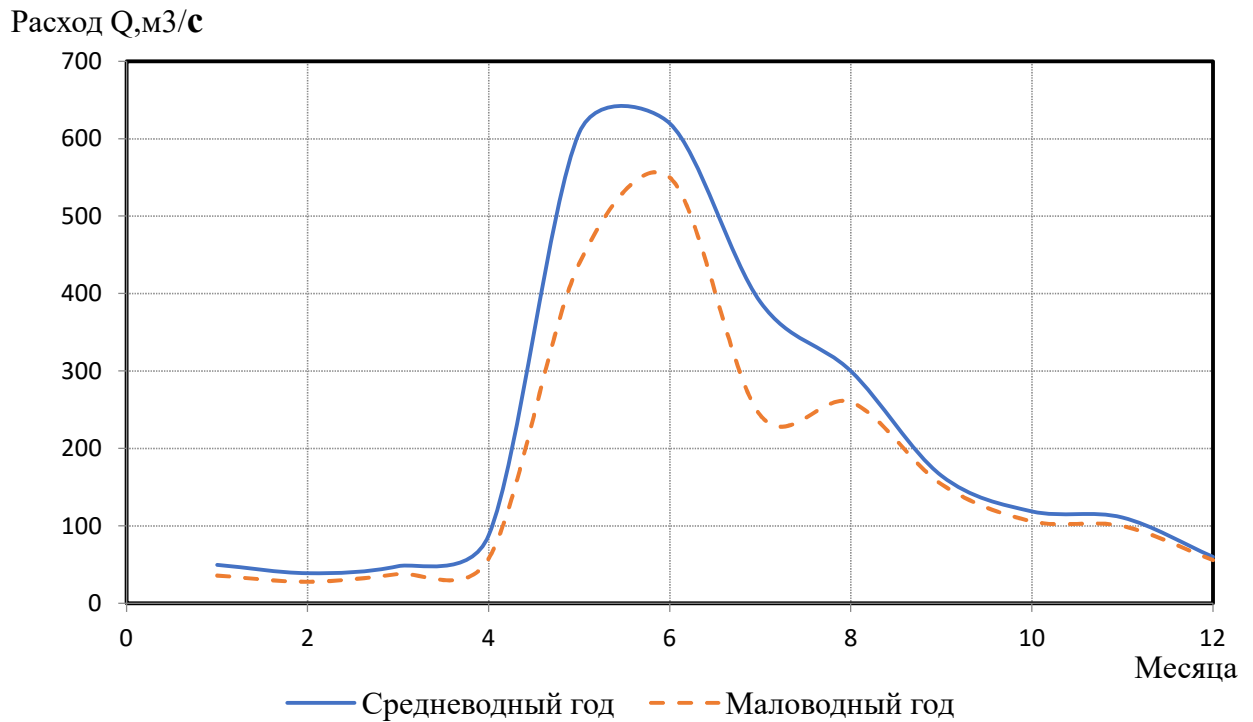


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей). Также график средних мощностей используется при регулировании годового стока.

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.8)$$

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

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

$$a, b = \frac{P_{зима}^{max} \pm P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.9)$$

$$a, b = \frac{P'_{зима} \pm P'_{лето}}{2}. \quad (2.10)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.11)$$

Вычислены коэффициенты для максимальных нагрузок:

$$a = \frac{1462+1118}{2} = 1290.$$

$$b = \frac{1462-1118}{2} = 172.$$

Для средних нагрузок:

$$a = \frac{1375+1062}{2} = 1219.$$

$$b = \frac{1375-1062}{2} = 157.$$

Результаты вычислений представлены в таблице 2.5. По результатам вычислений построены годовые графики максимальной и среднемесячных нагрузок энергосистемы (рисунок 2.2).

Таблица 2.5 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
1	15	0,262	0,966	1456	1370
2	45	0,785	0,707	1412	1329
3	75	1,309	0,259	1335	1259
4	105	1,833	-0,259	1245	1178
5	135	2,356	-0,707	1168	1108
6	165	2,880	-0,966	1124	1067
7	195	3,403	-0,966	1124	1067
8	225	3,927	-0,707	1168	1108
9	255	4,451	-0,259	1245	1178
10	285	4,974	0,259	1335	1259
11	315	5,498	0,707	1412	1329
12	345	6,021	0,966	1456	1370

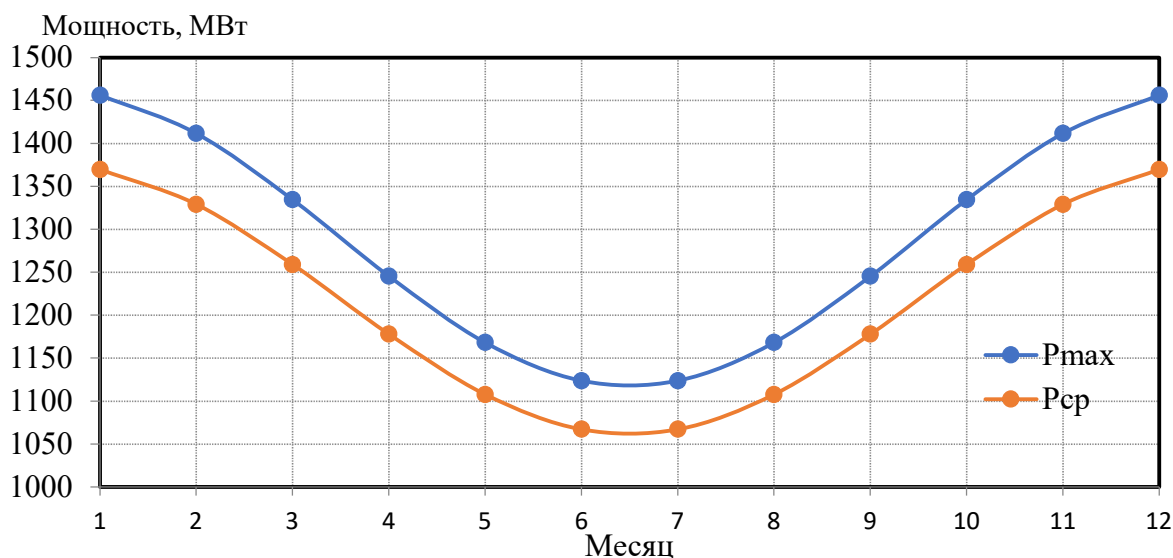


Рисунок 2.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

Часть графика нагрузки энергосистемы покрывается Саяно-Шушенской ГЭС (15%), данные по которой представлены ниже.

Для размещения существующих станций на ИКН, найдена среднесуточная выработка каждого месяца.

Тогда среднесуточная выработка Саяно-Шушенской ГЭС для января–декабря равна:

$$Э_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = 0,08 \cdot \frac{Э_{\text{ср.год}}}{365} \cdot 1,2. \quad (2.12)$$

$$Э_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = 0,08 \cdot \frac{3525}{365} \cdot 1,2 = 11,59 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Для оставшихся месяцев среднесуточная выработка рассчитывается аналогичным образом.

Эта выработка задаётся по оси энергий. По оси мощностей катет равен установленной мощности станций $N_{\text{уст}} = 660 \text{ МВт}$.

Для дальнейшего построения баланса энергии рассчитаны среднесуточные мощности для всех месяцев года.

Среднесуточная мощность для января рассчитывается следующим образом:

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{Э_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}}}{24} \cdot 1000. \quad (2.13)$$

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{11,59}{24} \cdot 1000 = 483 \text{ МВт.}$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично.

Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Среднесуточные выработки и мощности существующей ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Э_{\text{ср.сут.}}$, млн. кВт · ч	11,59	10,62	9,66	9,17	8,69	7,73	7,73	8,69	9,17	9,66	10,62	11,59
$N_{\text{ср.сут.}}$, МВт	483	443	402	382	362	322	322	362	382	402	443	483

2.4 Определение типа регулирования ГЭС

Для определения предварительного типа регулирования станции определён коэффициент зарегулированности стока β :

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.14)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища;
 \bar{W} – среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, задано приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе УМО соответствует снижению УВБ на 35%.

Тогда $V_{\text{полезный}} = 2,47 \text{ км}^3$.

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{с.год}}} = \frac{2,47 \cdot 10^9}{222 \cdot 31536000} = 0,35.$$

Следовательно, на проектируемой станции годичный тип регулирования.

2.5 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.15)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;
 $Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Тогда бытовая мощность рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.16)$$

где k_N – коэффициент мощности;

$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{\text{ГЭС}}$ – напор ГЭС.

Все полученные значения сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	31	23	33	53	430	544	234	250	148	101	95	51
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	600,4	600,3	600,4	600,7	603,0	603,6	601,9	602,0	601,6	601,2	601,1	600,7
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	49,1	49,2	49,1	48,8	46,5	45,9	47,6	47,5	47,9	48,3	48,4	48,8
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	13	10	14	23	174	217	97	103	62	42	40	22

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчёт происходит аналогично расчёту режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.17)$$

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

Полученные значения сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	100	100	100	100	150	150	150	150	100	100	100	100
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	601,2	601,2	601,2	601,2	601,4	601,4	601,4	601,4	601,2	601,2	601,2	601,2
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	48,3	48,3	48,3	48,3	48,1	48,1	48,1	48,1	48,3	48,3	48,3	48,3
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	42	42	42	42	63	63	63	63	42	42	42	42

Далее для построения баланса энергии приведено сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку. Определена избыточная мощность. Результаты приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт.}}, \text{МВт}$	13	10	14	23	174	217	97	103	62	42	40	22
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	42	42	42	42	63	63	63	63	42	42	42	42
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	-29	-32	-28	-19	111	155	34	41	19	0	-2	-20

$$N_{\text{изб.}} = 230 \text{ МВт.}$$

2.6 Баланс энергии

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

С пика графика среднемесячных мощностей откладываются вниз среднемесячные мощности существующих ГЭС. Этим построением определяется, какую часть графика покрывают существующие ГЭС.

Ниже линии существующих станций, накладывая друг на друга, строятся два режима работы проектируемой ГЭС: по бытовой мощности и по требованиям ВХК.

В некоторых месяцах бытовая мощность меньше мощности, необходимой по требованиям ВХК – это дефицитные по воде месяцы. В других наоборот – это профицитные по воде месяцы.

В результате графического расчёта получен гибридный режим работы станции: в месяцы, которые находятся под регулированием, станция работает по гарантированным мощностям, во все оставшиеся месяцы – по требованиям ВХК. Значения гарантированных мощностей определяются как разность координаты линии «гарантированной мощности» и координаты линии существующих ГЭС.

Баланс энергии представлен на рисунке А.1 (приложение А).

2.7 Водно-энергетический расчёт в маловодном году

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

Расчёты ведутся в табличной форме, основные формулы представлены ниже:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд.}} \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}} \quad (2.19)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}} \quad (2.20)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9} \quad (2.21)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V \quad (2.22)$$

$$Z_{\text{ВБ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2} \quad (2.23)$$

$$H = Z_{\text{ВБ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.24)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H \quad (2.25)$$

Первоначальный вариант сработки и наполнения водохранилища представлен в таблице А.1 (приложение А), однако он не является верным, так как водохранилище наполнилось выше отметки НПУ. Следовательно, опущена линия гарантированной мощности и проведён подбор гарантированной мощности так, чтобы выполнялась годовая сработка-наполнение водохранилища с достижением НПУ в последнем месяце наполнения водохранилища.

Окончательный вариант подбора гарантированных мощностей и сработки водохранилища представлен в таблице А.2 (приложение А).

После окончательного выполнения водно-энергетического расчёта режима работы ГЭС в маловодном году определена гарантированная мощность ГЭС.

2.8 Определение рабочих мощностей ГЭС

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС.

Для определения рабочей мощности проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Однако есть обязательное условие: обеспечение санитарного попуска в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик.}} \quad (2.26)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N Q_{\text{с.п.}} H, \quad (2.27)$$

где $Q_{\text{с.п.}}$ – расход санитарного попуска;

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.28)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки, там, где ИКН превращается в прямую линию. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.29)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.30)$$

Имея горизонтальный катет, вписываемого в пик-полупик графика нагрузки, треугольника (выработку), определён вертикальный катет треугольника, соответствующий рабочей мощности пиковой зоны.

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС не должна превышать гарантированную мощность более чем в 2 раза. Расчёт рабочей мощности производится для суток каждого месяца года.

Расчёты сведены в таблицу 2.10, размещение треугольников на ИКН показано на рисунках А.2 – А.3 (приложение А).

Таблица 2.10 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар.}}$, МВт	83	82	53	24	40	52	59	61	42	53	82	83
$\mathcal{E}_{\text{гар.}}$, млн. кВт·ч	1,99	1,97	1,27	0,58	0,96	1,25	1,42	1,46	1,01	1,27	1,97	1,99
$N_{\text{баз.}}$, МВт	18	15	13	12	20	26	29	30	21	21	20	19
$\mathcal{E}_{\text{баз.}}$, млн. кВт·ч	0,42	0,37	0,32	0,29	0,49	0,62	0,70	0,73	0,50	0,50	0,48	0,46
$\mathcal{E}_{\text{пик.}}$, млн. кВт·ч	1,57	1,60	0,96	0,29	0,47	0,63	0,71	0,74	0,51	0,77	1,49	1,53
$N_{\text{пик.}}$, МВт	129	127	79	30	46	62	68	62	57	71	132	128
$N_{\text{раб.}}$, МВт	147	142	92	42	66	88	97	92	78	92	152	147

2.9 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.31)$$

При составлении баланса мощностей учитывается следующее: аварийный резерв составляет 7 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 2 % от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представлена в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.32)$$

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{\text{нагр.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,02 = 1456 \cdot 0,02 = 29 \text{ МВт.} \quad (2.33)$$

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

$$P_{\text{нагр.проект.ГЭС}} = 3 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{нагр.сущ.ГЭС}} = 10 \text{ МВт.}$$

Оставшаяся часть резерва распределена на ТЭС:

$$P_{\text{нагр.сущ.ТЭС}} = 16 \text{ МВт.}$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{\text{авар.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,07 = 1456 \cdot 0,07 = 102 \text{ МВт.} \quad (2.34)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности, проектируемой ГЭС он считается равным 0.

Для определения величины ремонтного резерва определена ремонтная площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{\text{рем.сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.сущ.ГЭС}}^I}{6} = \frac{514}{6} = 86 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.35)$$

$$F_{\text{рем.проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.проект.ГЭС}}^I}{6} = \frac{147}{6} = 25 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.36)$$

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.ТЭС}}^I}{6} = \frac{877}{6} = 41 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.37)$$

Ремонт ТЭС размещается на четыре месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы.

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 147 + 3 = 150 \text{ МВт.}$$

2.10 Баланс мощностей

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

Расчёт и распределение резервов посчитаны в п. 2.10 и сведены в таблицу 2.11, баланс мощностей изображен на рисунке А.4 (приложение А).

Таблица 2.11 – Распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{рем.}}$
I	1456	29	102	504	10	0	147	3	0	805	56	0	16
II	1412	28	99	465	9	0	142	3	0	805	56	0	16
III	1335	27	93	438	9	0	92	2	0	805	56	0	16
IV	1245	25	87	410	8	0	42	1	0	793	56	0	16
V	1168	23	82	390	8	0	66	1	0	712	50	41	14
VI	1124	22	79	352	7	0	88	2	0	684	48	41	14
VII	1124	22	79	352	7	0	97	2	0	675	47	41	14

Продолжение таблицы 2.11

VIII	1168	23	82	390	8	0	92	2	0	686	48	41	14
IX	1245	25	87	410	8	0	78	2	25	757	53	0	15
X	1335	27	93	438	9	86	92	2	0	805	56	0	16
XI	1412	28	99	465	9	0	142	3	0	805	56	0	16
XII	1456	29	102	504	10	0	147	3	0	805	56	0	16

2.11 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчётам, описанным в п. 2.7.

При расчёте режима сработки в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

- 1) работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году (таблица А.3);
- 2) работа ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года (таблица А.4).

При работе ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году выработка электроэнергии составила $\mathcal{E} = 671,94$ млн. кВт · ч. При работе ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года годовая выработка электроэнергии составила $\mathcal{E} = 669,18$ млн. кВт · ч.

По этим двум вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по отметкам, принятым в маловодном году ($\mathcal{E} = 671,94$ млн. кВт · ч).

На рисунке 2.3 показана сработка-наполнение водохранилища в маловодном и средневодном году.

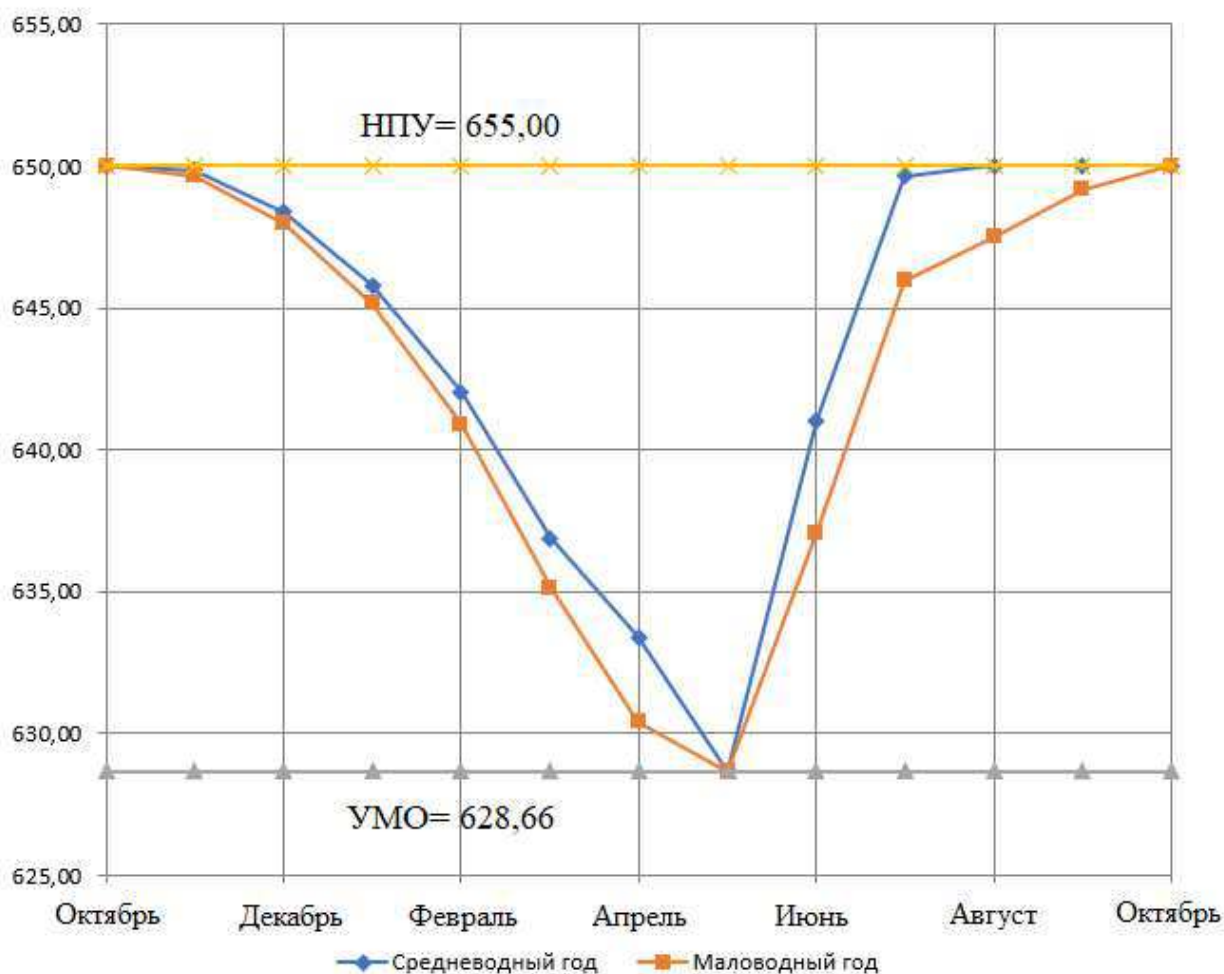


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

2.12 Построение режимного поля

Режимное поле служит для определения области допустимой работы проектируемой ГЭС. Строится режимное поле с указанием линий ограничений по мощности генератора и пропускной способности турбины.

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h. \quad (2.38)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (2.39)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}} \quad (2.40)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан\ п-к} = 50 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяется диапазон изменения напоров и расходов. Режимное поле представлено на рисунке А.5 (приложение А). Результаты расчётов сведены в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по санитарному попуску	
$Q_{НБ},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ},$ м	$\nabla_{НПУ},$ м	$\nabla_{УМО},$ м	$H_p,$ м	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ $\text{м}^3/\text{с}$
0	600,00	49,5	28,16	43,42	28	608,77	42	428,73	20	50
25	600,27	49,23	27,89	43,15	30	568,18	40	418,39	22	50
50	600,53	48,97	27,63	42,89	32	532,67	38	407,8	24	50
75	600,76	48,74	27,4	42,66	34	501,34	36	396,92	26	50
100	600,97	48,53	27,19	42,45	36	473,48	34	385,74	28	50
125	601,17	48,33	26,99	42,25	38	448,56	32	374,22	30	50
150	601,36	48,14	26,8	42,06	40	426,14	30	362,34	32	50
175	601,54	47,96	26,62	41,88	42	405,84	28	350,05	34	50
200	601,71	47,79	26,45	41,71	44	387,4	26	337,32	36	50
225	601,86	47,64	26,3	41,56	46	370,55	24	324,09	38	50
250	602,02	47,48	26,14	41,40	48	355,11	22	310,29	40	50
275	602,16	47,34	26	41,26	50	340,91	20	295,85	42	50
300	602,30	47,2	25,86	41,12	52	327,8	-	-	44	50
325	602,44	47,06	25,72	40,98	54	315,66	-	-	46	50
350	602,58	46,92	25,58	40,84	56	304,38	-	-	48	50
375	602,71	46,79	25,45	40,71	58	293,89	-	-	50	50
400	602,84	46,66	25,32	40,58	60	284,09	-	-	52	50
425	602,97	46,53	25,19	40,45	-	-	-	-	-	-
450	603,09	46,41	25,07	40,33	-	-	-	-	-	-
475	603,22	46,28	24,94	40,20	-	-	-	-	-	-
500	603,34	46,16	24,82	40,08	-	-	-	-	-	-
525	603,46	46,04	24,7	39,96	-	-	-	-	-	-
550	603,59	45,91	24,57	39,83	-	-	-	-	-	-

Из режимного поля (рисунок А.5) определено:

- максимальный напор $H_{max} = 49 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор $H_{расч} = 40,5 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 25,7 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

На основе диапазона напоров из режимного поля произведён подбор вариантов турбин. В данном случае выбраны следующие типы гидротурбин: ПЛ50-В, ПЛД50-В. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	50	50
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
$n'_{\text{opt}}, \text{ мин}^{-1}$	116	113
η_{opt}	0,886	0,861
$Q_{1\text{max}}, \text{ л/с}$	1520	1700
$D'_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,46	0,35
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	0,46	0,46
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	21	16
$\nu_{\text{мод}} \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с}$	10	20

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 рассчитаны для каждого следующие параметры.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (3.1)$$

где Q'_{1p} - приведённый расход в расчётной точке;

η_t - КПД натурной турбины;

η_g - КПД генератора, принимаем $\eta_g = 0,97$.

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.2)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

$\nu_H, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий; ν_H при средней температуре воды в году 5°C составляет $1,51 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

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

Количество агрегатов:

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

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС;

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}. \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

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

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{\text{I max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}}. \quad (3.6)$$

$$n'_{\text{I расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}}. \quad (3.7)$$

$$n'_{\text{I min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0.5}}. \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\text{cp}}}. \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{I p}$, чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_{T\text{cp}}}. \quad (3.10)$$

Приведённые расходы:

$$Q'_p = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{min}} \cdot \Delta_1}}. \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta_1}}. \quad (3.12)$$

Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2 – 3.3.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛ50-В

D_1 , м	3,15	3,55	4	4,4
η_T , о. е.	0,919	0,920	0,921	0,922
$N'_{\text{арп}}$, МВт	33,8	43	54,7	66
$Z'_{\text{арп}}$, шт	4,44	3,49	2,74	2,27
$Z_{\text{арп}}$, шт	5	4	3	3
$N_{\text{арп}}$, МВт	30	37,5	50	50
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,034	1,035	1,036	1,037
n'_c , об/мин	239,07	212,28	188,53	171,48
$n_{\text{синх}}$, об/мин	250	214,3	200	187,5
$n'_I(H_{\text{min}})$, об/мин	152,80	147,51	155,01	159,78
$n'_I(H_{\text{расч}})$, об/мин	121,72	117,51	123,48	127,28
$n'_I(H_{\text{max}})$, об/мин	110,66	106,83	112,26	115,71
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,138	1,118	1,172	0,967
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{max}})$	0,855	0,840	0,880	0,726
$Q'_I(H_{\text{max}})$, л/с	0,978	0,769	0,606	0,500
$Q'_I(H_{\text{min}})$, л/с	0,708	0,557	0,439	0,362

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛД50-В

D_1 , м	3,15	3,55	4	4,4
η_T , о. е.	0,909	0,910	0,912	0,913
$N'_{\text{арп}}$, МВт	37,6	47,9	60,8	73,7

Продолжение таблицы 3.3

D_1 , м	3,15	3,55	4	4,4
$Z'_{арр}$, ШТ	3,99	3,13	2,46	2,03
$Z_{арр}$, ШТ	4	4	3	3
$N_{арр}$, МВт	37,5	37,5	50	50
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,055	1,056	1,058	1,059
n'_c , об/мин	235,06	208,72	185,38	168,62
$n_{синх}$, об/мин	250	214,3	187,5	187,5
$n'_l(H_{min})$, об/мин	151,27	146,03	143,86	158,16
$n'_l(H_{расч})$, об/мин	120,50	116,33	114,60	125,99
$n'_l(H_{max})$, об/мин	109,55	105,76	104,19	114,54
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	1,380	1,084	1,136	0,938
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	1,037	0,815	0,854	0,705
$Q'_l(H_{max})$, л/с	0,968	0,762	0,599	0,495
$Q'_l(H_{min})$, л/с	0,701	0,552	0,434	0,359

Далее турбины с различными диаметрами сопоставляются по следующим критериям:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- сокращение количества агрегатов.

В результате проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса турбины ПЛ50-В-440, ПЛД50-В-400, ПЛД50-В-355, ПЛ50Д-В-315 и ПЛ50-В-315 выбывают из рассмотрения, так как рабочая точка выходит за линию ограничения мощности, а также турбины ПЛД50-В-500, ПЛД50-В-440, ПЛ50-В-500 так как расчетная точка находится за пределами зоны работы турбины.

Таким образом, продолжим расчет для следующих турбин: ПЛ50-В-400, ПЛ50-В-355.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.13)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка нижнего бьефа в зависимости от расхода в НБ;
 H_s – высота отсасывания.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma H - 1,5, \quad (3.14)$$

где $B = 10$ м – барометрическое давление;

σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ (приложение Б);

H – напор.

Используя ГУХ с назначенной зоной работы гидротурбины вычисляются высоты отсасывания для трёх случаев:

1. работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{\text{расч}}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} с соответствующей ему мощности ограничения.

На линии максимального напора (приложение Б), в крайней правой точке определяется расход, пересчитываемый с модели в натуру:

$$Q = Q'_1 D_1^2 \sqrt{H_{\text{max}}}. \quad (3.15)$$

Затем по кривой связи (рисунок 1.1) $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ определяется значение отметки уровня воды в нижнем бьефе при данном расходе. В остальных случаях расчёт выполняется аналогично. Значения результатов расчёта сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Параметры	ПЛ50-В-355	ПЛ50-В-400
$H_{\text{max}} = 49,0$ м		
σ	0,222	0,248
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	82,57	109,68
$Z_{\text{НБ}}(Q), \text{ м}$	600,83	601,05
$H_s, \text{ м}$	4,13	4,16
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{ м}$	604,96	605,21
$H_{\text{расч}} = 40,5$ м		
σ	0,375	0,415
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	100,11	133,72
$Z_{\text{НБ}}(Q), \text{ м}$	600,97	601,24
$H_s, \text{ м}$	-3,60	-4,30
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{ м}$	597,37	596,94
$H_{\text{min}} = 25,7$ м		
σ	0,29	0,325
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	67,73	89,26
$Z_{\text{НБ}}(Q), \text{ м}$	600,69	600,88
$H_s, \text{ м}$	0,71	0,36
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{ м}$	601,40	601,24

Исходя из данных расчёта (таблица 3.4), для установки выбрана турбина ПЛ50-В-400 с синхронной частотой вращения $n_{\text{синх}} = 200$ об/мин и количеством агрегатов $Z_{\text{агр}} = 3$, т.к турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также в данном сравнении учтено и положение зон работ на главной универсальной характеристике (приложение Б).

Исходя из условия бескавитационной работы во всех режимах принята отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 596,94.$$

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Поскольку не существует гидрогенератора на выбранные параметры, провели упрощенный расчет основных параметров.

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{н}} = \frac{N_{\text{агр}}}{\cos \varphi} = \frac{50}{0,89} = 58,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

где $\cos \varphi = 0,89$ – коэффициент мощности.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{200} = 60. \quad (3.17)$$

Расчётная мощность:

$$S_{\text{р}} = k S_{\text{н}} = 1,07 \cdot 58,8 = 62,94 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.18)$$

где $k = 1,07$ – коэффициент, зависящий от $\cos \varphi$.

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_{\text{н}}}{2p} = \frac{58,8}{2 \cdot 30} = 1,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.19)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,96^{0,239} = 0,53 \text{ м}, \quad (3.20)$$

где $A = 0,451$; $\alpha = 0,239$ – эмпирические коэффициенты, зависящие от способа охлаждения, в данном случае непосредственное водяное обмоток статора и непосредственное воздушное обмоток ротора.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,53 \cdot 60}{3,14} = 10,13 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Предельная окружная скорость:

$$\vartheta_{\text{пр}} = \frac{\pi D_i k_{\text{разг}} n_{\text{синх}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 10,13 \cdot 2 \cdot 200}{60} = 105,95 \text{ м/с,} \quad (3.22)$$

где $k_{\text{разг}} = 2$.

Предельная скорость не превышает допустимую $\vartheta = 160 \text{ м/с}$ для генераторов кажущейся мощности $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, поэтому принято данное значение диаметра ротора.

Ориентировочно диаметр шахты принят равным внутреннему диаметру кромок статора турбины: $D_{\text{ш}} = 5,32 \text{ м}$.

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^* y} = \frac{8,9}{1,96^{0,105}} = 9,55, \quad (3.23)$$

где $R = 8,9$; $y = 0,105$ – коэффициенты, выбранные в соответствии со способом охлаждения.

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_{\text{синх}} D_i^2} = \frac{30 \cdot 9,55 \cdot 62,94}{3,14 \cdot 200 \cdot 10,31^2} = 1,795 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 1,75 \text{ м}$.

Конструктивное исполнение генератора уточняется отношением:

$$\frac{D_i}{l_a} = \frac{5,07}{1,75} = 2,9 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Так как $\frac{D_i}{l_a} < 5$, то принимается подвесное исполнение.

Внешний диаметр вала приближённо рассчитывается по следующей формуле с дальнейшим округлением до стандартизированного числа:

$$d_{\text{в}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{\text{агр}}}{n_{\text{синх}}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{50000}{200}} \approx 81,9 = 80 \text{ см.} \quad (3.26)$$

Общая масса генератора приближённо:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 47 \cdot 5,06 \cdot 1,75 = 416 \text{ т,} \quad (3.27)$$

где $\psi = (42 \div 50)$ для подвесных генераторов.

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

$$G_{\text{рот}} = 0,55G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 416 = 229 \text{ т.} \quad (3.28)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + 0,9 = 5,06 + 0,84 = 5,9 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-590/175-30.

Таким образом, параметры нового генератора рассчитаны приближённо и результаты расчёта представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Основные размеры генератора СВ-590/175-30

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	(от 1,7 до 1,9)la	3,06
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05+0,0017 \cdot n)D_i$	7,04
	Диаметр активной стали D_a	$D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9)$	5,90
Верхняя крестовина	Высота $h_{\text{вк}}$	(от 0,1 до 0,12)Di	0,56
	Диаметр лучей $D_{\text{вк}}$	$D_{\text{ст}}$	7,04
Подпятник	Высота $h_{\text{п}}$	(от 0,15 до 0,2)Di	0,86
	Диаметр кожуха $D_{\text{п}}$	(от 0,4 до 0,5)Di	2,28
Нижняя крестовина	Высота $h_{\text{вк}}$	(от 0,25 до 0,30)Dш	1,36
	Диаметр лучей $D_{\text{вк}}$	$D_{\text{ш}} + 0,4$	5,82
Надстройка	Высота h_0	от 0,3 до 0,5	0,4
	Диаметр D_0	(от 0,2 до 0,25)Di	1,11
Кратер	Диаметр $D_{\text{кр}}$	(от 1,4 до 1,5) Di	7,09
	Минимальная ширина подхода b	от 0,4 до 0,5	0,4
Исполнение	Подвесное		

3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берётся из ГУХ (рисунок Б.4, приложение Б):

$$\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ .$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,739D_1 = 1,739 \cdot 400 = 6,956 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{вх}} = 6,2 \text{ м.}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{ВХ}}}{2} = \frac{6,2}{2} = 3,1 \text{ м.}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{ВЫХ}} = 5,42 \text{ м.}$$

$$r_b = \frac{D_{\text{ВЫХ}}}{2} = \frac{5,42}{2} = 2,71 \text{ м.}$$

Высота направляющего аппарата, определяется по ГУХ:

$$b_0 = 0,35D_1 = 0,35 \cdot 400 = 1,4 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Высота статора:

$$B_{\text{СТ}} = b_0 + 0,0033D_1 = 1,4 + 0,0033 \cdot 400 = 1,41 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Допустимая скорость во входном сечении $v_{\text{ВХ}} = 5,4 \text{ м/с}$.

Полный расход через турбину при расчётных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81H_{\text{расч}}\eta_{\text{опт}}} = \frac{50000}{9,81 \cdot 40,5 \cdot 0,89} = 142 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.33)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{142 \cdot 225}{360} = 88 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.34)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{v_{\text{ВХ}}} = \frac{88}{5,4} = 16,39 \text{ м}^2. \quad (3.35)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 6,956 - 3,1 = 3,856 \text{ м.} \quad (3.36)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.37)$$

Отбрасывая один из корней, высота входного сечения равна:

$$b_{\text{ВХ}} = 4,01 \text{ м.}$$

Дальнейший расчёт спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a. \quad (3.38)$$

$$m_i = k_2 a_i^2, \quad (3.39)$$

где $k_2 = \frac{m_{\text{ВХ}}}{a_{\text{ВХ}}^2} = \frac{b_{\text{ВХ}} - b_0}{a_{\text{ВХ}}^2}$.

$$b_i = m_i + b_0. \quad (3.40)$$

$$r_k = r_a + m_i \tan 15^\circ. \quad (3.41)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляется по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.42)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^\circ = \frac{180}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i. \quad (3.43)$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения						
	ВХ	1	2	3	4	5	6
r_i	6,96	6,57	6,18	5,80	5,41	5,03	4,64
b_i	3,86	3,47	3,08	2,70	2,31	1,93	1,54
r_k	2,60	2,34	2,08	1,82	1,56	1,30	1,04
r_k/r_a	4,00	3,74	3,48	3,22	2,96	2,70	2,44
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	3,06	3,07	3,07	3,07	3,08	3,08	3,08
r_i/r_a	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	2,24	2,12	1,99	1,87	1,75	1,62	1,50
$r_k \cdot \text{ctg}\gamma$	0,81	0,75	0,69	0,63	0,56	0,48	0,40
$r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	3,23	2,81	2,40	2,01	1,65	1,30	0,98

Продолжение таблицы 3.6

Величина	Сечения						
	вх	1	2	3	4	5	6
m_i	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	0,00
J_i	6,03	5,34	4,67	4,03	3,40	2,79	2,21
φ_i°	225,00	199,44	174,55	150,36	126,93	104,32	82,61

Окончание таблицы 3.6

Величина	Сечения				
	7	8	9	10	вых
r_i	4,25	3,87	3,48	3,10	2,71
b_i	1,15	0,77	0,38	0,00	0,00
r_k	0,78	0,52	0,26	0,00	0,00
r_k/r_a	2,18	1,92	1,66	1,40	1,14
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	3,09	3,09	3,10	3,10	3,10
r_i/r_a	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	1,37	1,25	1,12	1,00	0,87
$r_k \cdot ctgy$	0,32	0,22	0,12	0,00	0,00
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,69	0,42	0,19	0,00	0,00
m_i	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
J_i	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
φ_i°	1,66	1,13	0,64	0,18	0,00

По рассчитанным промежуточным сечениям построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.1.

План спиральной камеры (рисунок Б.5, приложение Б) построен с помощью таблицы 3.7. Значения для таблицы получены путём разбиения угла охвата спиральной камеры на части с интервалами $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$.

Таблица 3.7 – Данные для построения плана спиральной камеры

φ	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
$r, м$	2,71	3,29	3,61	3,92	4,21	4,5	4,77	5,02	5,3	5,54	5,8	6,02	6,27	6,5	6,73	6,956

Ширина подвода определяется из ГУХ:

$$B' = 2,928D_1 = 2,928 \cdot 4 = 11,712 \text{ м.} \quad (3.44)$$

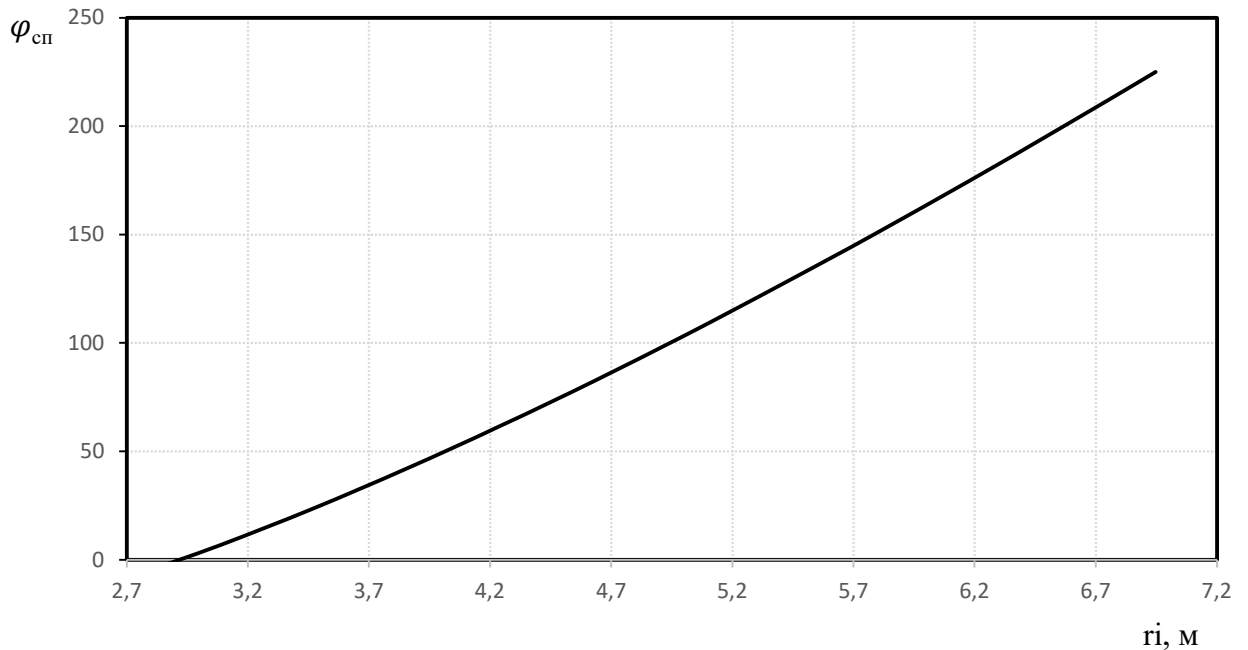


Рисунок 3.1 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Так как ширина подвода больше 7 метров, то устанавливается промежуточный бычок, толщина которого вычисляется по формуле:

$$b = 1 + \frac{Q_T}{400} = 1,354 \text{ м.} \quad (3.45)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка из ГУХ:

$$B = B' + 2b = 11,712 + 1,354 = 13,066 \text{ м.} \quad (3.46)$$

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность производится с учётом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала рассчитывается предварительно по следующей формуле:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{2,435}{33} \right)^{0,33} = 724 \text{ мм,} \quad (3.47)$$

где $\tau_{доп} = 33 \text{ МПа}$.

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{снх}} = \frac{0,00974 \cdot 50000}{200} = 2,435. \quad (3.48)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала $D_B = 800$ мм.

3.5.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте рекомендуется применять подшипник на водяной смазке, который может быть кольцевого или сегментного типа.

Расчёт подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8N}{n_{снх}D_1} = \frac{0,8 \cdot 50000}{200 \cdot 4} = 50 \text{ кН}. \quad (3.49)$$

Диаметр вала под подшипником, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше наружного диаметра вала:

$$d_{п} = D_B + 20 = 800 + 20 = 820 \text{ мм}. \quad (3.50)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п}h_{п}} = \frac{50}{0,82 \cdot 0,3} = 203,25 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 29U = 497,79 \text{ кПа}, \quad (3.51)$$

где $h_{п} = 300$ мм;

$$U = \frac{\pi n_{снх} d_{п}}{30} = \frac{3,14 \cdot 200 \cdot 0,82}{30} = 17,17 \text{ м/с}. \quad (3.52)$$

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно: $Z_{сегм} = 8$, $h_{п} = 4300$ мм.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cos \alpha + 2c} = \frac{50}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 24,39 \text{ кН}, \quad (3.53)$$

где $\alpha = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$.

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм}h_{п}} = \frac{50}{0,29 \cdot 0,3} = 575,38 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 50U = 858,27 \text{ кПа}, \quad (3.54)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,82}{8} = 0,29 \text{ м.}$

Из расчётов видно, что по допусковой нагрузке подходят оба подшипника, но выбран сегментный в связи с более простой конструкцией.

3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры маслонапорной установки определяются размером масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [2, с. 144] определяется тип маслонапорной установки для напора $H = 50,0$ м и диаметра $D_1 = 4$ м: МНУ 4/1-40-4-2,

где 4 – объём гидроаккумулятора м^3 ;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;

4 – вместительность сливного бака, м^3 ;

2 – количество насосов.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для поворотно-лопастной турбины принят: ЭГРК-2И1-100-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР – электрогидравлический регулятор;

И – на интегральных микросхемах;

100 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надёжность работы электроустановок, её экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

Для проектируемой ГЭС рассмотрены 2 структурные схемы электрических соединений: с одиночными и укрупнёнными блоками. Данные схемы представлены на рисунках 4.1, 4.2.

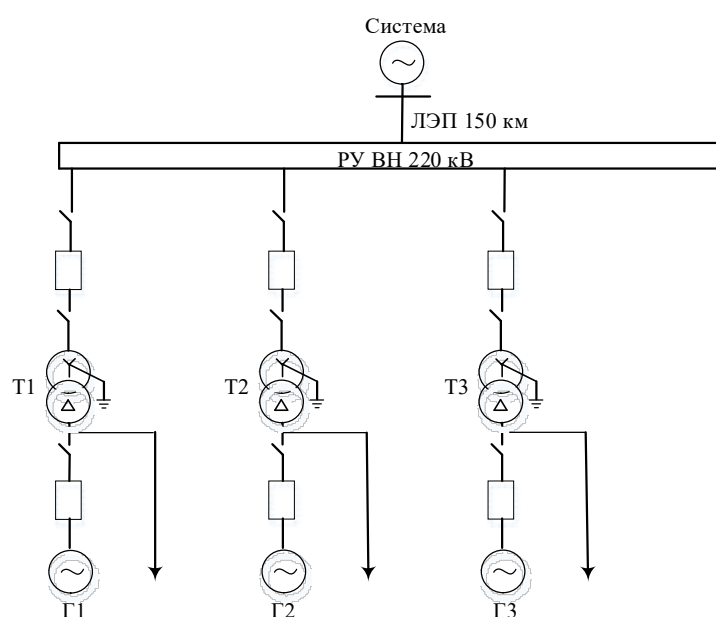


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

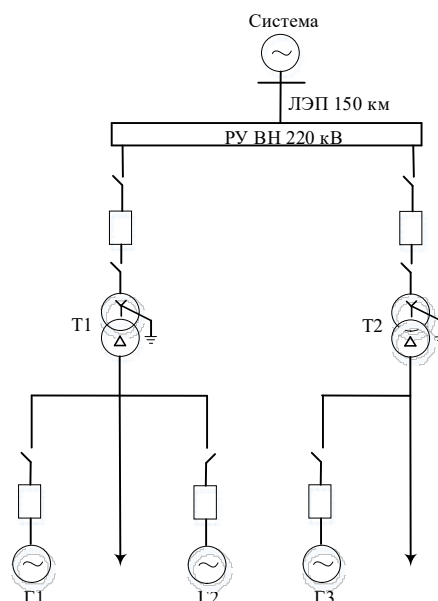


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-590/175-30. Данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-590/175-30

Номинальная мощность		Номинальная мощность	$\cos \varphi_r$, о.е.	$n_{\text{ном}}$, об/мин	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{Г ном}}$, МВ · А	$P_{\text{Г ном}}$, МВ · А				x_d''	x_d'	x_d
63	50	13,8	0,89	200	0,2	0,3	1.15

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_r} = \frac{50 - 0,01 \cdot 50}{0,89} = 1,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220 марки ООО «Трансинжиниринг». Данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

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

$S_{\text{ном}}$, МВ · А	U_n , кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	I_x , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	13,8	10,5	380	135	0,5

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

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

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;
 $T_{\text{пл}} = 30$ ч – время плановых простоев блока;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока;
 $T_{\text{в}} = 60$ ч – среднее время аварийно-восстановительных работ.

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8728,5 = 1178,35 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{T}} = 1$ – число параллельно работающих трансформаторов.
 Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{63}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 566,76 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2, \quad (4.6)$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч);
 $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч).

$$И_{(1)} = 566,76 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 1178,5 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 3,4 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 3 \cdot 3,4 = 10,2 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где $n = 3$ – количество блоков.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{T ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} = 2 \cdot \frac{50 - 0,01 \cdot 50}{0,9} = 110 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220-УХЛ1 марки ООО «Трансинжиниринг». Данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-УХЛ1

$S_{\text{НОМ}},$ МВ · А	$U_{\text{Н}},$ кВ		$U_{\text{К}},$ %	$\Delta P_{\text{К}},$ кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}},$ кВт	$I_{\text{Х}},$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	13,8	11	380	90	0,45

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,090 \cdot 8728,5 = 785,57 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

где $t_{\text{раб}} = 8760 - 0,5 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8728,5$ ч.

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{К}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{TНОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{84,44}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 417,10 \text{ МВт} \cdot \text{ч}..$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{ХХ}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{Н}} \cdot \beta_2 = 785,57 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 417,10 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 8,47 \text{ тыс. руб./год}$$

$$И_2 = n \cdot И_{(1)} = 2 \cdot 8,47 = 16,94 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.10)$$

где $n = 2$ – количество блоков.

4.2.4 Выбор трансформатор собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия обеспечения одним ТСН собственных нужд всей станции.

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_{\text{Г}} \cdot \frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 0,01 \cdot 3 \cdot \frac{50}{0,89} = 1,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{с.н.}} \leq S_{\text{ТСН}}. \quad (4.12)$$

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-2000/13,8. Данные трансформатора представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-2000/13,8

$S_{\text{НОМ}},$ МВ · А	$U_{\text{Н}},$ кВ		$U_{\text{К}},$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
2,0	13,8	6,3	8,0

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\Gamma} \cdot n_{\Gamma} - S_{\text{сн}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(63 \cdot 3 - 2,0) \cdot 0,89}{1,2 \cdot 135} + 1 = 1,29 \approx 2, \quad (4.13)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент приведения натуральной мощности линий электропередач (при номинальном напряжении 220 кВ);

$P_{\text{нат}} = 135$ МВт – натуральная мощность линий электропередач.

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{150 - 1,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,89} = 218,9 \text{ А}. \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 218,9 \cdot 1 \cdot 1,05 = 229,9 \text{ А}, \quad (4.15)$$

где $\alpha_T = 1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{229,9}{1,1} = 208,98 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

где $j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм² – нормированная плотность тока.

Выбран провод АС-240/32, допустимый продолжительный ток которого 605 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км $x_0 = 73,4$ Ом, удельное активное сопротивление на 100 км $r_0 = 11,82$ Ом, проводимость $b_0 = 2,64 \cdot 10^{-4}$ См, число проводов в фазе $n_{\text{п}} = 1$.

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{150 - 1,5}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,89} = 437,88 \text{ А}. \quad (4.17)$$

Так как $I_{\text{ав}} < I_{\text{доп}}$, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Стоимость выбранных трансформаторов и КРУЭ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2020 года, цены на оборудование представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-125000/220-1	342360
ТДЦ-80000/220	162520
ТСЗ-2000/13,8	70200
КРУЭ-220	106800

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.18)$$

где $n = 3$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 7$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 3 \cdot 162520 + 3 \cdot 70200 + 7 \cdot 106800 = 1445760 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.19)$$

где $n = 2$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 7$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 2 \cdot 342360 + 3 \cdot 70200 + 7 \cdot 106800 = 1642920 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 1445760 + 33,87 = 216897 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

где $E = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности для электроэнергетики.

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$Z_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 1642920 + 38,17 = 246476 \text{ тыс. руб.} \quad (4.21)$$

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{246476 - 216897}{246476} \cdot 100\% = 5,7\% > 5\%. \quad (4.22)$$

Таким образом, для проектируемой Чарышской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ 220 кВ: 7 (3 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема РУ 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

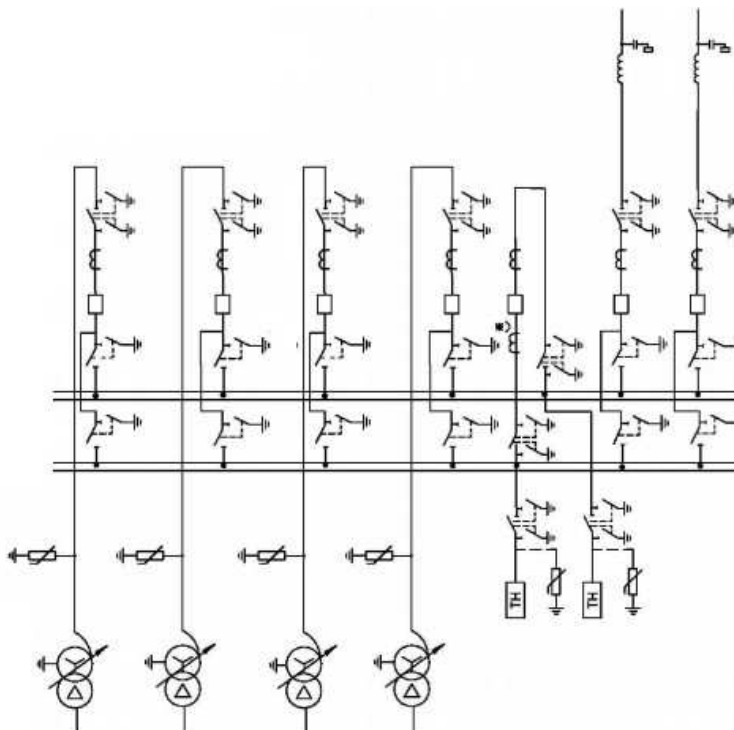


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ

4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{63} = 0,29 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 32,21 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{242^2}{180} = 325,36 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,405 \cdot 150 = 110,10 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\phi 1} = 1,0 \cdot 242 = 242 \text{ кВ.} \quad (4.28)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.29)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,Г}} \cdot \omega} = \frac{0,47}{0,045 \cdot 314} = 0,033 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{*\text{С}}}{T_{\text{а,С}} \cdot \omega} = \frac{325,36}{0,035 \cdot 314} = 29,60 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,098 \cdot 150 = 7,34 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{380 \cdot 242^2}{80^2} = 0,77 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

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

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Блок 1		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	КРУЭ		230				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г2		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		14				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Сеть		230				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г3		14				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 3		14				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	2		Г1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Блок 1 - КРУЭ	0,77	32,21					17,540
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	5		Г2 - Блок 2							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	3		Блок 2 - КРУЭ	0,77	32,21					17,540
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		КРУЭ - Сеть	6,85	47,94					
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	7	8		Г3 - Блок 3							
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	3		Блок 3 - КРУЭ	0,77	32,21					17,540

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Уг
1			1	Генератор 1	1	0,021	0,292	0,021	0,292	0,062	0,875	15,594	
2			2	Генератор 2	4	0,021	0,292	0,021	0,292	0,062	0,875	15,594	
3			3	Сеть	6	7,340	80,670	7,340	80,670	7,340	80,670	230,000	
4			4	Генератор 3	7	0,021	0,292	0,021	0,292	0,062	0,875	15,594	
5													

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

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

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	1					22,3009	-85,96

Рисунок 4.7 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на генераторе

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		1ф	3					4,7778	-89,13

Рисунок 4.8 – Результат расчёта токов однофазного КЗ на РУ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	3					9,6675	-89,18

Рисунок 4.9 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на РУ

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 4,77 \cdot 3 = 14,3 \text{ А.} \quad (4.34)$$

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

Тип КЗ	П1	$I_{\text{п.0}}, \text{кА}$	$I_{\text{y}}, \text{кА}$
1ф	7	14,3	34,8
3ф	7	9,66	23,47
3ф	1	22,3	61,97

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{\text{Г,раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot 3,76 = 3,95 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max (РУВН)}} = \frac{S_{\text{Г,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,НОМ}(-5\%)}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,158 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{Л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{166,85 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,35 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{166,85 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,44 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.39)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.40)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.41)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-15-50/63-- марки ОАО ВО «Электроаппарат».

Разъединитель РВРЗ-20/8000 марки ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15-50/63	Разъединитель РВРЗ-20/8000
$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 3,933 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 34,8 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 100 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 36,99 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,70^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 24,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Принимается трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ-20 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{Г}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 3746 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ.06М-15 марки ОАО «СЗТТ». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_r = 13,8$ кВ	$U_{ном} = 15$ кВ

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-15 УХЛ1 марки ОАО «Разряд».

4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице 4.10.

Выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3 марки ООО «АСУ-ВЭИ». Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

Выбран отечественный анализатор марки ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трёхфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	25
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	25
синхронизатор	АС-М	RS485	0,5	20
				$\Sigma = 70$ В·А

4.9 Выбор параметров КРУЭ

По имеющимся данным для КРУЭ 220 кВ принимаются ячейки ЯГГ-220 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещённые в заземлённом металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Таким образом, КРУЭ является

качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надёжность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Каталожные данные ячейки КРУЭ 220кВ представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные
	ЯГГ-220-50/3150
$U_{\text{сети ном}} = 242 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 224,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 25,8 \text{ кА}$	$i_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 28,99 \text{ кА}$	$i_{\text{т}} = 50 \text{ кА}$
$V_{\text{к,расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 11,71^2 \cdot (0,09 + 0,01) = 13,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Технические характеристики трансформатора тока и напряжения представлены в таблицах 4.12 и 4.13 соответственно.

Таблица 4.12 – Технические характеристики трансформатора тока

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,25
Для измерений	0,5
Для защиты	10р
Номинальное напряжение, кВ	
220	

Таблица 4.13 – Технические характеристики трансформатора напряжения

Параметры трансформаторов напряжения	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000
Номинальное напряжение, кВ	
220	

5 Устройства релейной защиты и автоматики

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 Технические данные защищаемого оборудования

В таблицах 5.1 – 5.2 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформатора Чарышской ГЭС.

Таблица 5.1 – Паспортные данные генератора СВ-590/175-30

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	63
	активная, МВт	50
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности, о. е.		0,89
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		200
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		2200
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1100
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		192
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	1,15
	переходное, о. е.	0,3
	сверхпереходное, о. е.	0,2
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,2
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,9

Таблица 5.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220-У1

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	80
Номинальное напряжение, кВ	242/13,8
Напряжение короткого замыкания, %	11
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [30] согласно мощности генератора приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-590/175-30– 63 МВ · А:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;

- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
 - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
 - Защита от повышения напряжения;
 - Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
 - Защита от симметричных перегрузок статора;
 - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
 - Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
 - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/220:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Устройство выбора повреждённой фазы трансформатора, охватывающие обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);
 - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
 - Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220);
 - Резервная максимальная токовая защита;
 - Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформаторного блока;
 - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформаторного блока;
 - Реле тока охлаждения трансформаторного блока.
- Защиты трансформатора СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
 - Защита от потери охлаждения масла;
 - Защита от перегрева масла;
 - Защита от перегрузки;
 - Реле тока охлаждения.
- Защиты воздушных линий 220 кВ:
- Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
 - Резервные защиты:
 - Трёхступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий;
 - Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

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

5.3 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМГ}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 2,64 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{ГТ}}} = \frac{1 \cdot 2636}{4000/5} = 3,46 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения (ТВ) для схемы самовозбуждения:

$$S_{\text{НОМ.ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ.рот.}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ.рот.}} = \frac{1100}{1,2255} \cdot 192 = 172 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (5.3)$$

Из стандартного ряда принят ТВ мощностью 200 кВ · А.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТВ}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.рот.}}} = \frac{200 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 192} = 601,4 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НН ТВ}}^2 = \frac{I_{\text{ВН ТВ}}^1}{K_{\text{ГТ}}} = \frac{601,4}{630/5} = 4,77 \text{ А.} \quad (5.5)$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

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 трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 1100 \text{ А}$.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{НОМ} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1100 = 131,79 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 0,1 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.7)$$

где $K = 2$ – коэффициент надёжности.

Принята уставка: $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_{НОМ}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{max}, \quad (5.8)$$

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

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трёхфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяется по формуле:

$$I_{max} = \frac{E''_{Г}}{x''_d} \cdot I_{НОМ}. \quad (5.9)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,20} \cdot 2636 = 1489 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.10)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надёжности;

$I_T = I_{max} = 14892 \text{ А}$.

$$K_T > \frac{1489 \cdot 2}{14892} = 0,2.$$

Принята уставка: $K_T = 0,3$.

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*ср0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*ср0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

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

$$I_{отс} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 2636 = 15,81 \text{ кА}. \quad (5.13)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

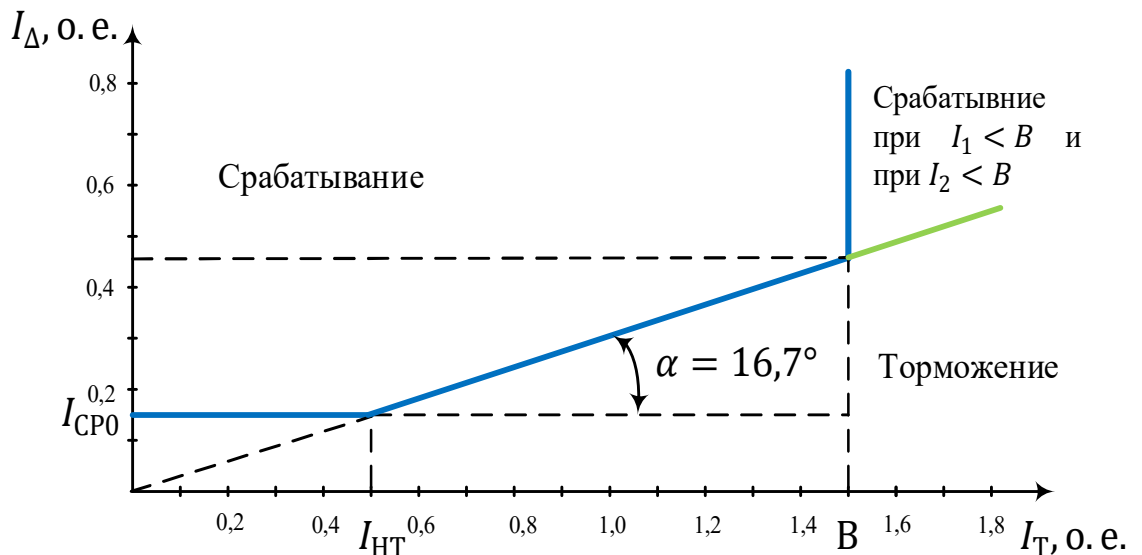


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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 напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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

Расчёт $U_{0 \text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

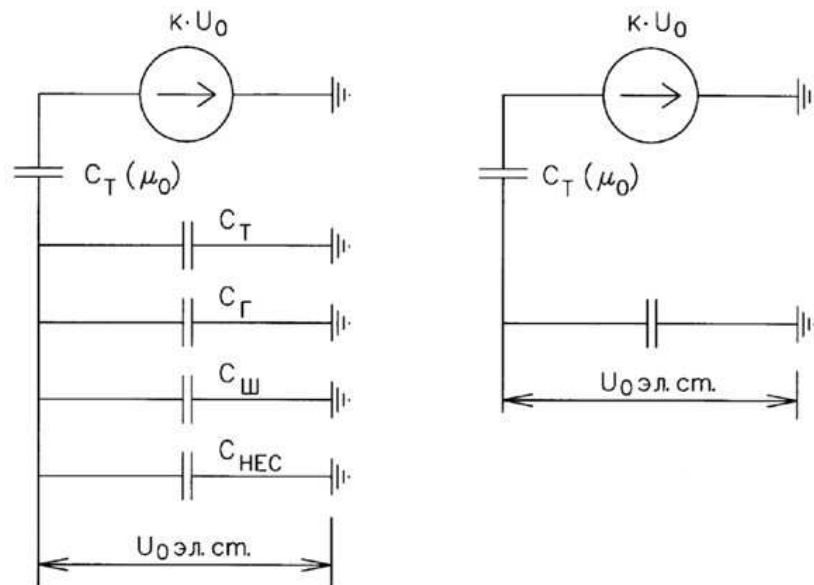


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0 \text{эл.ст.}}$.

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_\text{Ш} + C_{\text{ВГ}} = 0,007 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.14)$$

где $C_T = 0,007$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_\Gamma = 0,9$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

$C_{III} = 0,008$ мкФ/фазу – ёмкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{ВГ} = 0,35$ мкФ/фазу – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ.

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 218,82 \text{ В}, \quad (5.15)$$

где $K = 0,5$ – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора (для трансформаторов с глухо заземлённой нейтралью);

$C_T(\mu_0) = 0,012$ мкФ/фазу – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,5 \text{ А}. \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{ТН}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 218,82}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 4,34 \text{ В}, \quad (5.18)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надёжности;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН.

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

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

2. Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжения 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 :

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

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

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

5.4.3 Защита от повышения напряжения

1. Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.20)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.21)$$

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

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

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

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других 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 в первичной цепи.

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

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

где $A = 20$ – 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).

Принята уставка сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}.$$

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 надёжного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 600$ с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.25)$$

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

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} = 866 \text{ с}.$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{I_{*2}^2}. \quad (5.27)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – 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), t_{CP}	20	56	80	125	220	500

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

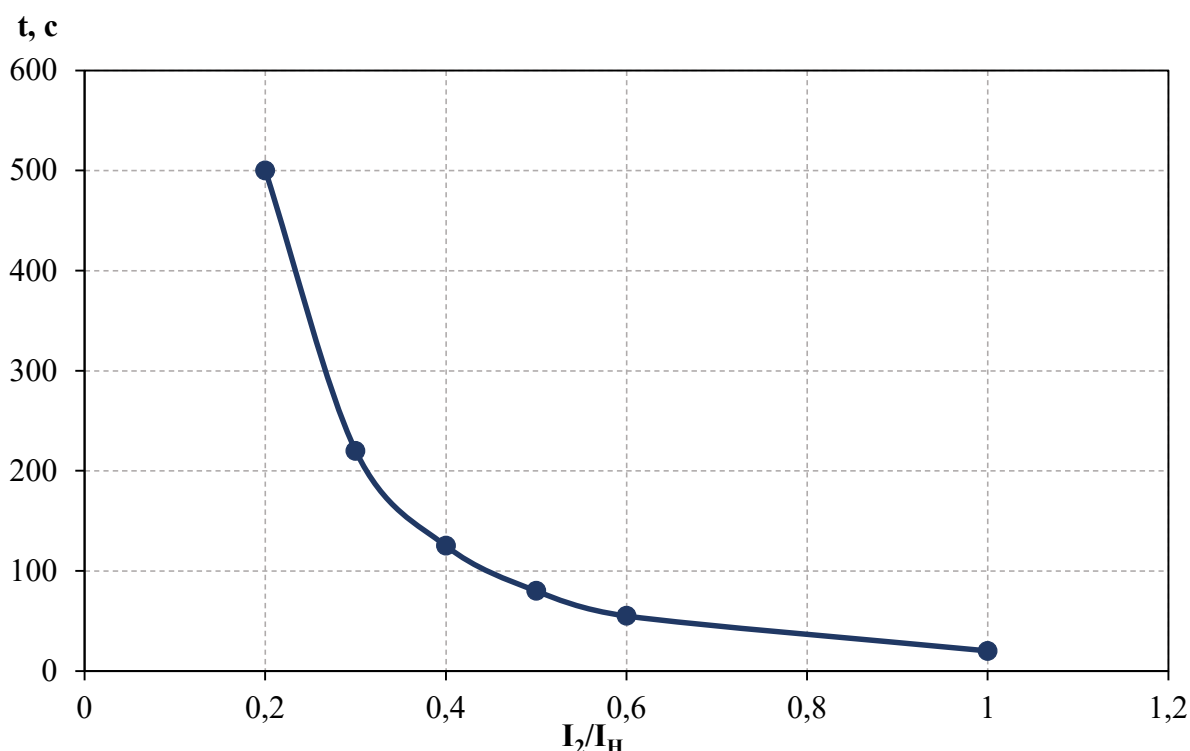


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принято: $t_{мин} = 20 c, t_{макс} = 600 c$.

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 ($I_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100 c$).

4. Орган токовой отсечки (I_{20TC}) 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: обеспечение чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

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

где $X_L^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 110,1 \cdot \frac{63}{242^2} = 0,118;$

$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,20 \cdot (242/13,8)^2 = 62$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{63}{80} = 0,09$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (62 + 0,09 + 0,118)} = 0,0062 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0062 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,22. \quad (5.29)$$

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

В связи с отсутствием необходимых данных принята уставка срабатывания по второму условию: $I_{2\text{ОТС}} = 0,22$.

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.30)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,05$ – коэффициент надёжности;

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

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.31)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведённой в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – 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 представлена на рисунке 5.4.

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принята минимальной и равна 0,01 с.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{\text{10ТС}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.32)$$

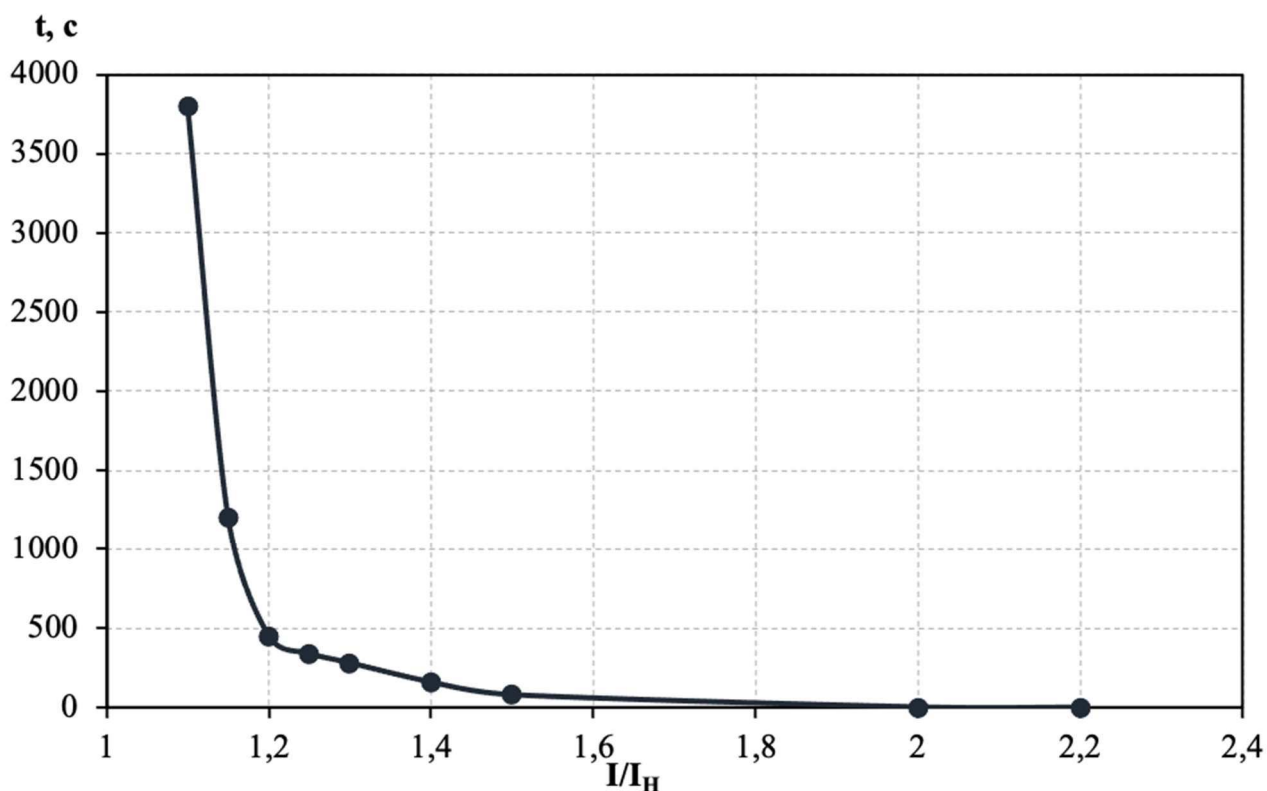


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМГ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800 / 100} = 66 \text{ В.} \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 Дистанционная защита генератора

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

Характеристика срабатывания задаётся в виде круга, расположенного в I и II квадрантах со смещением в III и IV квадранты комплексной плоскости сопротивлений.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока Z_1 , приведённое к напряжению 220 кВ, по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Чарышская ГЭС – Чарышское может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 80,53 + \frac{0,8}{3} \cdot 111,52 = 94,16 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где $K_T = 3$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;
 Z_T – сопротивление трансформатора, приведённое к напряжению стороны 220 кВ;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление воздушной линии.

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{17,7^2 + 110,1^2} = 111,52 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{S_{НОМТ}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{U_{ВН}^2} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.37)$$

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{63}{80} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{63}{242^2} \cdot 111,52 = 0,119.$$

Z_I в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_{\delta} = 0,119 \cdot 3,02 = 0,36 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $Z_{\delta} = \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМГ}} = \frac{13,8^2}{63} = 3,02.$

Уставка будет равна:

$$Z_{I \text{ сз}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,27 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 1,57 \text{ Ом}. \quad (5.39)$$

Принята уставка: $Z_1 = 1,57 \text{ Ом}.$

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

Принята уставка $\Delta Z = 40 \text{ Ом/с}.$

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

с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 2636} = 3,02 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{\text{II НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 3,02 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 17,51 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,9} = 2,65 \text{ о. е.,} \quad (5.42)$$

где x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси;

$\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}}$ – отношение номинальных тока ротора к току ротора холостого хода.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,89}{0,95 \cdot 2,5} = 0,375. \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен: $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 67,98^\circ$.

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{\text{II НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф}} \cdot Z_{\text{б}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,38 \cdot 3,02 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 6,65 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.46)$$

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,35 \cdot 3,02 = 1,06 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 1,06 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 4,61 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Принята уставка: $Z_2 = 4,61 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{\text{см}1} = 0,27 \text{ Ом}; Z_{\text{см}2} = 0,78 \text{ Ом.}$

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

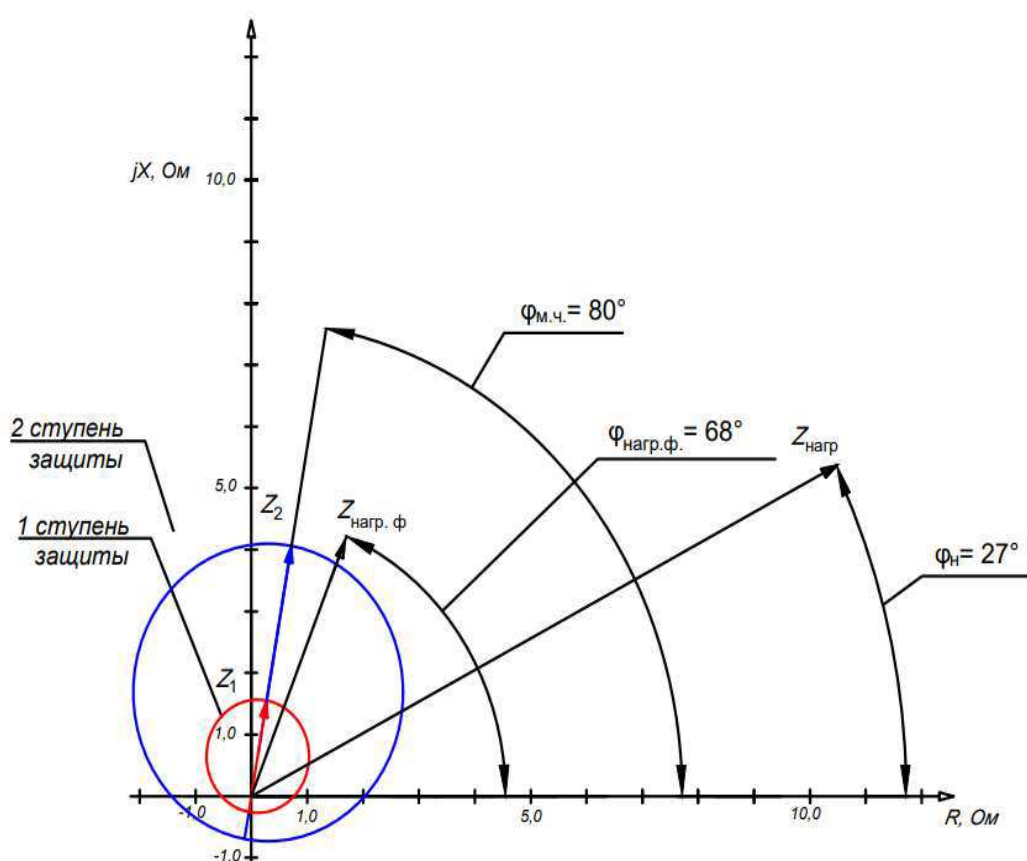


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.7 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 срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.49)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.50)$$

3. Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.5), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.5 – 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.

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.51)$$

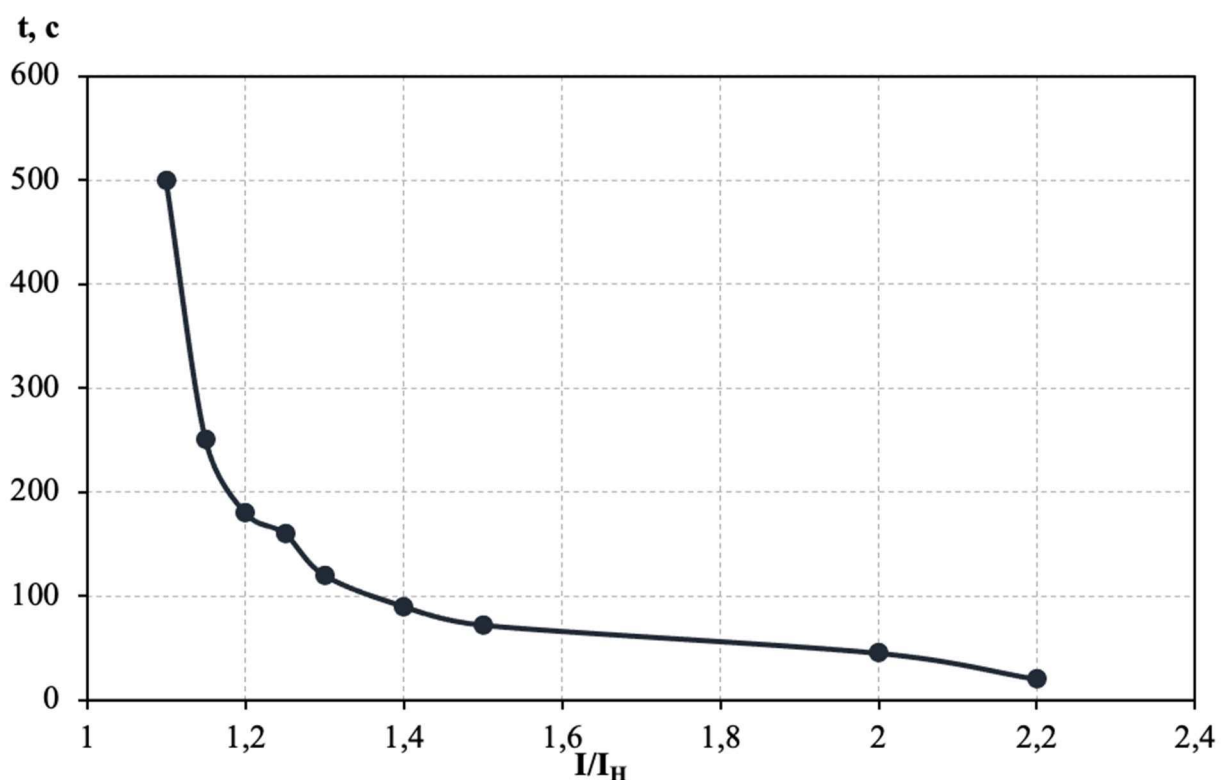


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

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

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

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в таблицах 5.6-5.7 соответственно.

Таблица 5.6 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{СР0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,44 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	–	
		Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,5 \cdot I_H$	2,2 А	
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	6,59 А	
		$I_{ОТС}$	$6 \cdot I_H$	15,81 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1	U_{01G}	–	5 В
		t_2	U_{0G}	–	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	–	
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	$U_{СР2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{СР1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,31 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,72 А
		ОТС I	$I_{2ОТС}$	$0,22 \cdot I_H$	1,19 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,7 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,84 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	6,72 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,131	1,57 Ом
			$Z_{СМ1}$	$0,17 \cdot Z_1$	0,27 Ом
		2 ступень	Z_2	0,71	4,61 Ом
			$Z_{СМ2}$	$0,17 \cdot Z_2$	0,8 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО	$I_{PСИГН}$	$1,07 \cdot I_{НОМ,P}$	5,11 А
		ПО	$I_{PПУСК}$	$1,1 \cdot I_{НОМ,P}$	5,25 А
		ОТС	$I_{PПУСК}$	$2,245 \cdot I_{НОМ,P}$	10,72 А

Таблица 5.7 – Матрица отключений

Защиты		Действие							
Наименование	Обозначение		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$		+	+	+	+			
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1							+
		t_2	+	+	+				
	U_{03}		+	+	+				
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	+	+					
		1 ступень	+	+					
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2						
	t_3	+	+						
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2						
	t_3	+	+						
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2						
	t_3	+	+						
Защита ротора от перегрузок	I_p	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС		+	+				

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [32]. Высота $650,00 - 600,00 = 50,00$ м; грунт основания песчаный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [32]. Установленная мощность ГЭС 150 МВт.

3. Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС (человек) – 3905 человек. В соответствии с таблицей 1.4 [32] назначен I класс ГТС.

Итог: назначен I класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

6.2.1.1 Грунтовая плотина

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 650,00 + 2,71 = 652,71, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 0,80 + 0,023 + 1,89 = 2,71, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,5$ м – конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [33].

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{21^2 \cdot 5800}{9,81 \cdot 15} \cdot \cos 0 = 0,023 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $k_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый по СП [33, приложение Б];

$V_w = 21$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 5800$ м – длина разгона волны;

$\alpha = 0$ – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНА}}{2} = \frac{650,00 - 600,00}{2} = 50 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 5800}{21^2} = 129, \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{21} = 10090, \quad (6.6)$$

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

Из графика [33, приложение А, рис. А.1] по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определены параметры:

$$\text{для } \frac{gL}{V_w^2} = 129: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,02; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,7;$$

$$\text{для } \frac{gT}{V_w} = 10090: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,086; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 5,2.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 1,7 \frac{V_w}{g} = 1,7 \cdot \frac{21}{9,81} = 3,64 \text{ с.} \quad (6.7)$$

$$\bar{h} = 0,02 \frac{V_w^2}{g} = 0,02 \cdot \frac{21^2}{9,81} = 0,9 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,64^2}{2 \cdot 3,14} = 20,68 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $25 > 20,68 \cdot 0,5 = 10,34$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,9 \cdot 2,1 = 1,89 \text{ м,} \quad (6.10)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [33, приложение А, рис. А.2].

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

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,31 \cdot 1,89 = 5,5 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где $k_r = 1, k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [33, приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый по [33, приложение Д, табл. Д.2];

$k_{run} = 2,31$ – коэффициент, принимаемый по графикам [33, приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{20,68}{1,89} = 10,95$ на глубокой воде.

6.2.1.2 Бетонная плотина

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

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 650,00 + 1,89 + 0,023 + 0,8 = \\ &= 652,71, \end{aligned} \quad (6.12)$$

где $a = 0,8 \text{ м}$ – величина запаса, зависит от класса сооружения.

6.2.2 Гидравлические расчёты

По кривой зависимости отметки НБ от расхода определены отметки НБ при основном и поверочном случаях. В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 3%, поверочный – 0,5%.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1387,83 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 607,24$.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 1599,03 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 608,1$.

При расходе $Q_{\text{сан.поп.}} = 50 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 600,76$.

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 650,00 - 607,24 = 42,76 \text{ м}. \quad (6.13)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{осн}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$.
Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{50 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (42,76 - 3) \cdot 0,888} = 135,18 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.14)$$

Согласно СП [34] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 3 - 1 = 2$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 135,18 \cdot 2 = 270,36 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.15)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c, \quad (6.16)$$

где $Q_c = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{сп}}} = \frac{(2,47 + 1,3) \cdot 10^9}{13219200} = 285,19 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1387,83 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 1387,83 - 270,36 - 285,19 = 832,28 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{832,28}{45,25} = 18,36 \text{ м}, \quad (6.17)$$

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 36,2 = 45,25 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.18)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 7,24 = 36,2 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.19)$$

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

$h_{\text{НБ}} = 7,24 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 10 \cdot 2 = 20 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где $b = 10 \text{ м}$ – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 2$ – число пролётов.

6.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{832,28}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,16 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [35, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{832,28}{0,49 \cdot 0,918 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,59 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления [34, раздел 6-3];

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{7,16}{20} = 0,918; \quad (6.23)$$

b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

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

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

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 7,59 - \frac{1,1 \cdot 0,72^2}{2 \cdot 9,81} = 7,56 \text{ м} \quad (6.24)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{832,28}{(650,00 - 6,00) \cdot (20 + (2-1) \cdot 3)} = 0,72 \text{ м/с};$

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

$B = 20 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 650,00 - 8,0 = 642,00, \quad (6.25)$$

где $H_{\text{ст}} = 8,0 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к H (6.24) в соответствии с техническим регламентом.

6.2.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 652,00 - 608,1 = 43,9 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{пов}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$. Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{50 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (43,9 - 0,3) \cdot 0,888} = 131,64 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.27)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 131,64 \cdot 2 = 263,29 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.28)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}}, \quad (6.29)$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1599,03 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 1599,03 - 263,29 - 285,19 = 1050,55 \text{ м}^3/\text{с.}$$

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1050,55}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,37 \text{ м,} \quad (6.30)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1050,55}{0,49 \cdot 0,918 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,86 \text{ м,} \quad (6.31)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{7,16}{10} = 0,92; \quad (6.32)$$

$b = 10$ – ширина пролёта;

$n = 2$ – число пролётов;

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

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

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 8,86 - \frac{1,1 \cdot 0,91^2}{2 \cdot 9,81} = 8,81 \text{ м}, \quad (6.33)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1050,55}{(652,00 - 6,00) \cdot (20 + (2-1) \cdot 3)} = 0,91 \text{ м/с};$

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

$B = 20 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 642,00 + 8,81 = 650,81. \quad (6.34)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 652,00$.

6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани (рис. 6.1) использована таблица 6-12 [35]. Координаты для построения (таблица 6.1) профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 8,0 \text{ м}$.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 30 м, определённым по таблице 6-14 [35].

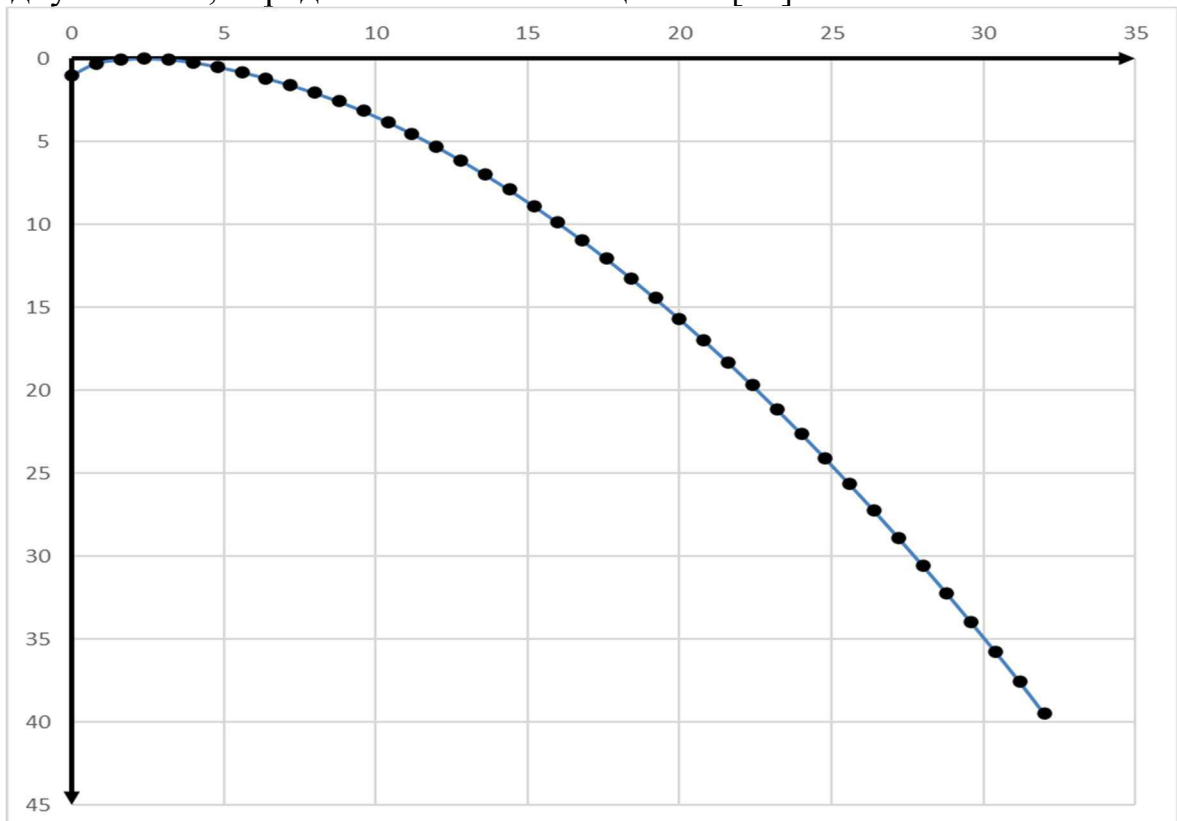


Рисунок 6.1 – Профиль А

Таблица 6.1 – Координаты для построения профиля

X	Y	X*	Y*	X	Y	X*	Y*
0	1,01	8	2,048	16	9,88	24	22,592
0,8	0,288	8,8	2,568	16,8	10,952	24,8	24,104
1,6	0,056	9,6	3,152	17,6	12,064	25,6	25,656
2,4	0	10,4	3,8	18,4	13,224	26,4	27,24
3,2	0,048	11,2	4,512	19,2	14,44	27,2	28,872
4	0,216	12	5,288	20	15,68	28	30,544
4,8	0,48	12,8	6,112	20,8	16,976	28,8	32,248
5,6	0,8	13,6	6,984	21,6	18,312	29,6	33,992
6,4	1,168	14,4	7,896	22,4	19,696	30,4	35,768
7,2	1,584	15,2	8,864	23,2	21,12	31,2	37,584

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 642 + 1,6 \cdot 8 = 654,80. \quad (6.35)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla ГП = \text{НАИБ}[\nabla ГГП, \nabla ГБП] = \nabla ГГП = 654,80. \quad (6.36)$$

6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНА = 650,00 - 600,00 = 50 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 832,28^2}{(200 + 1 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 5,27 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}}, \quad (6.39)$$

где $q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{832,28}{20 + 3 \cdot (2-1)} = 36,13 \text{ м}^3/\text{с};$

$\varphi = 0,95$ – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

В первом приближении значение h'_c в знаменателе принято равным нулю:

$$h'_c = \frac{36,13}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (50 - 0)}} = 1,28 \text{ м}.$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{36,13}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (50 - 0,8)}} = 1,3 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{1,04}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (5,27/1,3)^3} - 1 \right] = 14,4 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Так как $h''_c = 14,4 \text{ м} > h_{нб} = 7,27 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок не допустим, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.2.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

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

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{нб} + (1 - 2)м = 8,1 + 1,5 = 9,6 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 600 + 9,6 = 609,6 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 650,00 - 609,6 = 40,40 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 40,40} = 25,34 \text{ м/с,} \quad (6.44)$$

где φ - коэффициент скорости потока, принимается равным 0,9.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{36,13}{25,34} = 1,43 \text{ м,} \quad (6.45)$$

$$\text{где } q = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{B+(n-1) \cdot \delta_6} = \frac{831,00}{20 \cdot (2-1) \cdot 3} = 36,13 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{25,34^2}{9,81 \cdot 1,43} = 45,9. \quad (6.46)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2a \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1\right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 a}}\right) = 0,9 \cdot 40,40 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 60^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{43,76}{40,40} - 1\right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}}\right) = 48,41 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где $Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 650,00 - 607,24 = 42,76 \text{ м}$.

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

Глубина размыва:

$$H_p = t - h_{\text{нб}}. \quad (6.48)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{45,9}) \cdot \sqrt{45,9} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,24}{1}} \cdot 1,43 = 20,15.$$

$$H_p = 20,15 - 7,24 = 12,91 \text{ м}.$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} a_1}, \quad (6.49)$$

$$\text{где } \operatorname{tg} a_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 a + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos 30^\circ + a - h_{\text{нб}})}{V_H^2 \cdot \cos^2 a}} = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,43 \cdot \cos 30^\circ + 9,6 - 7,24)}{25,34^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,64.$$

$$L_1 = 48,41 + \frac{20,15}{0,669} = 78,53 \text{ м}.$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 5,27 + 3,7 \cdot 12,91 = 60,92 \text{ м}. \quad (6.50)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр}$

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 5,27 = 13,18 \text{ м.} \quad (6.51)$$

6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 4,0$ м.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 2 + 2,0 = 4 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 4,5 = 600,00 + 4,0 + 4,0 = 608,00. \quad (6.52)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{650,00 - 62,66}{2} - 608 = 31,33 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Расход через отверстие:

$$q_{ВВ} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 10,05 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 32,33} = 249,25 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.54)$$

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

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2^2 = 10,05 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропускa расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{ВВ}} = \frac{285,19}{249,25} = 2. \quad (6.55)$$

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

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

1. отсутствие растягивающих напряжений в плотине
2. устойчивость ее против сдвига по основанию

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Высота плотины равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 650,00 - 598,00 = 52 \text{ м.} \quad (6.56)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - 2 = 600,00 - 2 = 598,00, \quad (6.57)$$

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

$$B = 0,7h = 0,7 \cdot 52 = 36,4 \text{ м,} \quad (6.58)$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности плотины при неравномерной ее осадке и неравномерном распределении температуры по сечению бетонных массивов.

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков. Ширина секции составляет:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\text{б}} = 10 + 3 = 13 \text{ м} \quad (6.59)$$

где b – пролет водосливного фронта;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина разрезного быка

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см

6.3.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,7 м.

Расстояние между затворами принимают 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устой

Чарышская ГЭС имеет бетонную и грунтовую плотину и проектируется на скальном основании. Поэтому назначен отдельный устой длиной 130 м, который будет отделять две глухих секции от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя – разделение потоков водослива и здания ГЭС.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем $a_{др} = 2$ м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.г}} \quad (6.60)$$

$$2 \text{ м} \geq \frac{49,24 \cdot 1,25}{25} = 2,46 \text{ м},$$

где $H_d = 49,24$ м – напор над расчётным сечением;
 $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;
 $I_{кр.г} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.
Принимаем $a_{др} = 3$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 15 м.

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

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки $\nabla_{пол.гал.} = 616,00$ и $\nabla_{пол.гал.} = 631,00$ и размеры галерей, соответственно, $2 \times 2,5$ м.

6.4 Основные элементы плотины

В состав плотины входят: фундаментная плита, водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водосбросные пролеты, противofильтрационная завеса, дренажи в теле плотины и основании.

6.4.1 Противofильтрационная завеса

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.т}}} = \frac{29,18 \cdot 1,25}{15} = 2,46 \text{ м} \quad (6.61)$$

Где $J_{\text{кр}}$ – критический градиент напора в завесе, предварительно выбирается $J_{\text{кр}} = 15$;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения

ΔH_3 – потери напора на завесе, считается по формуле:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 49,24 - 19,70 = 29,54 \text{ м} \quad (6.62)$$

Где H_{as} –напор на цем. завесе. Согласно [6] принимают:

$$H_{as} = 0,4 H_d = 0,4 \cdot 49,24 = 19,70 \text{ м} \quad (6.63)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1) B_{\text{п}} = (0,05 \div 0,1) \cdot 36,4 = (1,82 \div 3,64) \quad (6.64)$$

Принято значение из интервала $l_3 = 3,5$ м

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_d = 0,5 \cdot 49,24 = 24,6 \text{ м} \quad (6.65)$$

6.4.2. Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи

Дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200мм.

H_{dr} –напор на дренаже:

$$H_{dr} = 0,15 H_d = 0,15 \cdot 49,24 = 7,39 \text{ м} \quad (6.66)$$

Глубина скважин:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 24,62 = 12,3 \text{ м} \quad (6.67)$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа, принято 5 м.

6.5 Определение надёжности и безопасности бетонной плотины

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 - $\nabla УНБ_{min}$.

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_{б}$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 1066,89 \text{ м}^2$, $S_{б} = 1562,98 \text{ м}^2$.

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{1066,89 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 3} = 18839,14 \text{ кН/м}, \quad (6.68)$$

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

b – ширина пролёта;

$\delta_{б}$ – толщина быка;

$\rho_{б}$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \rho_{б} \cdot g}{b + \delta_{б}} = \frac{1562,98 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{10 + 3} = 9199,7 \text{ кН/м}. \quad (6.69)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_{з} \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.70)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla ФПУ - \nabla ГВ + 0,5) \cdot b = (652,00 - 642,00 + 0,5) \cdot 10 = 94,5 \text{ м}^2. \quad (6.71)$$

$$Q_{з} = 0,055 \cdot 150 \cdot \sqrt{150} \cdot 9,81 = 991,22 \text{ кН}.$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{495,65}{10 + 3} = 41,30 \text{ кН/м.} \quad (6.72)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 52^2}{2} = 13263,12 \text{ кН/м,} \quad (6.73)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 650,00 - 598,00 = 52 \text{ м.}$
Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,76^2}{2} = 37,36 \text{ кН/м,} \quad (6.74)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 600,76 - 598,00 = 2,76 \text{ м.}$

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 100,64 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 987,28 \text{ кН/м,} \quad (6.75)$$

где $S_{\text{эп}} = 100,64 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

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

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 313,76 = 3077,98 \text{ кН/м,} \quad (6.76)$$

где $S_{\text{эп}} = 313,76 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 14 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.77)$$

где $\gamma_H = 14 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

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

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2 \cdot 19,62}{2} = 19,62 \text{ кН/м}. \quad (6.78)$$

6.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (6.79)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,89 \cdot \left(\frac{20,7}{3,14} + \frac{0,54}{2} \right) = 63,62 \text{ кН/м},$$

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

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,89^2}{20,7} = 0,54 \text{ м}. \quad (6.80)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{20,7}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,89 = 2,59 \text{ м}. \quad (6.81)$$

6.5.2 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчётов составлена таблица 6.2, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f [34]. 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 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Тв	1,0	→	13263	17,33	229894
Тн	1,0	←	37	2,00	-75
Гпл	0,95	↓	18839	4,62	-82685
Гб	0,95	↓	9200	5,66	-49467
Wвзв	1,0	↑	987	0	0
Wф	1,0	↑	3078	9,25	28471
Ен	1,2	→	13	3,38	54
Wволн	1,0	→	63	49,42	3136
qз	0,9	↓	41	16,70	-621
-	-	$\Sigma \uparrow \downarrow$	22608,8	ΣM	128709

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = \frac{22608,8}{36,4} + \frac{6 \cdot 128709}{36,4^2} = -38,27 \text{ кН/м}^2. \quad (6.82)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2). \quad (6.83)$$

$$\sigma_x^u = -9,27 \cdot 0 - 9,81 \cdot 49,24 = -483 \text{ кН/м}^2,$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 49,24 \text{ м}$ – 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 $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.84)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.85)$$

$$\sigma_1^u = -9,27 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 49,24 \cdot 0^2 = -38,27 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 49,24 = -483,04 \text{ кН/м}^2. \quad (6.86)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{22608,8}{36,4} - \frac{6 \cdot 130204}{36,4} = -1203,97 \text{ кН/м}^2. \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2). \quad (6.88)$$

$$\sigma_x^t = -1203,97 \cdot 0,7 - 9,81 \cdot 2,76(1 - 2,76^2) = -856,59 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 49,24 \text{ м}$ - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 30^\circ = 0,7, \quad (6.89)$$

где $\alpha_2 = 30^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t. \quad (6.90)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 2,76 - 1188,51) \cdot 0,7 = 823,83 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2. \quad (6.91)$$

$$\sigma_3^t = -1188,51 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 2,76 \cdot 0,7^2 = -1780,65 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t \quad (6.92)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 2,76 = -27,08 \text{ кН/м}^2,$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и низовой граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и низовой граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верхней и низовой граней, кПа;

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-38,27	-1203,97
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-483,00	-856,59
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	823,83
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-18,27	-27,07
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-483,04	-1780,65

6.5.3 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.93)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности;
 $\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [34, п. 8.16];
 $R_b = 4,5$ МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию
 $\gamma_{cd} = 1,0$ – коэффициент условия работы [38, таблица 6];

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-1757,61| \leq 1,0 \cdot 4,5.$$

$$2,83 \text{ кН/м}^2 \leq 4,5 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.94)$$

$$-38,27 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.95)$$

$$120,76 \text{ кПа} \geq 38,27 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.5.4 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.96)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [34];
 $\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [34];
 $\gamma_c = 1,0$ – коэффициент условий работы [38];
 R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);
 F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 + G_{п} - W_{ф} - W_{взв} + W_{н}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + R_a. \quad (6.97)$$

$$R = (9839,14 + 9199,7 - 1691 - 3183,58 + 37,17) \cdot \operatorname{tg} 35 + 330 \cdot \gamma'_c + 100 \cdot 36,4 = 16413,52 \text{ кН.}$$

$$F = T_{в} - T_{н} + W_{волн} + E_{н} + E_{ав}. \quad (6.98)$$

$$F = 13263,12 - 37,36 + 63,46 + 76,34 = 12318,28 \text{ кН.}$$

$$\frac{16413,52 \cdot 1,0}{12318,27 \cdot 1,0} = 1,33 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность.

7.1 Пожарная безопасность

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара в соответствии с Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 27.12.2018) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

В технологическом процессе энергопроизводства широко используются горючие, легковоспламеняющиеся и взрывоопасные вещества, к которым в первую очередь относятся все виды органического топлива, турбинные и изоляционные масла, работающие в системах смазки и управления турбин и в электрических маслonaполненных аппаратах, и водород, используемый как охлаждающий агент в генераторах с водородным охлаждением. Применение этих и других горючих материалов делает большинство производственных помещений энергетических предприятий пожароопасными и требует применения специальных мер и соблюдения ряда специальных требований, обеспечивающих пожарную безопасность энергетических предприятий.

Возгорания турбинного масла в большинстве случаев возникают в местах его протечек через неплотности в регулирующей и запорной арматуре и при разгерметизации масляной системы регулирования и смазки турбоагрегата, а пожары изоляционного масла в большинстве случаев возникают при коротких замыканиях в маслonaполненном оборудовании, сопровождающихся его разрушением.

Каждый объект станции оснащается системой пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС, с помощью которой ведется постоянный контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта. Система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара генераторов трансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и подачи звукового сигнала о пожаре в помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояние противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения производится в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- Оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств релейной защиты и автоматики;
- Формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств

различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;

- Выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- Передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- Контроль за работоспособностью системы

Силовые трансформаторы ТД 80000/220, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат большое 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 вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматический пуск системы и автоматическая подача воды на очаг пожара.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности, которая включает в себя:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- Проведение противопожарных тренировок;
- Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных местах на территории энергообъекта. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах типа СВ-590/175-30 мощностью 50 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

На каждом энергетическом предприятии должна быть разработана следующая документация по пожарной безопасности:

- Общая инструкция о мерах пожарной безопасности на предприятии.
- Инструкция по пожарной безопасности в цехах, лабораториях, мастерских, складах и т.п.
- Инструкция по обслуживанию установок пожаротушения.
- Инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации.

В целях сокращения времени и обеспечения рациональных действий персонала предприятия при возникновении пожара по каждому отсеку (помещению) кабельных сооружений, генератору, трансформатору (блочному,

связи, собственных нужд) разрабатываются оперативные карточки основных действий дежурного персонала.

Оперативные карточки утверждаются главным техническим руководителем и хранятся у начальника смены электростанции (начальника смены цеха, блока), дежурного диспетчера подстанции, предприятия электросетей. При необходимости оперативные карточки согласовываются с соответствующим территориальным диспетчерским управлением.

Оперативные карточки должны уточняться в случае:

- Изменения принципиальных схем производства, при ремонтах, расширении или реконструкции предприятия.
- Результатов действий персонала при тушении пожара или после проведения противопожарных тренировок.
- Оперативные карточки действий персонала должны переутверждаться при смене главного технического руководителя или руководителя соответствующего цеха.

7.2 Безопасность гидротехнических сооружений

В соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Чарышской 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 ГЭС на основе анализа полученных данных.

На основании вышеперечисленного и Акта обследования состояния ГЭС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.3 Охрана труда

Все работники Чарышской ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять требования в области охраны труда (правил безопасности).

Сооружения и оборудование Чарышской ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Для Чарышской ГЭС должна быть разработана схема и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения.

Подразделения Чарышской 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. При этом в помещениях должны быть предусмотрены расчетно-необходимые запасы питьевой воды, СИЗ и дыхательных смесей, соответствующее обустройство санитарно-бытовыми устройствами и дистанционными средствами связи.

Компании (организации) ГЭС несут ответственность за состояние охраны труда и безопасности на Чарышская ГЭС и должны обеспечить контроль соблюдения требований настоящего стандарта, требований инструкций по охране труда, проведением инструктажей и тренировок для отработки навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, а также навыков по закрытию вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

Персонал соответствующих подразделений Чарышская ГЭС, должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами, о наличии и порядке обновления в них запасов питьевой воды и воды для санитарных нужд, о наличии и порядке пользования соответствующими санитарно-бытовыми устройствам и дистанционными средствами связи.

Компании (организации) ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки:

- соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности,
- знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;
- знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;
- соблюдения работниками норм ОиБТ,
- правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

На Чарышской ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с дидактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России. Не разрешается допускать к обслуживанию сооружений и оборудования ГЭС работников, не прошедших медицинские осмотры.

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

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

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

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

Не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Чарышского ГУ.

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Река Чарыш - третья по полноводности река Верхнеобского бассейна (после Катуня с Бией). Берёт начало с северных склонов Коргонского хребта в 16 км от села Мендур-Соккон (Республика Алтай) на высоте 1800 м. Длина реки - 547 км, площадь водного бассейна - 22200 кв.км.

От села Усть-Калманка (83 км от устья) в течение всего периода навигации может осуществляться судоходство. Выше села Усть-Чарышская Пристань Чарыш впадает в Обь.

Среднемноголетний расход воды у с. Белоглазово 222 м³/с (объём стока 6,47 км³/год). Питание реки смешанное: снеговое и дождевое (в сумме 85% годового стока). Западносибирский тип водного режима. Весенне-летнее половодье сочетается с летне-осенними паводками. Половодье многопиковое, продолжающееся с апреля по июль, что связано с последовательным таянием снега на равнине, а затем в горах. На спаде половодья проходят дождевые паводки. Максимальный расход воды 2090 м³/с. Осенью и зимой минимальные расходы воды уменьшаются до 42,0 м³/с. Река замерзает в низовье в конце октября, в верховье – в декабре. Толщина льда достигает 1,5 м. Вскрывается Чарыш в конце марта – начале апреля. Весенний ледоход продолжается 3–5 суток, сопровождается образованием заторов льда.

Средняя мутность воды 150 г/м³ Минерализация воды небольшая, по химическому составу вода относится к гидрокарбонатному классу и кальциевой группе. По качеству вода соответствует слабо загрязнённой.

Горная часть бассейна Чарыша богата полезными ископаемыми. Здесь разведаны и в разное время добывались железные, медные, полиметаллические руды, яшмы и порфиры. Самая большая в мире ваза создана из яшмы чарышского месторождения и хранится в Эрмитаже. Долина Чарыша привлекательна для пеших и водных туристов. Организуются сплавы 2–5 категорий сложности. На берегах реки находится большое количество пещер (особенно в районе Усть-Кана). Чарыш судоходен до Усть-Калманки. В реке водятся хариус, таймень, налим, пескарь, чебак, нельма, судак, сорожка.

Климат бассейна Чарыша умеренно континентальный, с не слишком суровой зимой и умеренно тёплым летом. Здесь зона повышенного увлажнения. Бассейн Чарыша залесён. В горах произрастают ели, пихты, на равнине – берёзы, рябины, черёмуха, в долине реки много ягодных кустарников, везде яркое разнотравье. По берегам реки растёт смешанный лес – берёза, ель, пихта.

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Чарышского гидроузла (ГУ) выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;

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:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Чарыша в нижнем бьефе Чарышского ГУ;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СТО 17330282.27.140.011- 2008 «Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования», СТО 17330282.27.140.002-2008 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования». в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 17330282.27.140.011- 2008 «Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования», СТО 17330282.27.140.002-2008 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования», в соответствии с которыми:

1) Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2) Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3) Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4) Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля;

2. Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

- 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме
Код отходов по ФККО – 2014 82220101215

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (503737 м³)
q – удельный норматив образования, % (q = 1,8%)
ρ – плотность бетона, т/м³ (ρ = 2,5 т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{503737 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 22668 \text{ т} \quad (7.2)$$

2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 10 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7.3)$$

где N – количество арматуры, т (2267 т)
q – удельный норматив образования, % (q = 1,0%)
ρ – удельный вес арматуры, т/м³ (ρ = 2,0 т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{2371 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 45,34 \text{ т} \quad (4.4)$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 22668 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 45,34 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Чарышского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

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

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

Согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Чарыш от сбросов Чарышской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения в пределах промплощадок объектов Чарышской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике. Составленный график позволяет определить суммы объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации (таблица 8.1).

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2027	2028	2029	2030	2031
Установленная мощность	МВт	150	150	150	150	150
Число часов использования установленной мощности	Часы	4480	4480	4480	4480	4480
Выработка электроэнергии	МВт · ч	56000	56000	56000	56000	56000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	47	47	47	47	47
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	55953	55953	55953	55953	55953
Тариф на электроэнергию	руб./ МВт · ч	1235	1262	1289	1318	1346
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	69,10	70,61	72,12	73,75	75,31
НДС к выручке	млн. руб.	11,52	11,77	12,02	12,29	12,55

На основании данных таблицы 8.1 можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей и рост тарифов на электроэнергию.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «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 и объектов 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 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	38,28
Прочие	274,0	41,1
Итого по ГЭС	–	79,38

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
От 100 до 399	0,06%	0,09%	0,14%	0,20%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	14,475
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	0,894
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	0,311
Итого	–	15,68

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Чарыш составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	51,44	55,47	59,17	59,25	59,25
Расходы на страхование, млн.руб.	56,21	56,91	57,26	56,58	55,90
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	46,30	79,38	79,38	79,38	79,38
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,95	1,98	2,98	2,95	2,91

Продолжение таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	9,05	15,68	15,68	15,68	15,68
Налог на воду, млн.руб.	2,59	6,22	6,22	6,22	6,22
Итого, млн.руб.	167,55	215,64	220,69	220,06	219,34

Исходя из данных таблицы видно, что затраты по гидроузлу ежегодно увеличиваются за счёт ежегодного увеличения расходов на страхование и амортизационных отчислений.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

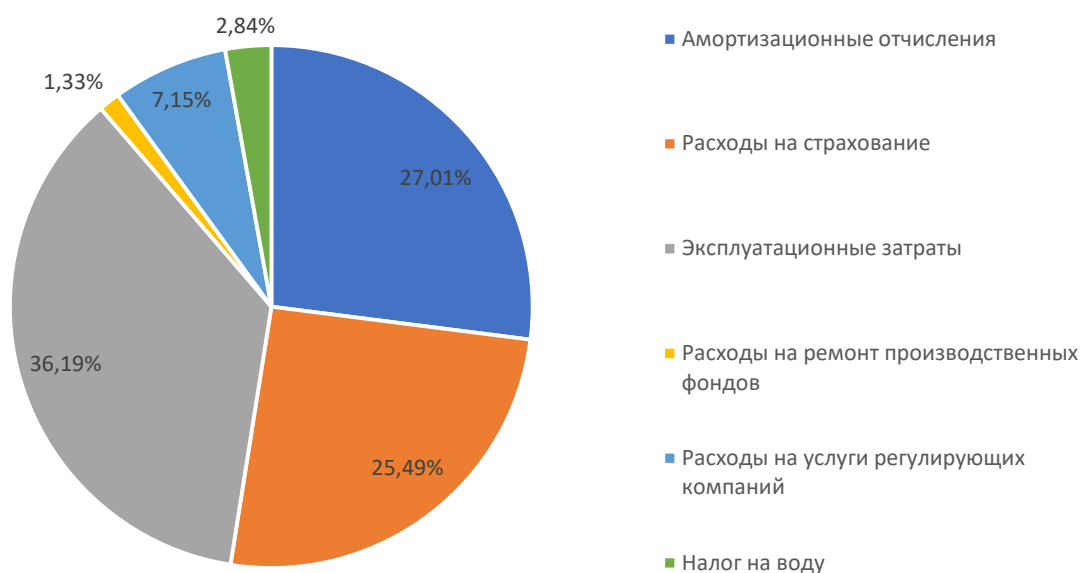


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

В структуре затрат наибольшая доля средств приходится на эксплуатационные затраты генерирующего объекта, что в среднем составляет 30-40% от суммарных издержек для ГЭС средней мощности. Основными составляющими эксплуатационных расходов являются:

- Заработная плата эксплуатационного персонала с начислениями;
- Расходы по текущему ремонту сооружений и оборудования;
- Общестанционные и прочие расходы — на отопление помещений, содержание транспорта, на охрану, командировки и т. д.;
- Дополнительные расходы на борьбу с шугой, наносами и т. п.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 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 за исследуемый период приведены в таблице 8.6. Структура налогов представлена на рисунке 8.2.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	227,96	234,22	240,84	247,28	253,91
НДС, млн.руб.	161,02	287,34	293,70	299,90	306,24
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	23,95	23,95	23,95	23,95	23,95
Налог на имущество, млн.руб.	107,07	105,77	104,47	103,16	101,86
Итого, млн.руб.	520,01	651,28	662,95	674,28	685,97

Наибольшую долю от общих налоговых расходов имеют налог на прибыль и НДС. Объёмы данных налогов обусловлены числом часов использования установленной мощности, а также обеспечением выработки электроэнергии Чарышской ГЭС, которая имеет определённую стоимость.

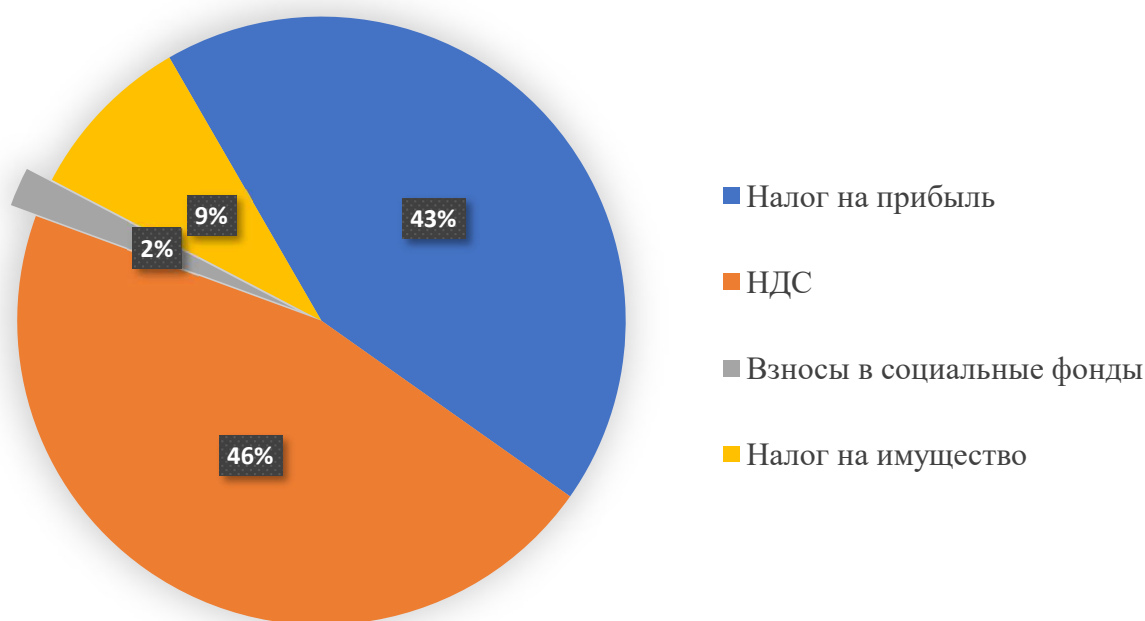


Рисунок 8.2 – Структура налогов, %

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	640,95	1310,48	1344,81	1376,96	1409,38
Текущие расходы, млн.руб.	167,55	215,64	220,69	220,05	219,34
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	473,39	1094,84	1124,12	1156,9	1190,03
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	7,89	18,25	18,73	19,28	19,83
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	465,505	1076,59	1105,38	1137,62	1170,20
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 8.3 показана сумма чистой прибыли по годам прогнозирования.

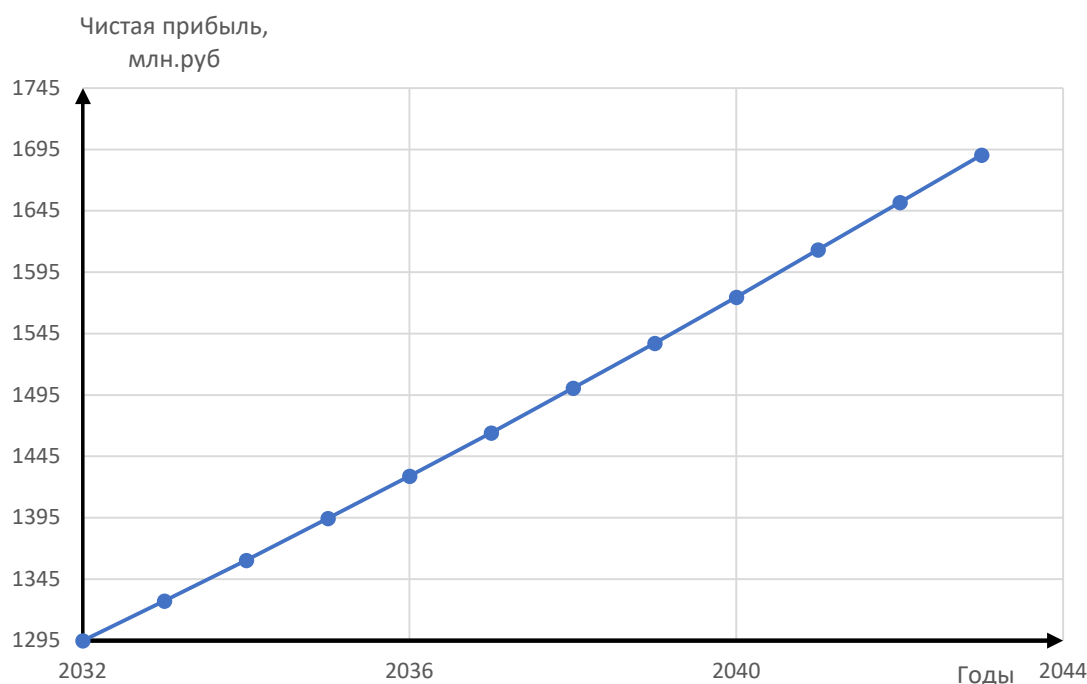


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн.руб.

В связи с ростом цен на электроэнергию и мощность в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» в прогнозируемом периоде наблюдается рост суммы чистой прибыли.

8.3 Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта

На рисунке В.1 представлен график с указанием этапов реализации проекта. Рисунок В.1 представлен в приложении В.

По рисунку В.1 видно, что проект полностью окупается ещё до конца строительных работ, это связано с запуском последнего гидроагрегата, пуск которого запланирован на начало 2026 года. В связи с этим гидроэлектростанция выйдет на проектную мощность, что обеспечит большие продажи электроэнергии, а соответственно увеличится и прибыль.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учётом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

8.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:
а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утверждённых приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №2 4-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утверждёнными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.1999 г. №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 проведены с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Чарышской ГЭС составляет 30 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 течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Чарышская ГЭС на реке Чарыш»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	111
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	1275,21
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,22
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,32
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,17
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	141280

Показатель чистого приведённого дохода инвестиционного проекта $NPV > 0$, следовательно, проект пригоден для инвестирования. Индекс прибыльности ($PI = 1,22$ руб.) больше единицы, а значит инвестиции в проект эффективны и инвестированные средства приносят доход. Период окупаемости проекта составляет 111 месяцев, следовательно, проект окупится ещё до окончания, так как длительность проекта составляет 360 месяцев (30 лет).

8.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
В федеральный бюджет, млн.руб.	251,39	419,16	551,73	564,70	577,34

Продолжение таблицы 8.9

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
В региональный бюджет, млн.руб.	108,38	107,07	105,77	104,47	103,16
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	359,77	526,23	657,5	669,17	680,50

Налоговым законодательством РФ предусмотрены налоги и сборы, которые подлежат перечислению в федеральный и региональный бюджеты. Каждый из них служит для выполнения соответствующих функций. В связи с увеличением прибыли, которая растёт с каждым годом реализации проекта, увеличиваются и налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты (таблица 8.9).

8.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности – это основной метод оценки эффективности и рисков любого проекта в зависимости от изменения ключевых параметров. В данном разделе проведён анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- объёма инвестиций;
- цены сбыта;
- ставки дисконтирования.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения объёма инвестиций в рассматриваемый проект представлено на рисунке 8.4.

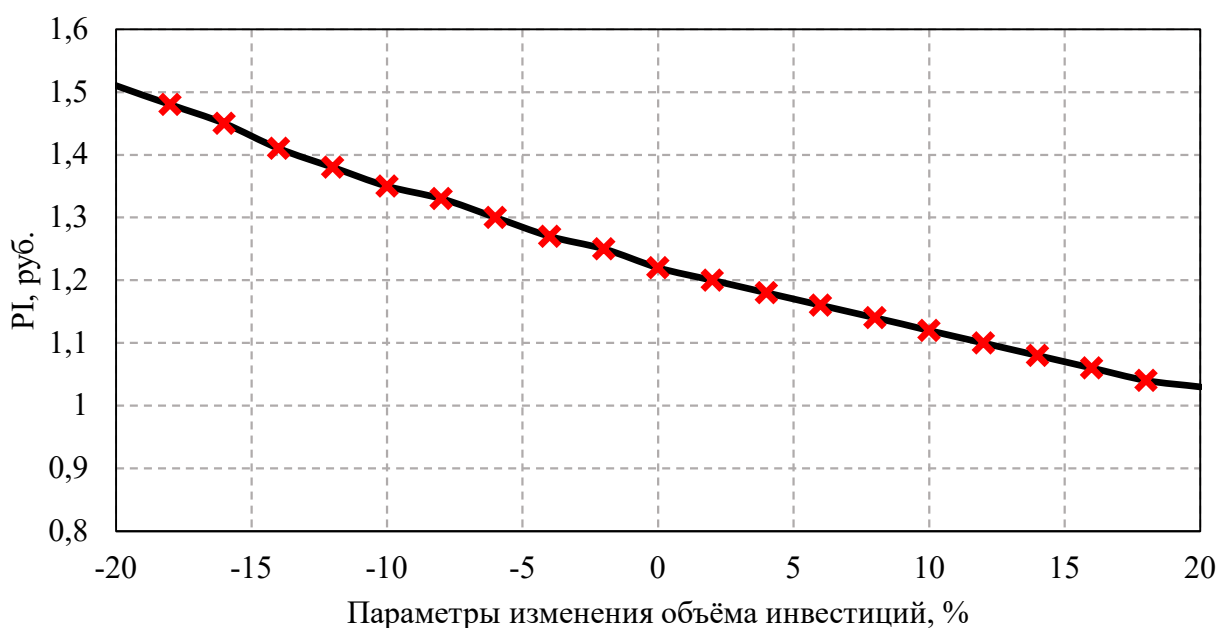


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

По графику, представленному на рисунке 8.4, видно, что при увеличении объёма инвестиций на 20 процентов индекс доходности снижается на 0,6 руб., в то время как, при снижении объёма инвестиций на те же 20 процентов, индекс доходности увеличивается на 0,7 руб. Следовательно, можно сказать, что увеличение объёма инвестиций неизбежно ведёт к обратному эффекту величины индекса доходности (PI), а именно к его уменьшению.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения цены сбыта в рассматриваемом проекте представлено на рисунке 8.5.

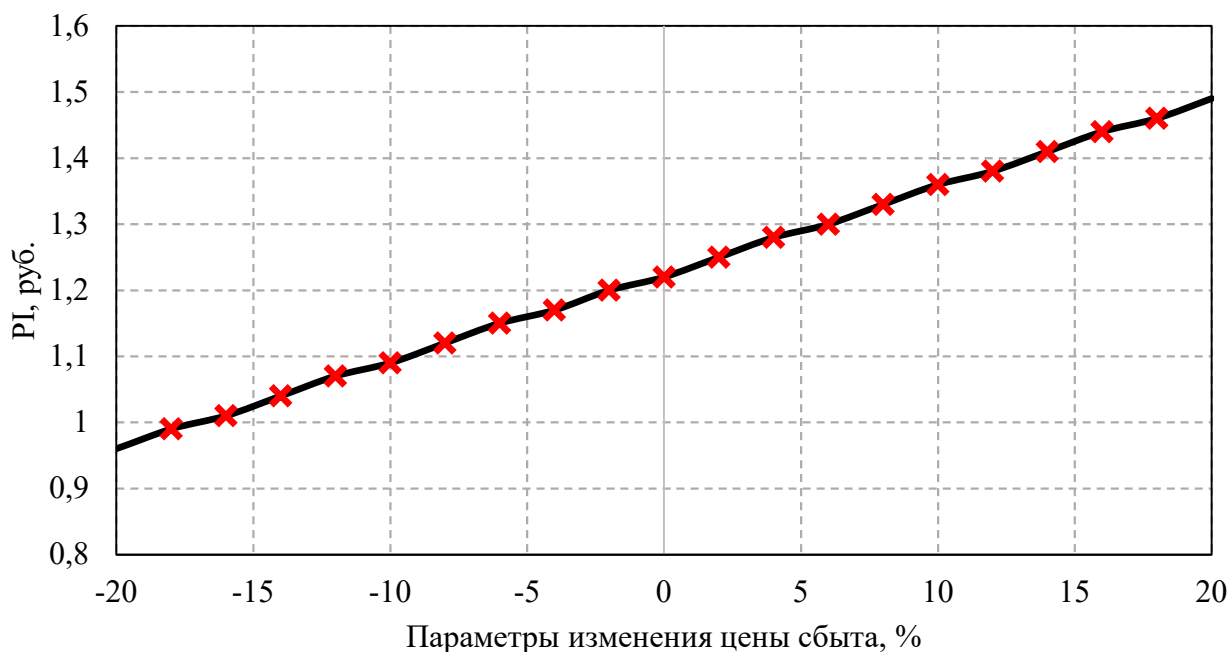


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

По графику, представленному на рисунке 8.5, можно сказать, что наблюдается прямая зависимость, так как при увеличении цены сбыта на 20 процентов индекс доходности увеличивается на 0,6 руб.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения ставки дисконтирования в рассматриваемом проекте представлено на рисунке 8.6.

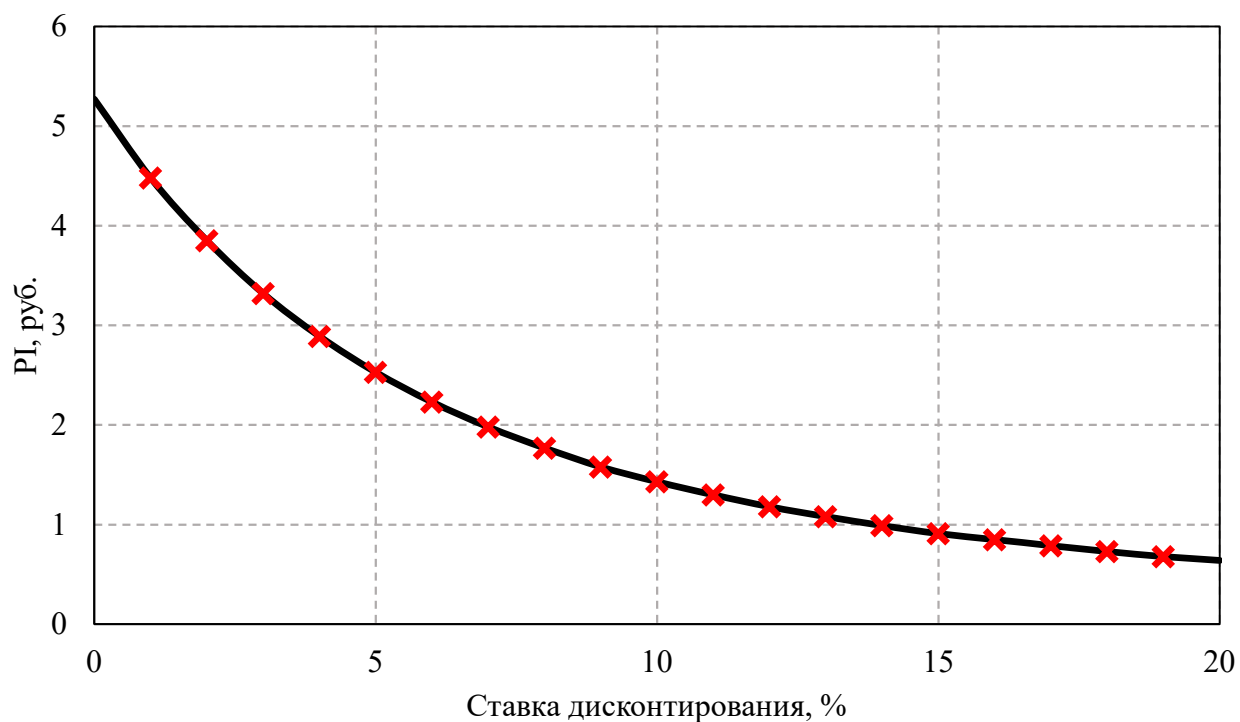


Рисунок 8.6 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По графику, представленному на рисунке 8.6, видно, что величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведённый доход.

9 Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел.

9.1 Общие сведения.

Масляное хозяйство является одной из важнейших систем обеспечения надежности работы гидростанции. Оно включает в себя устройства, которые должны гарантировать:

- прием свежего масла с транспортных средств;
- хранение свежего и отработанного масла;
- выдачу на транспортные средства отработанного масла;
- очистку, сушку, регенерацию масла (последнее при соответствующем обосновании);
- прием масла из оборудования и подача масла в оборудование после обработки;
- аварийный прием масла при повреждении оборудования.

Масляное хозяйство включает в себя центральную часть, где сосредоточено хранение масла и его обработка, и разветвленную часть маслопроводов вдоль здания ГЭС, с помощью которой производится слив масла из маслonaполненных узлов агрегата в центральную часть в период ремонта агрегатов, а также заливка этих узлов обработанным маслом после ремонта агрегата.

Масла подразделяются, в основном, на смазочные (для турбинного оборудования и генераторов) и изоляционные (для трансформаторов, высоковольтных вводов и масляных выключателей), а также компрессорное масло (для компрессоров) и другие.

Учитывая применение нескольких различных сортов масла, не допускающих смешивания из-за различия их физико-химических свойств, на ГЭС создается хранилище, обеспечивающее раздельное хранение масел в разных емкостях со своей системой маслопроводов.

В агрегате масло используется в системе регулирования турбины, элементами которой являются МНУ, сервомоторы направляющего аппарата, сервомотор в рабочем колесе (на поворотно-лопастных турбинах), масляные подшипники на некоторых типах турбин, а также подпятники и подшипники генератора.

В центральной части маслохозяйства располагается специальное помещение для размещения маслоочистительных аппаратов (сепараторы-центрифуги и фильтр-прессы), которые предназначены для удаления из масла механических примесей и воды.

9.2 Требования к энергетическим маслам.

Все энергетические масла (турбинные, трансформаторные, компрессорные, индустриальные и др.) и пластичные смазки, принимаемые на ГЭС от поставщиков, должны иметь паспорта (спецификации соответствия для импортных масел и смазок) качества и паспорта безопасности от изготовителя, определяющих технические требования к качеству масла или смазки при их производстве изготовителем, а также их гигиенические характеристики согласно ТР ТС 030/2012, ПТЭ.

В паспортах должна содержаться информация об изготовителе масла или смазки (а не только поставщика масла или смазки), номер и дата выработки партии масла или смазки у изготовителя. Дополнительно рекомендуется запрашивать у поставщика масла или смазки копию Свидетельства о государственной аккредитации испытательной лаборатории, подтвердившей соответствие качества конкретной партии масла или смазки требованиям нормативной документации (международной спецификации, международным или национальным стандартам, техническим условиям). Данная информация необходима для минимизации рисков поставки на ГЭС некондиционных масел и смазок

Все энергетические масла должны быть подвергнуты лабораторному анализу в целях определения их соответствия требованиям нормативной документации (международной спецификации, международным или национальным стандартам, техническим условиям).

9.3 Контроль качества масел

9.3.1 Трансформаторное масло

Трансформаторное масло, слитое в резервуары МХ, подвергается лабораторным испытаниям по следующим показателям качества сразу после его приема из транспортной емкости или после слива из нового оборудования:

- внешний вид;
- кислотное число;
- температура вспышки в закрытом тигле;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- плотность;
- тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°C.

Находящееся на хранении свежее или регенерированное трансформаторное масло испытывается с периодичностью не реже одного раза в четыре года по следующим показателям качества:

- внешний вид;
- кислотное число;
- температура вспышки в закрытом тигле;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;

- плотность;
- содержание водорастворимых кислот;
- содержание присадок; тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°C;
- стабильность против окисления.

Объем и периодичность контроля трансформаторных масел определяется требованиями к испытанию электрооборудования, которые регламентируют документы (руководства) по эксплуатации электрооборудования

Основные правила подготовки и залива трансформаторного масла приведены в инструкциях изготовителей электрооборудования и в стандартах

После капитального ремонта в силовые и измерительные трансформаторы, а также масляные выключатели допускается заливать подготовленные (очищенные) свежие, эксплуатационные и регенерированные масла, а также их смеси, если их качество удовлетворяет требованиям.

9.3.2 Турбинное масло

Турбинное масло, слитое в резервуары МХ, подвергается лабораторным испытаниям по следующим показателям качества сразу после его приема из транспортной емкости:

- стабильность против окисления;
- антикоррозийные свойства;
- время деэмульсации.

В случае несоответствия качества масла по этим показателям требованиям должен быть выполнен анализ пробы, отобранной из транспортной емкости.

Находящееся на хранении свежее турбинное масло должно соответствовать требованиям, приведенным в ГОСТ 9972 по следующим показателям качества, определяемым с периодичностью не реже одного раза в 4 года для масел типа Тп30 (импортные масла класса вязкости 46 по ИСО 3448):

- кинематическая вязкость;
- кислотное число;
- температура вспышки в открытом тигле;
- время деэмульсации;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей;
- содержание воды;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- стабильность против окисления;
- антикоррозийные свойства;
- содержание антиокислительной присадки;
- содержание шлама.

Эксплуатационные или регенерированные турбинные масла, предназначенные к заливу в гидроагрегаты, проверяются на соответствие требованиям непосредственно перед заливом в оборудование по показателям:

- содержание воды;

- класс промышленной чистоты;
- кислотное число;
- время деэмульсации;
- содержание шлама.

Качество регенерированного нефтяного турбинного масла или эксплуатационного нефтяного турбинного масла, вводимого в работу после его очистки на маслохозяйстве, должно удовлетворять требованиям. Перед заполнением или доливкой маслосистем гидроагрегата эксплуатационным или регенерированным маслом необходимо отобрать пробу из емкости хранения МХ и выполнить анализ, в объем которого входит определение показателей:

- внешний вид;
- кислотное число;
- время деэмульсации;
- содержание шлама (общее);
- класс промышленной чистоты;
- содержание воды.

Объем испытаний и нормативные значения показателей качества турбинных масел, подготовленных к заливу в различное насосное и вспомогательное оборудование, определяется требованиями документов заводов – изготовителей оборудования. Если нет указаний в заводских инструкциях, то выполнить анализ, в объем которого входит определение показателей:

- внешний вид;
- кислотное число;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- содержание шлама (общее, качественное определение, только для эксплуатационных масел);
- содержание воды.

Контроль качества турбинного масла при эксплуатации в оборудовании. Визуальный контроль турбинного масла, применяемого в гидроагрегатах, должен проводиться 1 раз в неделю, а на автоматизированных ГЭС – не реже 1 раза в месяц согласно ПТЭ. Визуальный контроль масла заключается в проверке его внешнего вида, масло должно быть прозрачным и свободным от загрязнений и осадков (не содержать видимых загрязнений, воды, шлама и механических примесей). При визуальном обнаружении в масле механических примесей, шлама или воды, а также при помутнении масла, должен быть проведен его внеочередной анализ.

После залива масла в гидроагрегат после монтажа или капитального ремонта следует отобрать пробу через 72 ч непрерывной работы маслосистемы и выполнить анализ масла по следующим показателям:

- внешний вид;
- кислотное число;
- время деэмульсации;
- содержание шлама (общее);
- класс промышленной чистоты;

- содержание воды.

Результаты этих испытаний позволят оценить показатели качества масла в начальный период эксплуатации агрегата.

Анализ турбинного масла из гидроагрегатов на соответствие требованиям следует осуществлять: через 1 месяц после начала его эксплуатации в маслосистеме агрегата по всем показателям; для масла с содержанием шлама менее 0,005% масс. – не реже 1 раза в год по показателям «кислотное число», «содержание шлама (общее)», «класс промышленной чистоты» и «содержание воды»; для масла из гидроагрегатов с содержанием шлама 0,005% масс. и более – не реже 1 раза в 6 месяцев по показателям «кислотное число», «содержание шлама (общее)», «класс промышленной чистоты» и «содержание воды».

9.3.3 Индустриальное масло

Качество, находящихся на хранении свежих индустриальных, компрессорных, гидравлических и других типов масел, а также пластичных смазок, должно соответствовать требованиям нормативных документов (спецификации или соответствующего стандарта или технических условий). Контроль качества свежих индустриальных, гидравлических и других типов масел, а также пластичных смазок, при хранении не регламентируется.

Объем испытаний и нормативные значения показателей качества масел, заливаемых в насосное, компрессорное и другое энергетическое оборудование ГЭС, а также пластичных смазок, определяется требованиями документов изготовителей оборудования. Если нет соответствующих указаний в инструкциях изготовителя, то рекомендуется выполнить анализ, в объем которого входит определение показателей:

- внешний вид;
- кинематическая вязкость;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- содержание шлама (общее, качественное определение, только для эксплуатационных масел);
- плотность;
- содержание воды.

Качество масла и пластичных смазок должно соответствовать требованиям, приведенным в инструкциях изготовителей оборудования.

9.4 Восстановление параметров масел

9.4.1 Трансформаторное масло

Для очистки масла применяются различные физические и физико-химические методы удаления из них всех типов загрязнения (механические примеси, растворенная и дисперсная вода, шлам, растворенные газы и др.).

Применяются следующие физические методы удаления загрязнений из масла: гравитационный (отстаивание в резервуарах); центробежный (центробежные сепараторы, центрифуги); объемная фильтрация (целлюлозные и синтетические фильтры, фильтровальный картон, ткань Бельтинг и др.); поверхностная фильтрация (сетки, мембраны и др.); электрофизический (электростатические очистители); магнитный (магнитные фильтры); испарение (вакуумные дегазационные установки и др.)

Основным физико-химическим методом очистки, применяемым на энергетических предприятиях, является адсорбция (очистка цеолитами и другими сорбентами). Физические методы используются для глубокой осушки и дегазации масла, из них наиболее широкое применение имеют вакуумные технологии. Осушка масла продувкой горячим воздухом или инертным газом при атмосферном давлении в настоящее время практически не применяется. Электростатическая очистка масла позволяет удалять из масла механические примеси и шлам без применения расходных материалов. Технология подготовки (очистки) трансформаторных масел, обычно применяемая на ГЭС, предусматривает комбинацию различных методов. Предварительная, грубая очистка масла (свежего или отработанного) от дисперсной воды и механических примесей (шлама) осуществляется в резервуарах открытого склада масляных хозяйств с помощью отстаивания при хранении. Выделившиеся загрязнения периодически удаляются из резервуаров при помощи дренажей донных слоев (осадков) масла. При этом удаляются, как правило, крупные и тяжелые частицы размером свыше 40 мкм. Наиболее эффективны для этих целей вертикальные резервуары с конусными днищами. Очистка электроизоляционного масла осуществляется, в основном, при его подготовке к заливу в электрооборудование или во время ремонта. При этом применяются следующие технологии (или их комбинации): центробежновакуумная, адсорбционная на стационарном слое, глубокая вакуумная осушка и фильтрация

Наиболее широко для регенерации масла используются сорбционные технологии. Регенерация осуществляется с применением двух основных методов, это – контактная очистка мелкодисперсным сорбентом и (или) адсорбция на стационарном слое гранулированного сорбента. Основными сорбентами для очистки на стационарном слое являются силикагель КСКГ, ШСКГ и активные окиси алюминия АОА1 и АОА2, гранулированные алюмосиликатные сорбенты. Для контактной очистки используются природные сорбенты, в первую очередь, Зикеевская отбеливающая земля.

9.4.2 Турбинное масло

Для очистки турбинных масел применяются различные физические и физико-химические методы удаления из них всех типов загрязнения (механические примеси, растворенная и дисперсная вода, шлам, растворенные газы и др.).

Применяются следующие физические методы удаления загрязнений из масла: гравитационный (отстаивание в резервуарах); центробежный

(центробежные сепараторы, центрифуги); объемная фильтрация (целлюлозные и синтетические фильтры, фильтровальный картон, ткань Бельтинг и др.); поверхностная фильтрация (сетки, мембраны и др.); электрофизический (электростатические очистители); магнитный (магнитные фильтры); испарение (вакуумные дегазационные установки и др.)

Основным физико-химическим методом очистки, применяемым на ГЭС, является адсорбция (очистка цеолитами и другими сорбентами), которые применяются при регенерации отработанных турбинных масел на МХ. Физические методы используются для глубокой осушки и дегазации масла, из них наиболее широкое применение имеют вакуумные технологии. Осушка масла продувкой горячим воздухом или инертным газом при атмосферном давлении в настоящее время практически не применяется. Электростатическая очистка масла позволяет удалять из масла механические примеси и масляный шлам без применения расходных материалов. Технология подготовки (очистки) турбинных масел, обычно применяемая на ГЭС, предусматривает комбинацию различных методов.

Предварительная, грубая очистка масла от дисперсной воды и механических примесей (шлама) осуществляется в резервуарах открытого склада масляных хозяйств или масляных баков оборудования с помощью отстаивания при хранении. Выделившиеся загрязнения периодически удаляются из резервуаров или маслобаков при помощи дренажей донных слоев (осадков) масла. При этом удаляются, как правило, крупные и тяжелые частицы размером свыше 40 мкм и отстой воды. Очистка турбинного масла осуществляется при его подготовке к заливу в оборудование или во время эксплуатации в постоянном или периодическом (на основании результатов анализа масла) режиме. Применяются следующие технологии (или их комбинации): центробежная, электростатическая, вакуумная осушка и фильтрация (эффективность действия МОО проверяется по приложению В настоящего стандарта).

9.5 Схемы маслохозяйства ГЭС

Каждая электрическая станция или сеть должна быть оборудована масляным хозяйством необходимость сооружения МХ, а также выбор вида МХ и сооружений решается собственником конкретного объекта в зависимости от условий размещения объекта и возможности приобретения масла необходимого качества и в необходимом количестве.

На ГЭС, ГАЭС в зависимости от конкретных условий сооружаются следующие виды МХ:

станционное, предназначенное для обслуживания только объекта базирования (например: крупной ГЭС);

центральное, предназначенное для обслуживания кроме объекта базирования, также и других объектов (например: ГЭС каскада);

филиальное, предназначенное для обслуживания объекта базирования с использованием оборудования, средств и персонала центрального маслохозяйства.

Схема маслохозяйства должна обеспечивать контроль качества масел при приеме, хранении, перекачке, переработке, поставке к потребителям, эксплуатации.

Для обслуживания маслonaполненного оборудования должны быть организованы централизованные масляные хозяйства, оборудованные резервуарами для хранения масла, насосами, оборудованием для очистки, осушки и регенерации масел, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла. Местоположение и объем централизованных масляных хозяйств определяется схемой организации эксплуатации энергосистемы.

На гидроэлектростанциях предусматриваются масляные хозяйства, состоящие из склада масла и мастерской маслохозяйства с оборудованием для обработки и анализа масла.

Склады масла таких маслохозяйств должны иметь резервуары для изоляционного масла.

Емкость каждого резервуара должна быть не менее емкости одного наиболее крупного трансформатора с запасом 10%.

В зависимости от оснащенности энергосистемы передвижными установками по обработке масла и транспортным связям между ПС и централизованным маслохозяйством энергосистемы мастерская маслохозяйства может оснащаться не всеми стационарными установками по обработке масла или совсем не сооружаться. В последнем случае необходимо предусматривать аппаратную маслохозяйства с коллектором для присоединения передвижных маслообрабатывающих установок изоляционного масла.

Проектирование собственного масляного хозяйства должно производиться в соответствии с требованиями настоящего раздела и ведомственных норм.

На Саяно– Шушенской ГЭС схема маслохозяйства включает в себя следующие помещения.

Баковая, где установлены баки с маслом на отметке 310.70. Графическое изображение расположено в приложении Е на рисунке Е.5. В этом помещении установлены баки для хранения турбинного и трансформаторного масла, используемого в системе маслохозяйства ГЭС.

Аппаратная установлена на этой же отметке. В ней располагаются насосы НМШ32-10-18/4-1, для перекачки и выдачи масла по маслопроводам. Так же в этом помещении располагается установки для очистки масла от примесей Pall HNPO74 и Pall NFKF 350.

На этой же отметке расположен склад для хранения компрессорных масел.

На отметке 327.00 установлены баки для сбора воды и масла из под трансформаторов. Графическое изображение расположено в приложении Е на рисунке Е.1

На этой же отметке располагается Штуцерная для приема свежего масла и откачки отработанного масла. Графическое изображение расположено в приложении Е на рисунке Е.3

На отметке 333.00 располагается трансформаторная мастерская. В ней установлены баки и различные установки (фильтра, дегазационные установки и

др.) для контроля масел, обработки, и залива в маслохозяйство. Графическое изображение расположено в приложении Е на рисунке Е.2 и рисунке Е.4.

Дополнительно на уровне верхнего бьефа расположены помещения и резервуары, необходимые для управления затворами и вспомогательным оборудованием.

9.6 Применение импортных масел.

При поставке на ГЭС импортных трансформаторных масел их качество должно соответствовать требованиям документов изготовителя маслonaполненного оборудования, ГОСТ 54331, IEC 60296:2012, спецификации соответствия изготовителя импортного масла.

При поставке на ГЭС импортных турбинных масел их качество должно соответствовать требованиям документов изготовителя маслonaполненного оборудования, настоящего стандарта, ГОСТ 9972, ИСО 8068:2006, спецификации соответствия изготовителя импортного масла.

При поставке на ГЭС импортных промышленных, компрессорных, гидравлических или других типов масел, а также пластичных смазок, их качество должно соответствовать требованиям документов изготовителя маслonaполненного оборудования, настоящего стандарта, спецификации соответствия изготовителя импортного масла или смазки.

На Саяно-Шушенской ГЭС применяются импортные трансформаторное масло NYTRO 11GX, и турбинное масло Shell Turbo T46.

Для примера сравним популярное отечественное масло Тп-30 и импортное Shell Turbo T46. Данные сравнения основных параметров представлены в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Основные показатели турбинного масла.

Показатель	Shell Turbo T46	Тп-30
Соответствие ISO	VG 46	VG 46
Вязкость кинематическая при 50°C, мм ² /с	46	41.4-50.6
Индекс вязкости, не менее	105	95
Плотность при 20°C, кг/м ³ , не более	858	895
Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,1	0,5
Температура вспышки в открытом тигле, °C	220	190
Температура застывания, °C	-12	-10

Преимущества масла Shell Turbo T46:

Использование базовых масел с хорошей окислительной стабильностью, вместе с пакетом антиокислительных присадок, обеспечивает высокую стабильность к окислению. В результате увеличивается срок службы масла,

сводится к минимуму образование вызывающих коррозию агрессивных кислот, отложений и шламов, а также уменьшаются эксплуатационные расходы.

В состав масла входят бессиликосиловые антипенные присадки, которые тормозят пенообразование. Это свойство вместе с быстрой деаэрацией снижает возможность появления таких проблем, как кавитация насоса, чрезмерное изнашивание и преждевременное окисление масла, обеспечивая более надежную работу системы.

Избыток воды, может быть легко удален из системы смазки, тем самым сводится к минимуму коррозия и преждевременное изнашивание оборудования, а также уменьшается риск незапланированного ремонта.

Предотвращает образование ржавчины и защищает от коррозии оборудование, подвергающееся воздействию влаги или воды во время работы или остановок, сводя к минимуму техобслуживание.

Использование глубокоочищенных базовых масел и специальных присадок предотвращает агрессивное воздействие аммиака, минимизирует возможность разрушения масла образующимися в нем растворимыми и нерастворимыми соединениями аммиака.

Масло Shell Turbo Oil T 46 снижает образование отложений, которые могут снизить надежность работы подшипников и системы масляного уплотнения.

Преимущества масла ТП-30:

Повышенная стабильность против окисления продлевает срок службы масла и технологического оборудования, позволяет эксплуатировать масло в турбинах, имеющих зоны высокого нагрева масла в нормальных рабочих режимах;

Превосходные деэмульгирующие свойства позволяют эксплуатировать масло даже в условиях повышенного обводнения, что характерно для турбин с большим износом;

Высокий индекс вязкости и низкая кавитация;

Улучшенная эксплуатационная и техническая безопасность благодаря сниженной летучести компонентов масла.

Исходя из сравнения, можно сделать вывод, что импортные масла имеют множество присадок, положительно влияющих на основные эксплуатационные свойства, но в то же время, импортные масла более дорогие чем отечественные.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Чарышского гидроузла на реке Чарыш, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 150 МВт и среднемноголетняя выработка 672 млн. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 49,0 м;
- расчетный – 40,5 м;
- минимальный – 25,7 м;

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ50-В и ПЛД50-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ50-В-400. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 200 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-590/175-60 с номинальной активной мощностью 50 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (4 одиночных блока, 2 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 80000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-2000/13,8, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-240/32.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой с водосбросами совмещенного типа. В состав сооружения входят:

- правобережная грунтовая плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- левобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 36,4 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 598,00;
- число водопропускных отверстий – 2;
- ширина водопропускных отверстий – 10 м;
- отметка гребня плотины – 654,80;
- ширина гребня – 19 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется отброшенная струя. Бетонная плотина

разделяется по длине постоянными температурными швами на отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при температурной деформации в различных частях тела плотины и при неравномерных осадках основания.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,33 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Чарышского гидроузла соответствует всем требованиям надежности и другим требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 111 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,17 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 141280 руб./кВт.

Таким образом строительство Чарышского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106 стр.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох П.И., Нещеретный П.М., Чекулаев В.А. Козловые краны для гидроэлектростанций. М., «Машиностроение», 1972. – 168 с.
11. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ. 19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
16. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
19. 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.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
21. 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.
22. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>
23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
24. 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.
25. 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.
26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
28. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.

29. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
30. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
31. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
32. Постановление Правительства Российской Федерации «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс]: постановление правительства от 02.11.2013 №986 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
33. 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.
34. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
35. Справочник по гидравлическим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
36. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
37. 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.
38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
39. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
40. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
41. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117-ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
42. Инаходова Л.М., Гольдштейн В.Г., Казанцев А.А. О проблемах электроснабжения и повышения энергоэффективности при применении современных силовых трансформаторов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2014. № 5. С. 107–111.

43. Кузнецов Д.В., Гольдштейн В.Г. Совершенствование концепции и методов организации энергоснабжения мегаполисов // Промышленная энергетика. 2014. № 2. С. 7–12.

44. СТО 70238424.27.100.052-2013 «Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей условия поставки нормы и требования»- Дата введения- 2013-02-28- Москва: НП «ИНВЭЛ», 2013 -15 с.

45. СТО РусГидро 02.01.112-2015 «Гидроэлектростанции. Энергетические масла и маслохозяйства. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.» Дата введения- 08.09.2014- Москва: ОАО «РусГидро» 2015 -105 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А.

Водно-энергетические расчёты

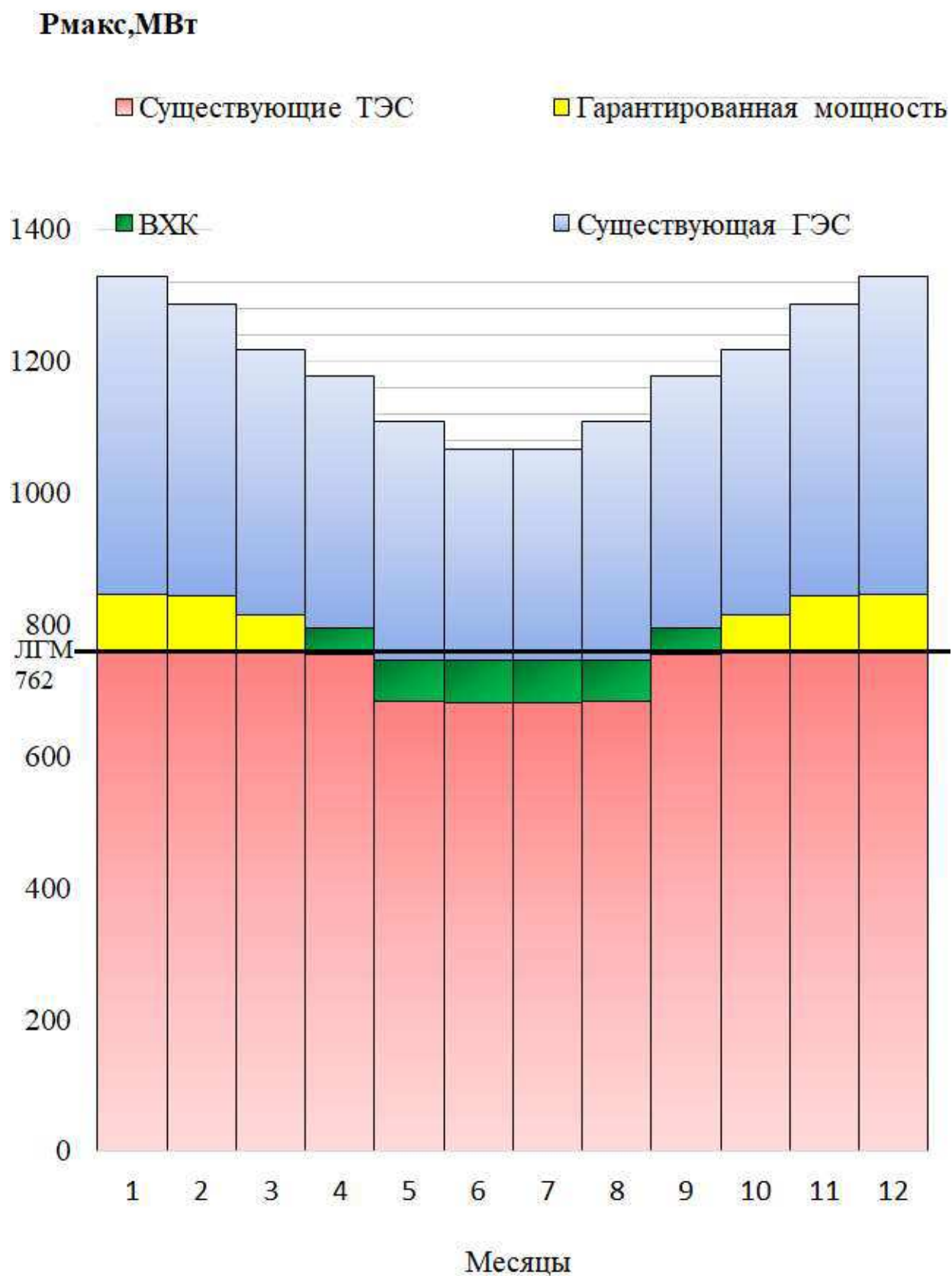


Рисунок А.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$
X	106	0	0	3	0	103	-59	44	100	0	44
XI	100	0	0	3	0	97	16	113	100	0	113
XII	56	0	0	3	0	53	63	116	100	0	116
I	36	0	0	3	0	33	86	119	100	0	119
II	28	0	0	3	0	25	96	121	100	0	121
III	38	0	0	3	0	35	13	48	100	0	48
IV	58	0	0	3	0	55	45	100	100	0	100
V	439	4	0	-7	9	433	-292	141	150	0	150
VI	550	5	0	-14	11	548	-409	139	150	0	150
VII	243	2	0	0	5	236	-91	145	150	0	150
VIII	260	2	0	0	5	253	-108	145	150	0	150
IX	154	2	0	0	0	152	-52	100	100	0	100

Окончание таблицы А.1

Месяц	$V_{\text{в-ща}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{Гар}}, \text{МВт}$
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	3,20	-0,15	3,35	650,00	650,94	650,47	600,58	49,39	19	19
XI	3,35	0,04	3,31	650,94	650,69	650,82	601,29	49,03	48	48
XII	3,31	0,16	3,15	650,69	649,68	650,19	601,33	48,35	49	49
I	3,15	0,22	2,92	649,68	648,34	649,01	601,36	47,15	49	49
II	2,92	0,25	2,67	648,34	646,80	647,57	601,37	45,70	48	48
III	2,67	0,03	2,64	646,80	646,58	646,69	600,62	45,57	19	19
IV	2,64	0,12	2,52	646,58	645,79	646,19	601,17	44,52	39	ВХК
V	2,52	-0,76	3,28	645,79	650,50	648,15	601,36	46,29	60	ВХК
VI	3,28	-1,06	4,34	650,50	655,36	652,93	601,36	51,07	67	ВХК
VII	4,34	-0,24	4,58	655,36	652,79	654,08	601,36	52,22	68	ВХК
VIII	4,58	-0,28	4,86	652,79	643,52	648,16	601,36	46,30	60	ВХК
IX	4,86	-0,13	4,99	643,52	635,24	639,38	601,17	37,71	33	ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$
X	106	0	0	3	0	103	23	126	100	0	126
XI	100	0	0	3	0	97	107	204	100	0	204
XII	56	0	0	3	0	53	164	217	100	0	217
I	36	0	0	3	0	33	203	236	100	0	236
II	28	0	0	3	0	25	243	268	100	0	268
III	38	0	0	3	0	35	167	202	100	0	202
IV	58	0	0	3	0	55	45	100	100	0	100
V	439	4	0	-7	9	433	-292	141	150	0	150
VI	550	5	0	-14	11	548	-409	139	150	0	150
VII	243	2	0	0	5	236	-91	145	150	0	150
VIII	260	2	0	0	5	253	-108	145	150	0	150
IX	154	2	0	0	0	152	-52	100	100	0	100

Окончание таблицы А.2

Месяц	$V_{\text{в-ща}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{Гар}}, \text{МВт}$
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	3,20	0,06	3,14	650,00	649,64	649,82	601,42	47,90	53	53
XI	3,14	0,28	2,86	649,64	647,98	648,81	602,05	46,26	82	82
XII	2,86	0,43	2,44	647,98	645,17	646,58	602,14	43,94	83	83
I	2,44	0,53	1,91	645,17	640,90	643,04	602,28	40,26	83	83
II	1,91	0,63	1,28	640,90	635,15	638,03	602,50	35,03	82	82
III	1,28	0,43	0,85	635,15	630,41	632,78	602,03	30,25	53	53
IV	0,85	0,12	0,73	630,41	628,66	629,54	601,17	27,87	24	ВХК
V	0,73	-0,76	1,49	628,66	637,08	632,87	601,36	31,01	40	ВХК
VI	1,49	-1,06	2,55	637,08	645,96	641,52	601,36	39,66	52	ВХК
VII	2,55	-0,24	2,78	645,96	647,50	646,73	601,36	44,87	59	ВХК
VIII	2,78	-0,28	3,06	647,50	649,19	648,35	601,36	46,49	61	ВХК
IX	3,06	-0,13	3,20	649,19	650,00	649,60	601,17	47,93	42	ВХК

Продолжение приложения А

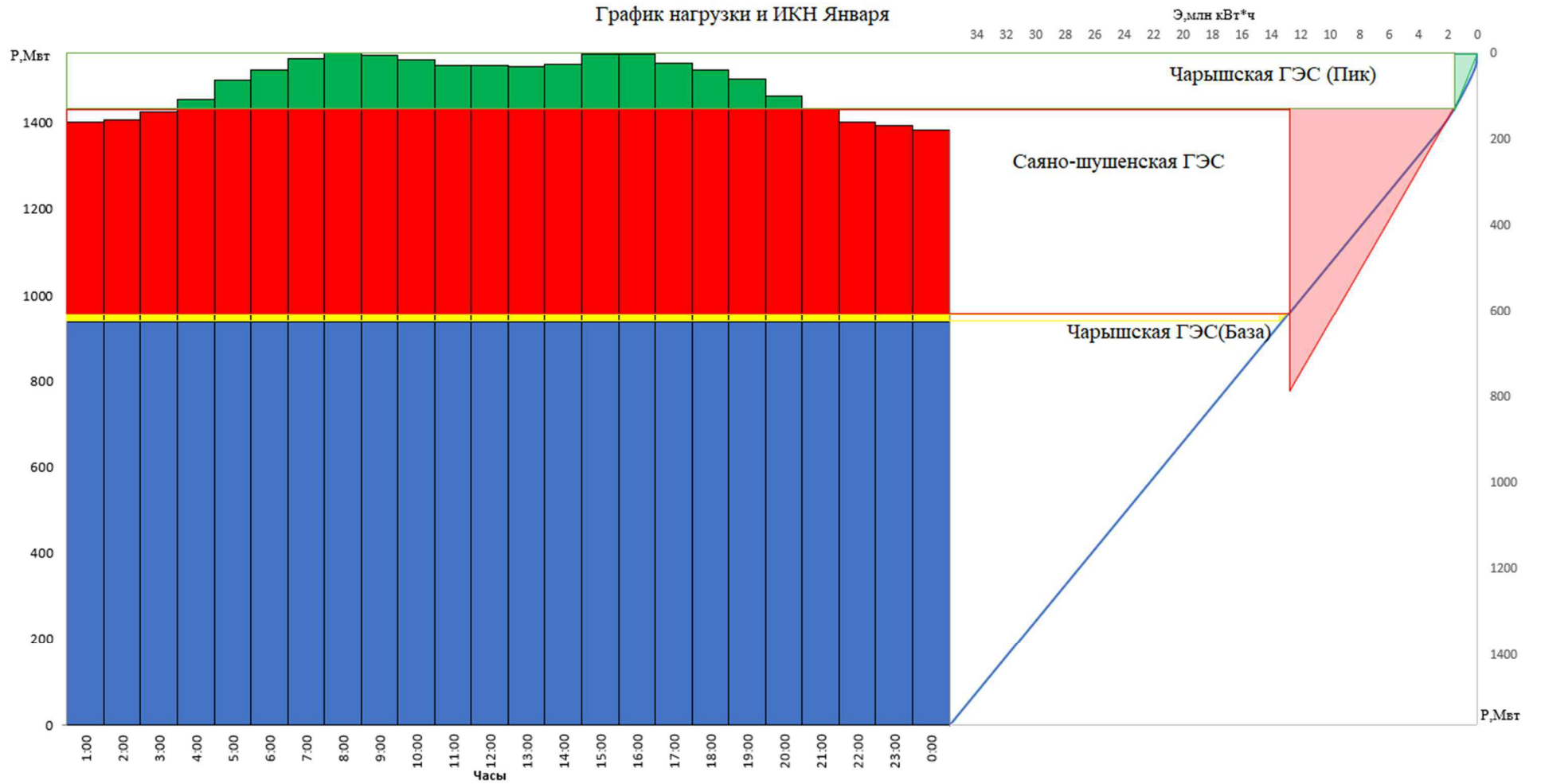


Рисунок А.2 – Суточный график нагрузки января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

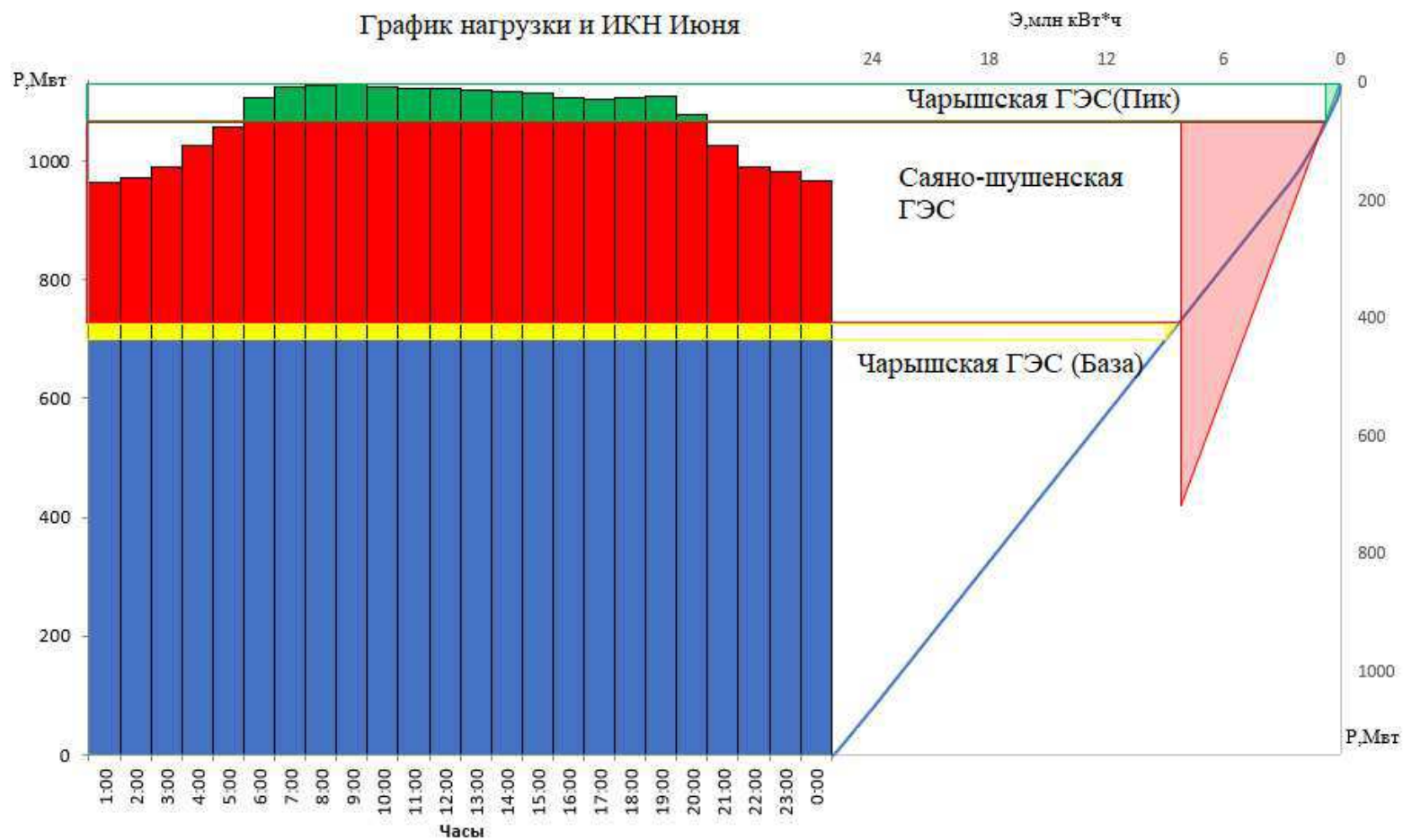


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки Июня, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

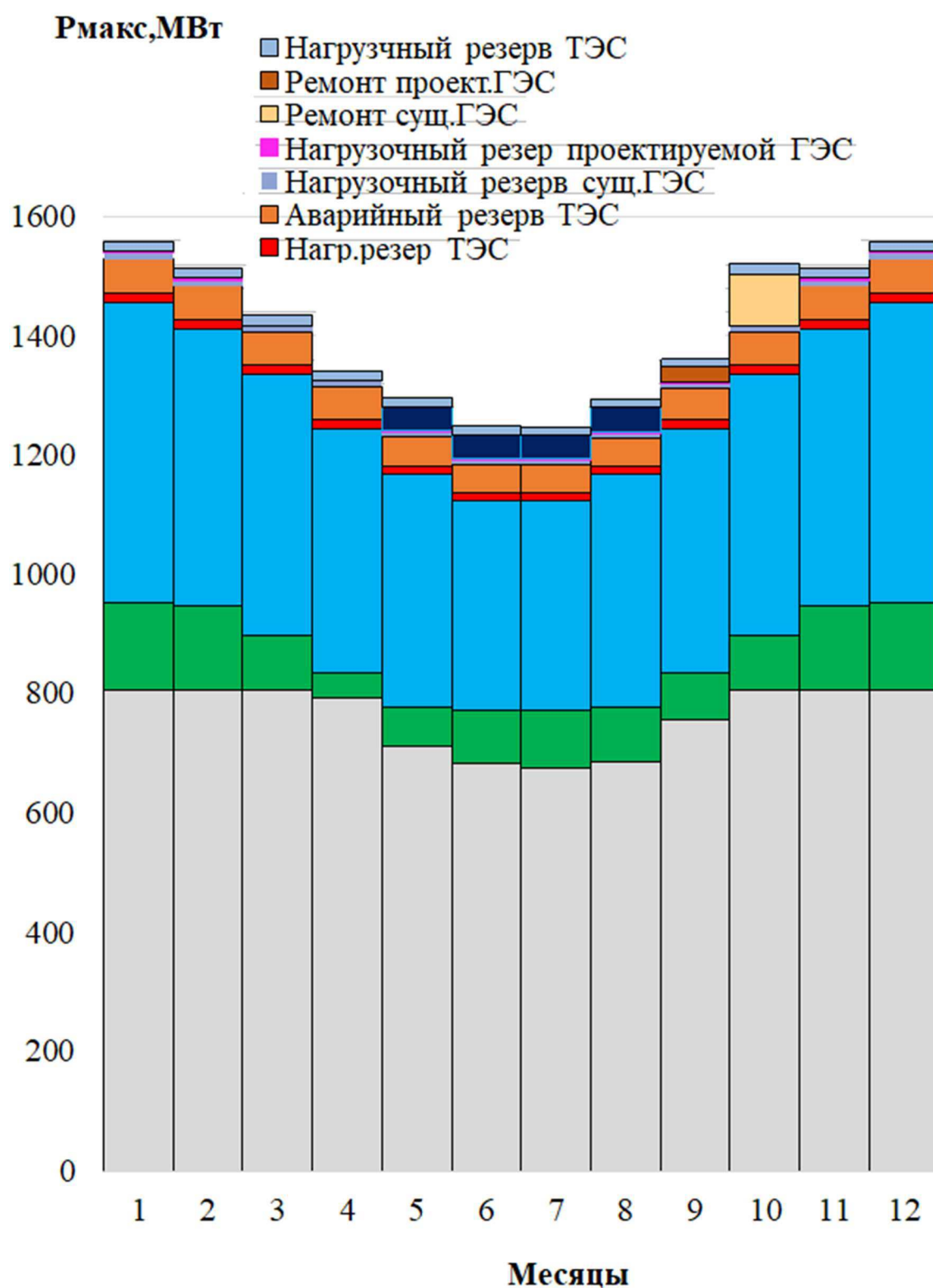


Рисунок А.4 – Баланс мощности

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$
X	119	0	0	3	0	116	10	126	100	0	126
XI	111	0	0	3	0	108	94	202	100	0	202
XII	60	0	0	3	0	57	157	214	100	0	214
I	50	0	0	3	0	47	185	232	100	0	232
II	39	0	0	3	0	36	222	258	100	0	258
III	48	0	0	3	0	45	141	186	100	0	186
IV	88	0	0	3	0	85	143	228	100	0	228
V	608	4	0	-7	12	599	-461	138	150	0	150
VI	620	5	0	-14	12	617	-468	149	150	0	161
VII	389	2	0	0	8	379	-23	356	150	0	364
VIII	300	2	0	0	6	292	0	292	150	0	298
IX	165	2	0	0	0	163	0	163	100	0	163

Окончание таблицы А.3

Месяц	$V_{\text{в-ща}}, \text{ км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{ м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$	$\mathcal{E}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	3,20	0,03	3,17	650,00	649,84	649,92	601,42	48,00	53	53	38
XI	3,17	0,24	2,93	649,84	648,38	649,11	602,03	46,58	82	82	59
XII	2,93	0,41	2,52	648,38	645,78	647,08	602,12	44,46	83	83	60
I	2,52	0,48	2,04	645,78	642,05	643,92	602,25	41,17	83	83	60
II	2,04	0,58	1,47	642,05	636,89	639,47	602,43	36,54	82	82	59
III	1,47	0,37	1,10	636,89	633,39	635,14	601,91	32,73	53	53	38
IV	1,10	0,37	0,73	633,39	628,66	631,03	602,22	28,30	56	ВХК	40
V	0,73	-1,19	1,93	628,66	641,04	634,85	601,36	32,99	43	ВХК	31
VI	1,93	-1,21	3,14	641,04	649,64	645,34	601,44	43,40	61	ВХК	44
VII	3,14	-0,06	3,20	649,64	650,00	649,82	602,65	46,67	148	ВХК	106
VIII	3,20	0,00	3,20	650,00	650,00	650,00	602,29	47,21	122	ВХК	88
IX	3,20	0,00	3,20	650,00	650,00	650,00	601,73	47,77	68	ВХК	49

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Работа ГЭС по режиму сработки расчётного маловодного года

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$
X	119	0	0	3	0	116	23	139	100	0	139
XI	111	0	0	3	0	108	107	215	100	0	215
XII	60	0	0	3	0	57	164	221	100	0	221
I	50	0	0	3	0	47	203	250	100	0	250
II	39	0	0	3	0	36	243	279	100	0	279
III	48	0	0	3	0	45	167	212	100	0	212
IV	88	0	0	3	0	85	45	130	100	0	130
V	608	4	0	-7	12	599	-461	138	150	0	150
VI	620	5	0	-14	12	617	-468	149	150	0	161
VII	389	2	0	0	8	379	-23	356	150	0	364
VIII	300	2	0	0	6	292	0	292	150	0	298
IX	165	2	0	0	0	163	0	163	100	0	163

Окончание таблицы А.4

Месяц	$V_{\text{в-ща}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$\mathcal{E}, \text{млн. кВт} \cdot \text{ч}$
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	3,20	0,06	3,14	650,00	649,64	649,82	601,53	47,79	58	41,61
XI	3,14	0,28	2,86	649,64	647,98	648,81	602,13	46,18	86	62,19
XII	2,86	0,43	2,44	647,98	645,17	646,58	602,17	43,91	84	60,78
I	2,44	0,53	1,91	645,17	640,90	643,04	602,37	40,17	87	62,90
II	1,91	0,63	1,28	640,90	635,15	638,03	602,57	34,95	85	61,09
III	1,28	0,43	0,85	635,15	630,41	632,78	602,11	30,17	56	40,06
IV	0,85	0,12	0,73	630,41	628,66	629,54	601,45	27,58	31	22,46
V	0,73	-1,19	1,93	628,66	641,04	634,85	601,36	32,99	43	31,00
VI	1,93	-1,21	3,14	641,04	649,64	645,34	601,44	43,40	61	43,77
VII	3,14	-0,06	3,20	649,64	650,00	649,82	602,65	46,67	148	106,41
VIII	3,20	0,00	3,20	650,00	650,00	650,00	602,29	47,21	122	88,13
IX	3,20	0,00	3,20	650,00	650,00	650,00	601,73	47,77	68	48,77

Окончание приложения А

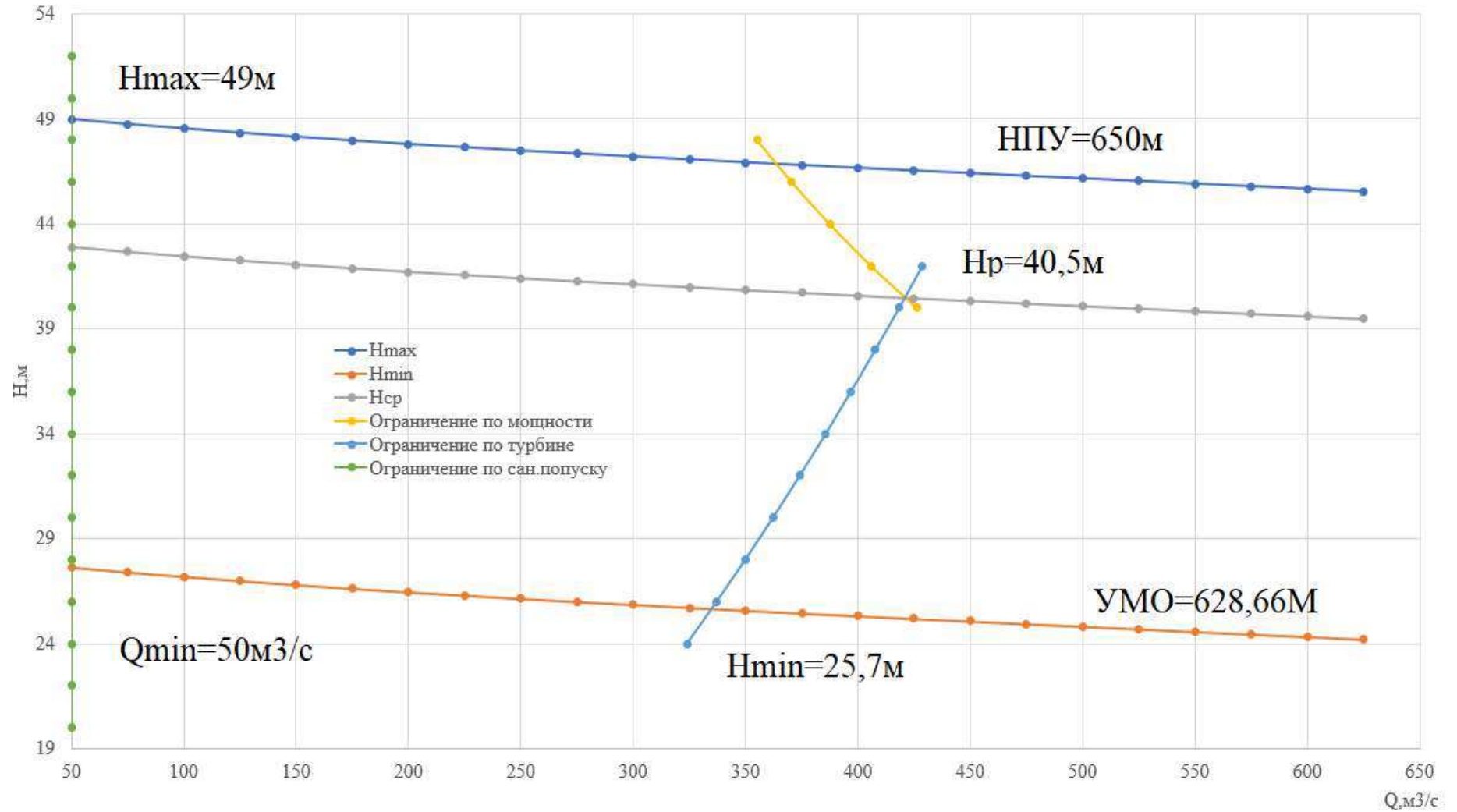


Рисунок А.5 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

ПРИЛОЖЕНИЕ Б.

Основное и вспомогательное оборудование

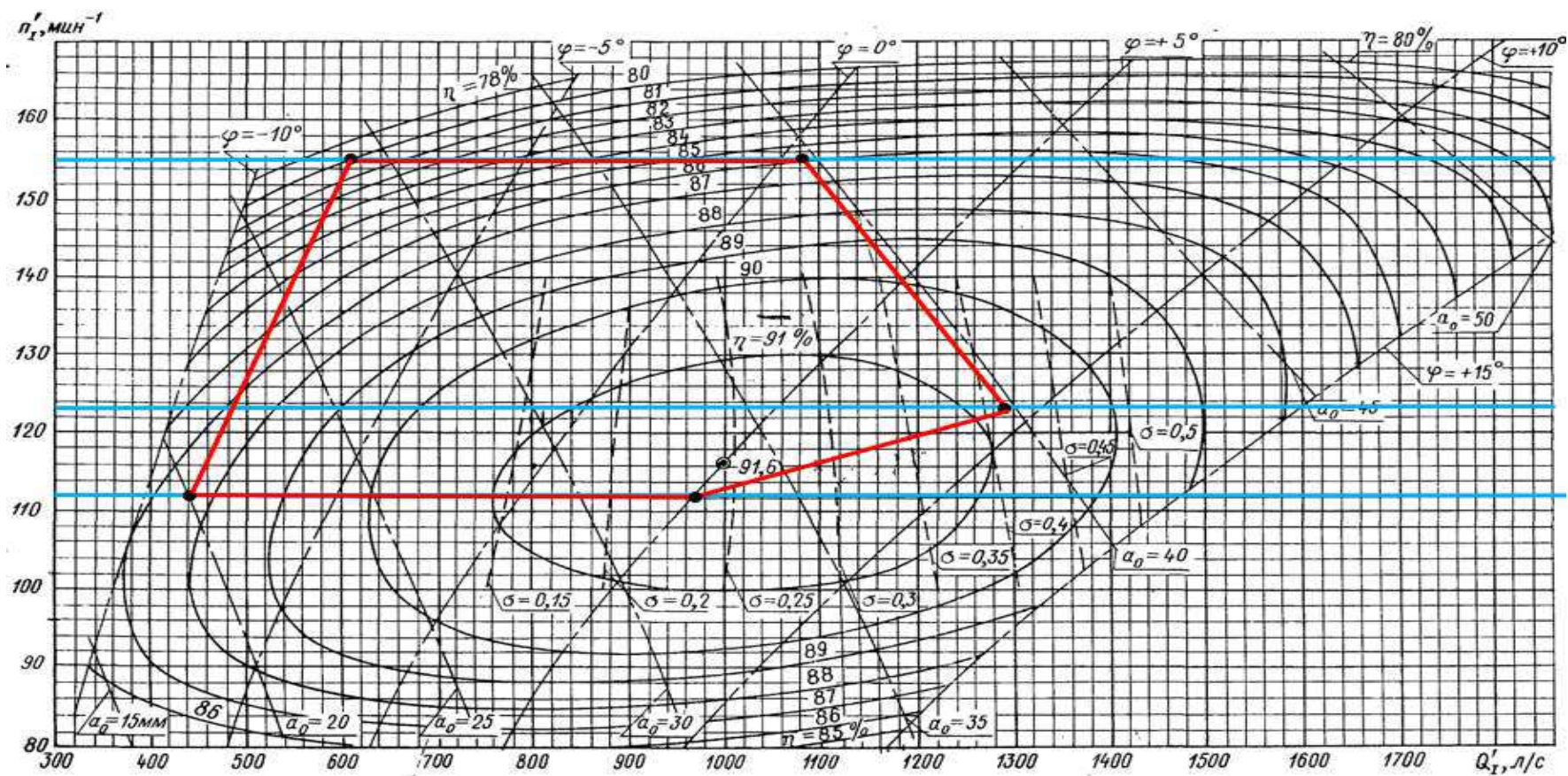


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ50 -В-400

Продолжение приложения Б

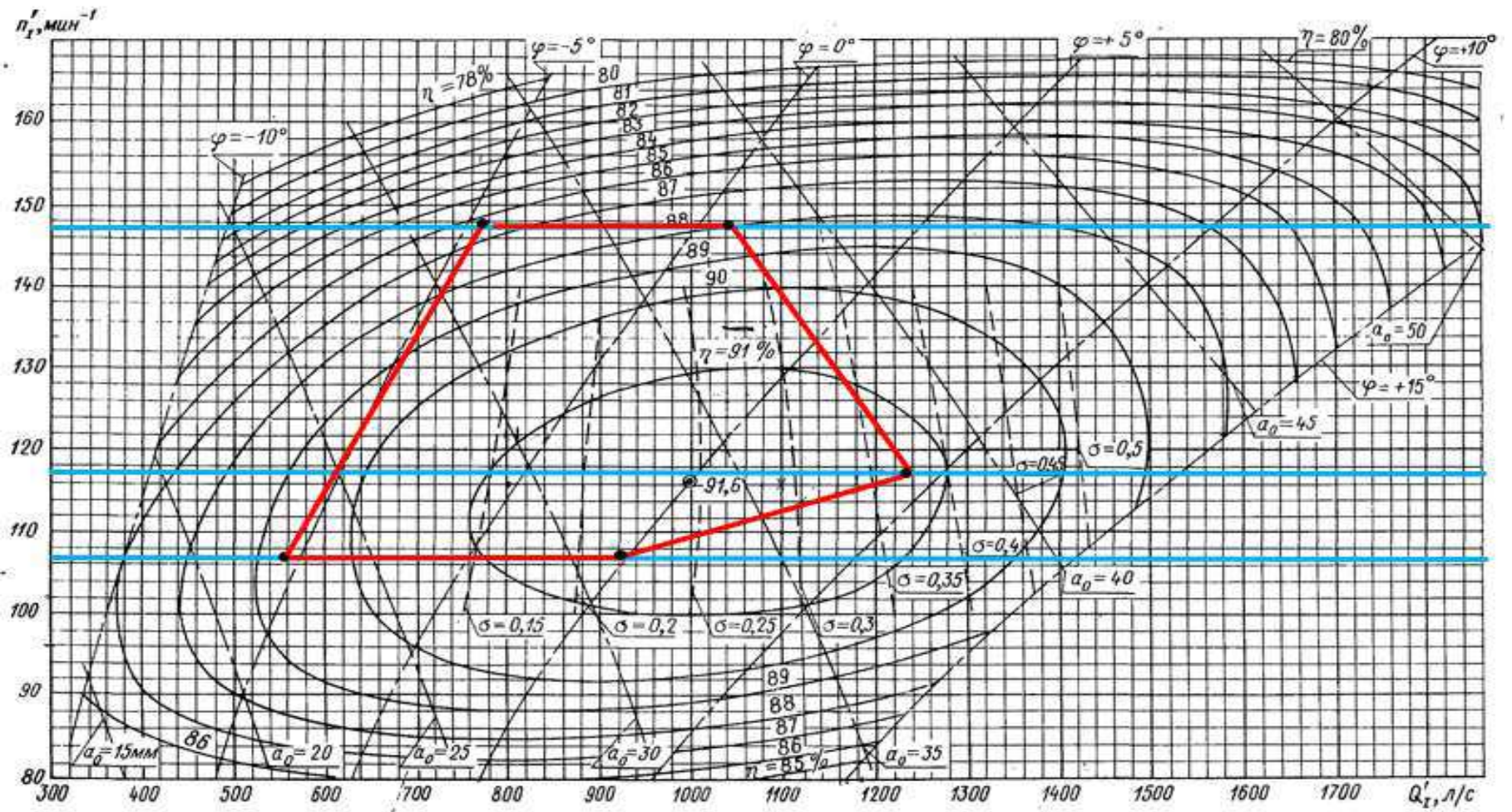


Рисунок Б.2 – Рабочая зона гидротурбины: ПЛ50-В-355

Продолжение приложения Б

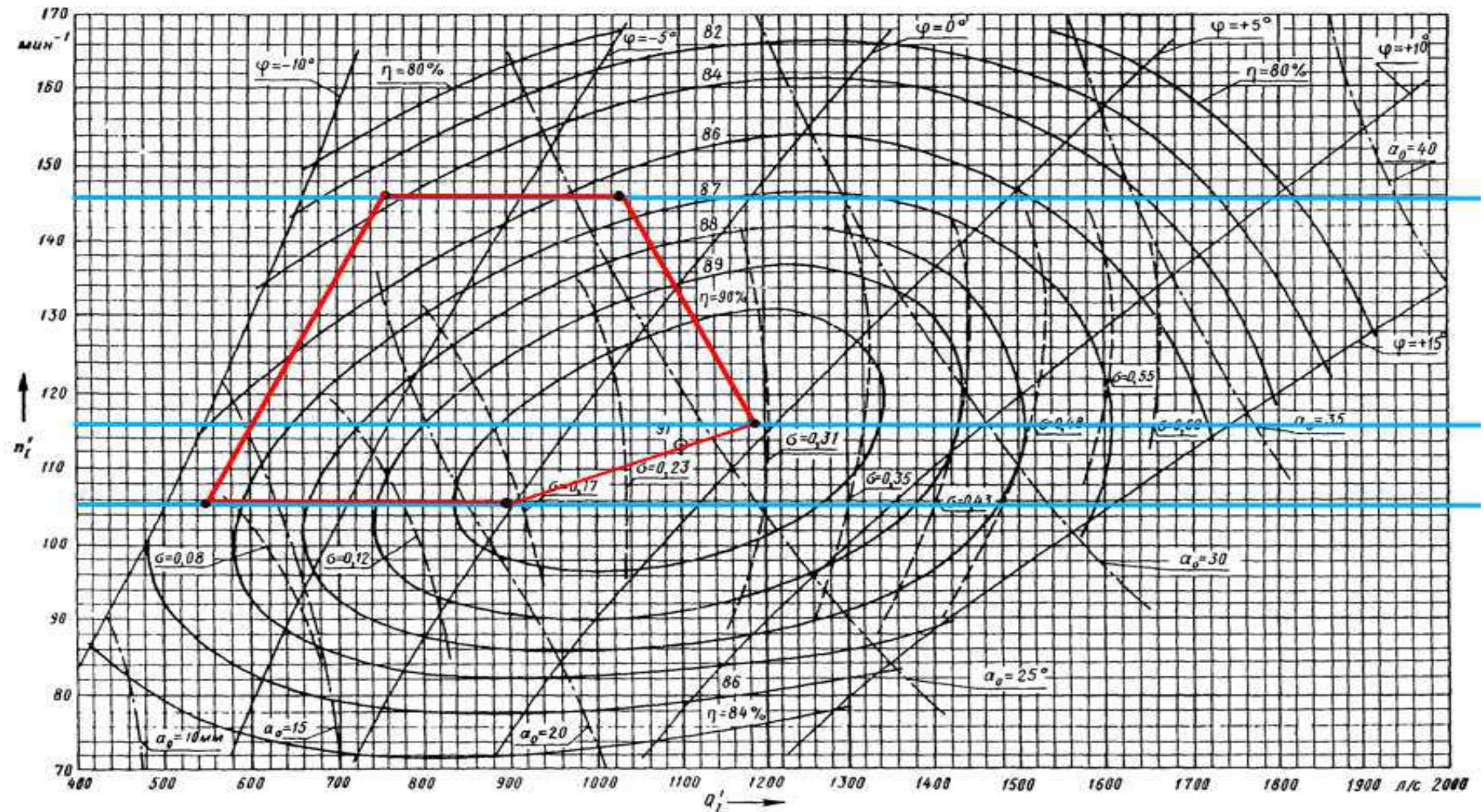


Рисунок Б.3 – Рабочая зона гидротурбины: ПЛД50 -В-355

Продолжение приложения Б

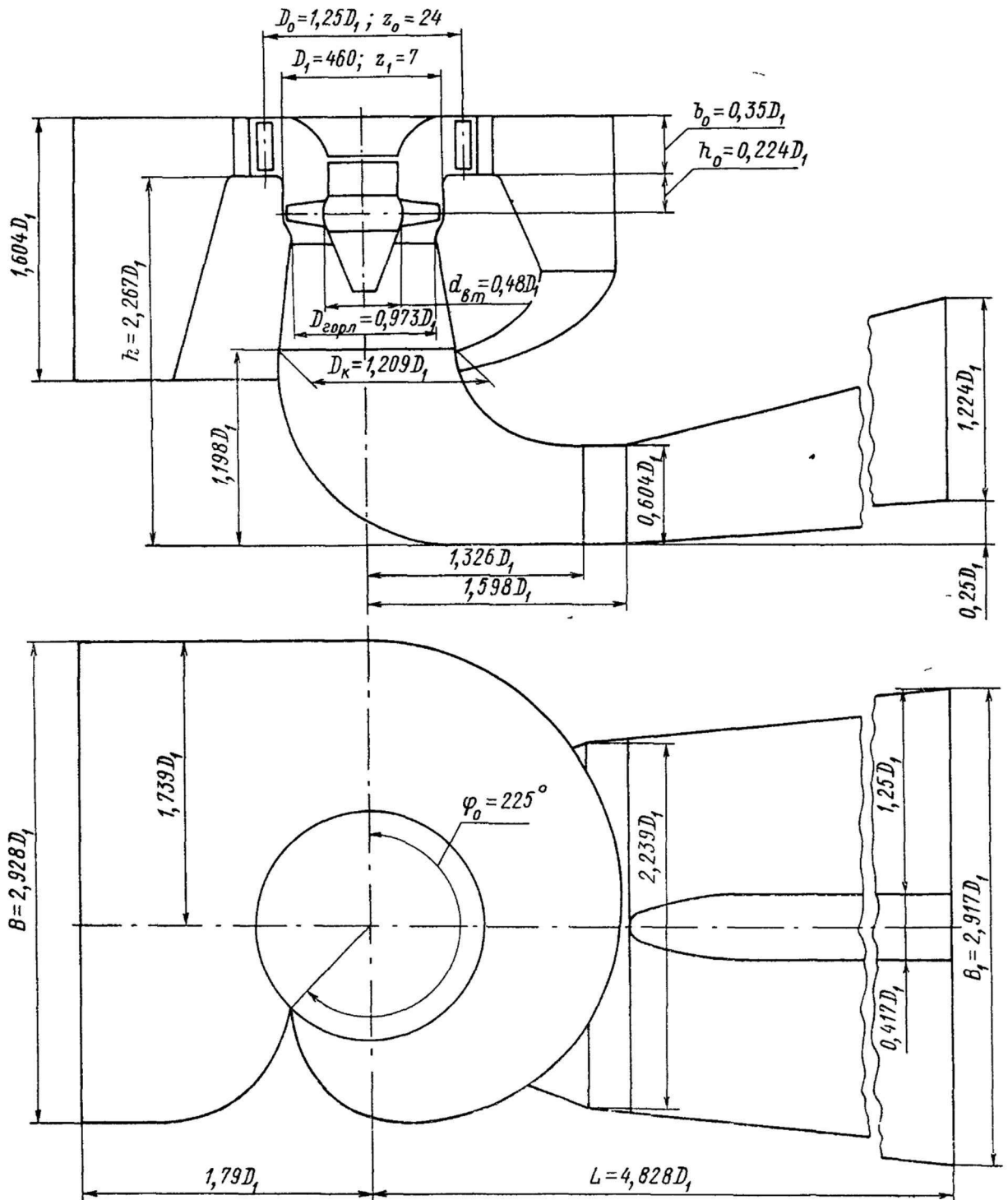


Рисунок Б.4 – Проточная часть гидротурбины ПЛ30-6-В

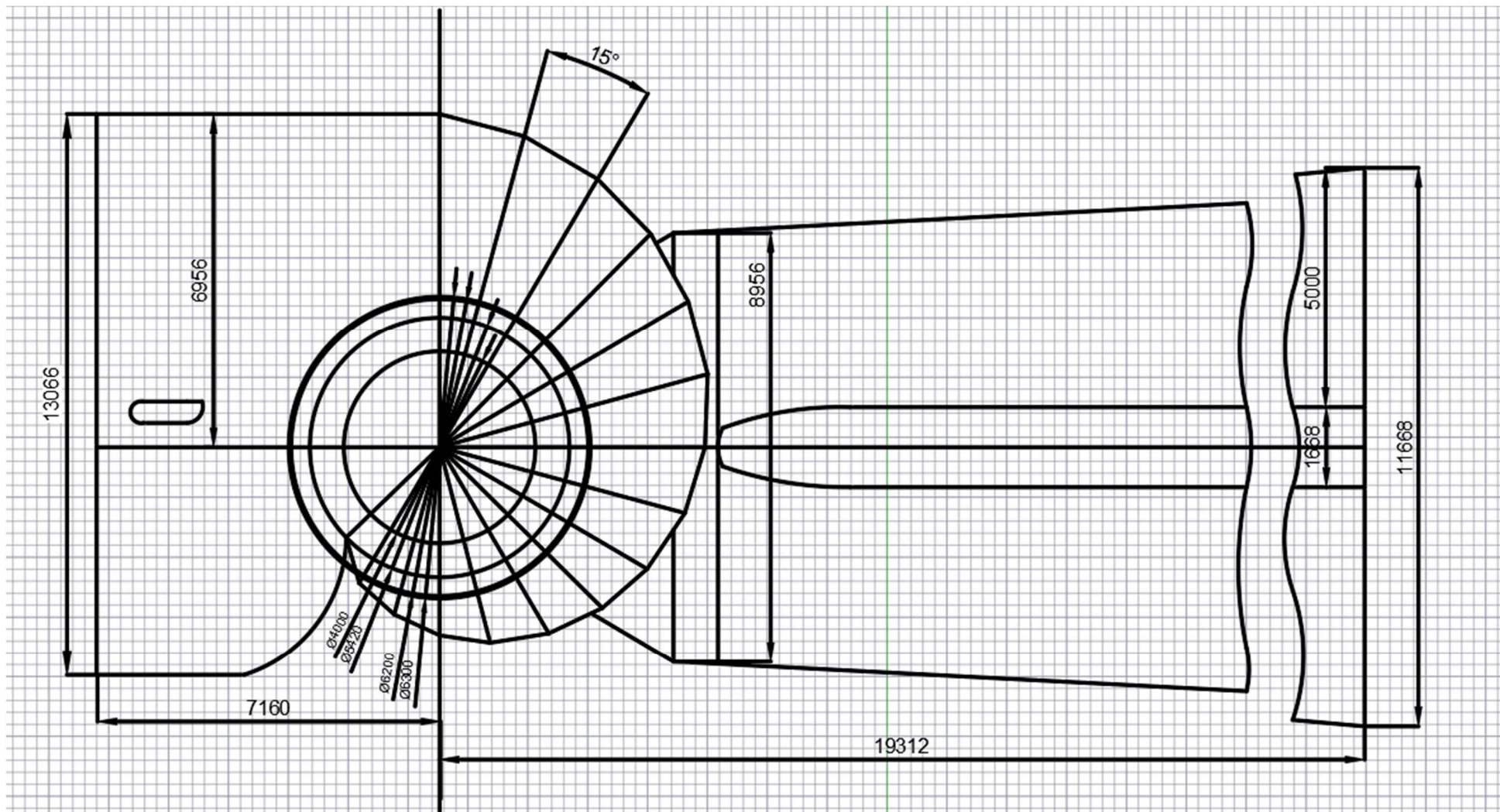


Рисунок Б.5 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Технико-экономические показатели

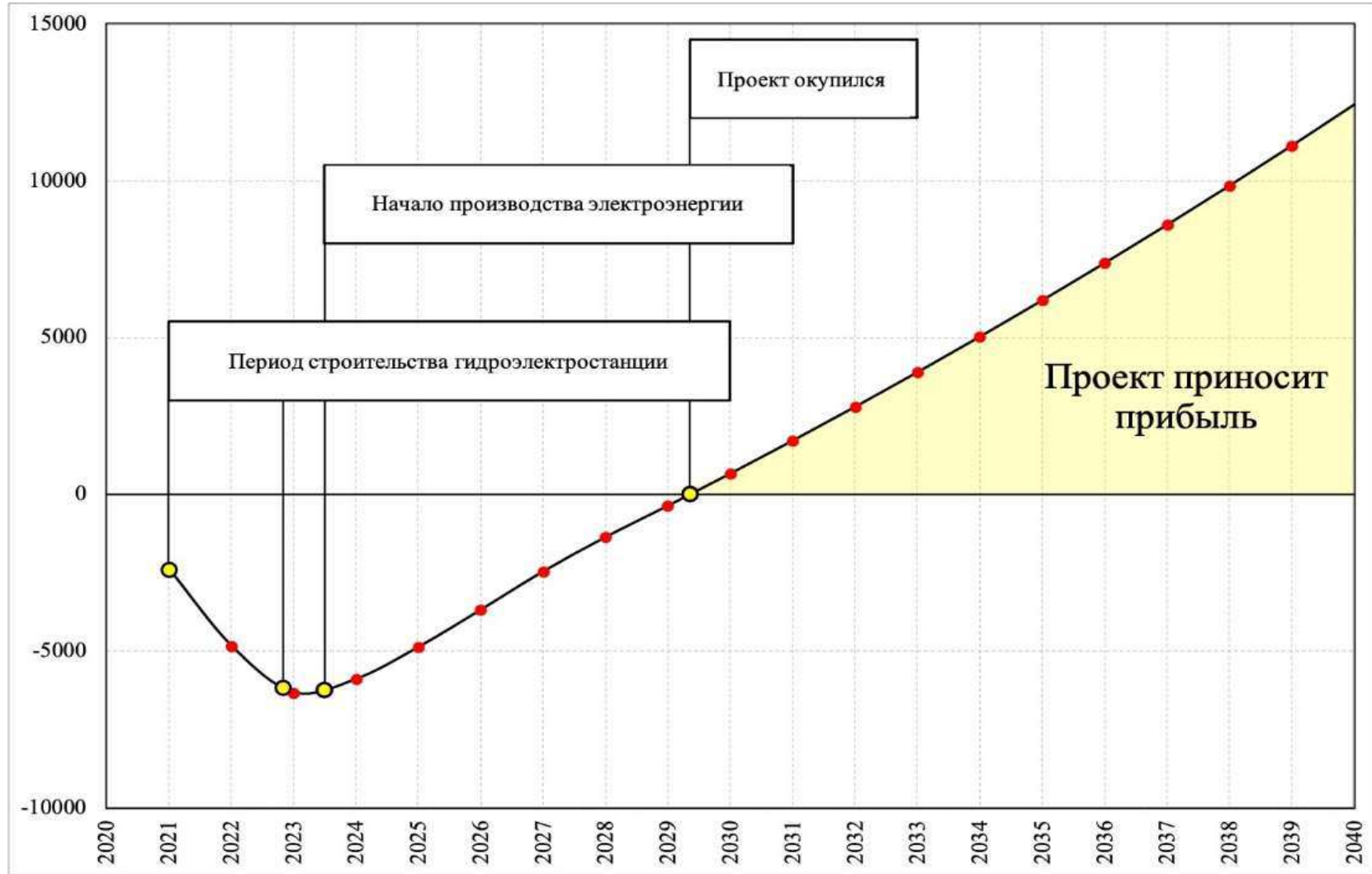


Рисунок В.1 – Укрупнённые этапы реализации проекта

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Нагрузки на водосливную плотину

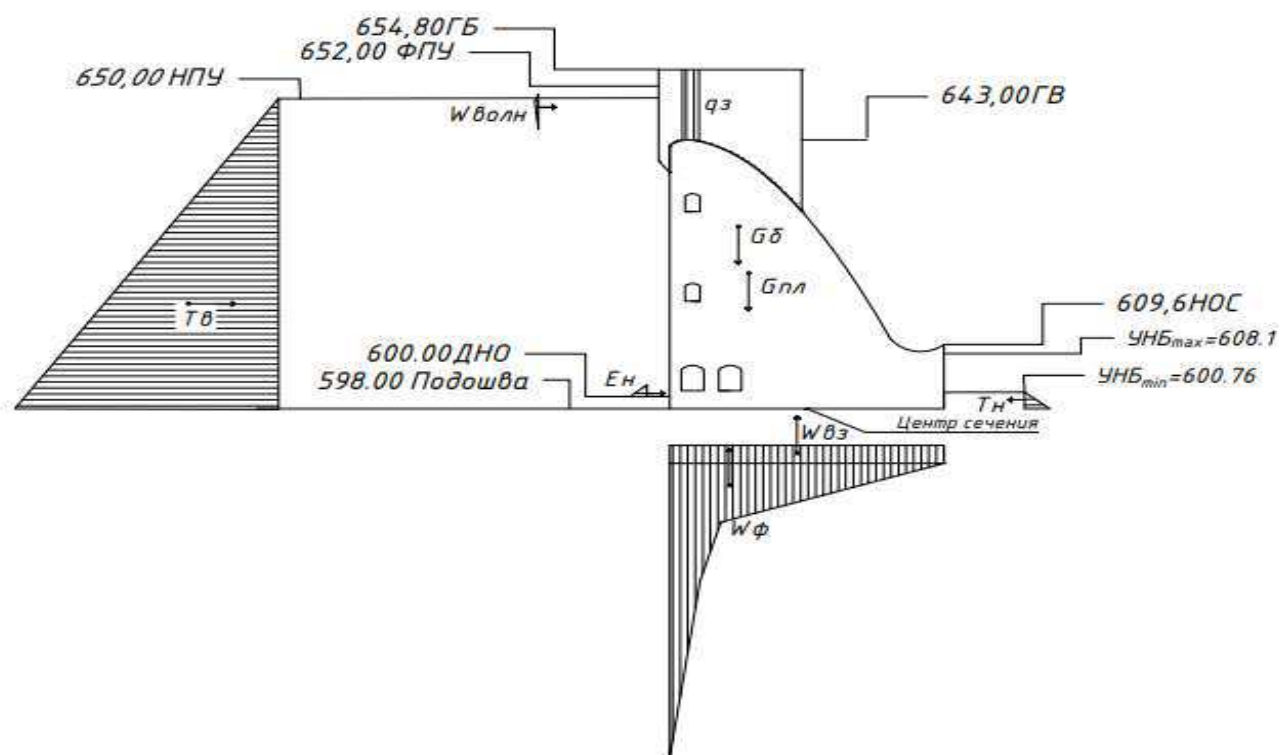


Рисунок Г.1 – Нагрузки на водосливную плотину

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Напряжение в контактном сечении

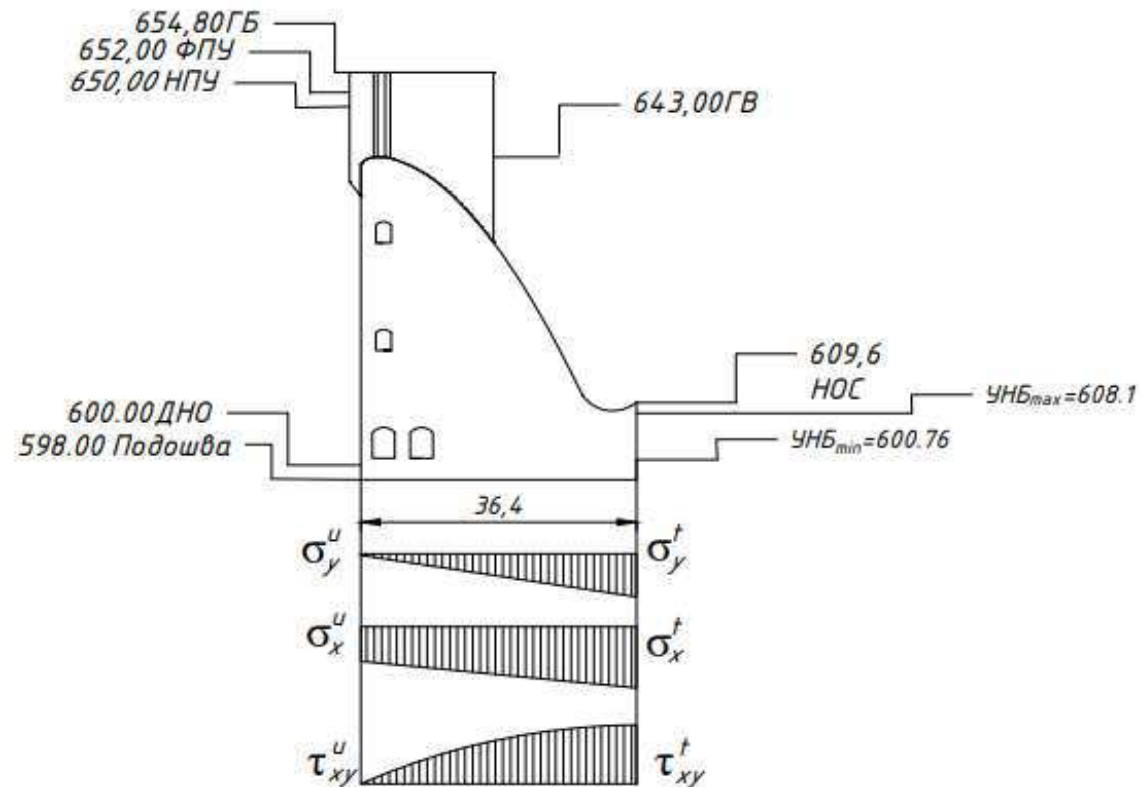


Рисунок Д.1 – Напряжение в контактном сечении

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Схема маслохозяйства СШГЭС

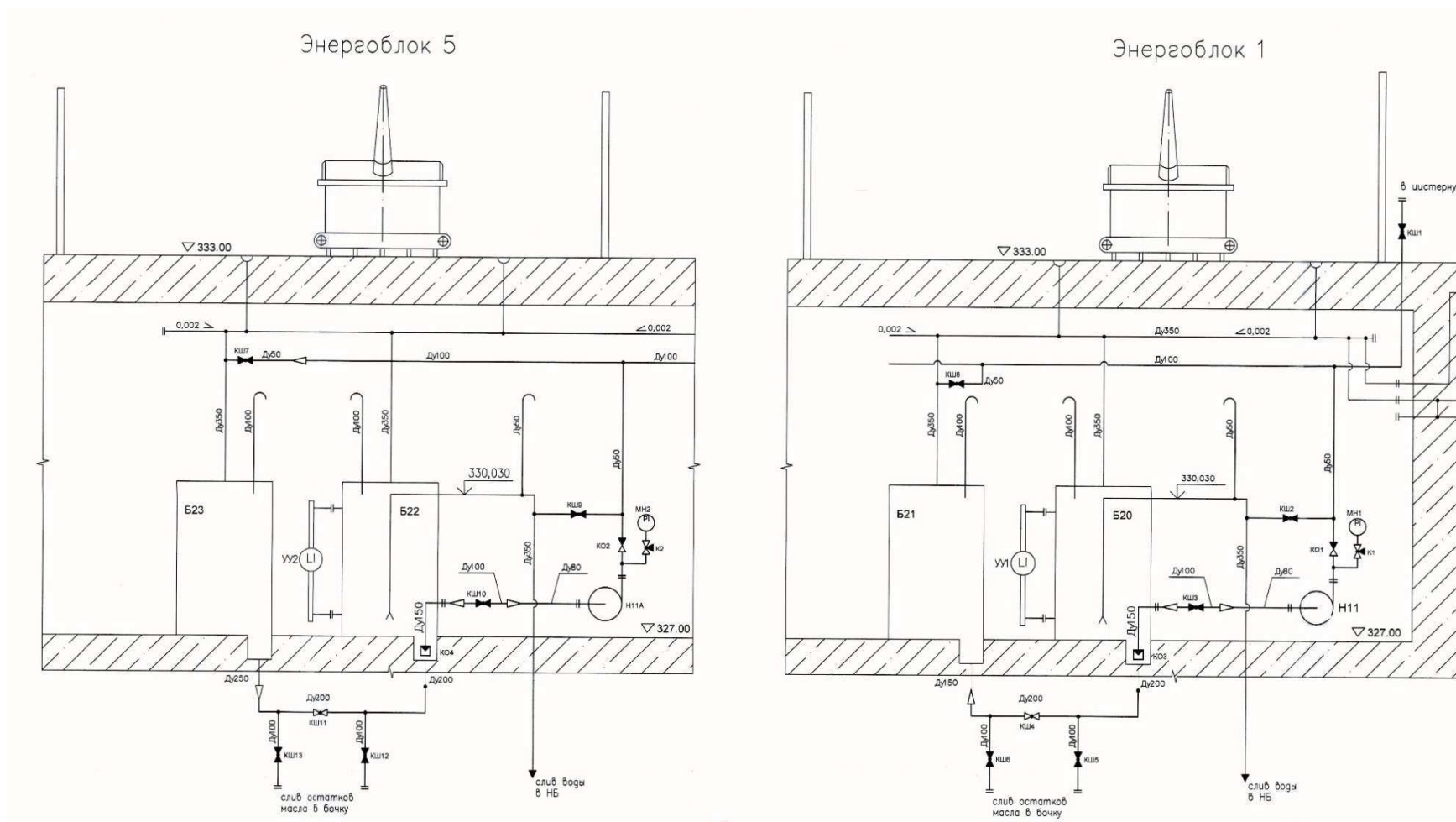


Рисунок Е.1 – Помещение баков на отметке 327.00

Трансформаторная мастерская

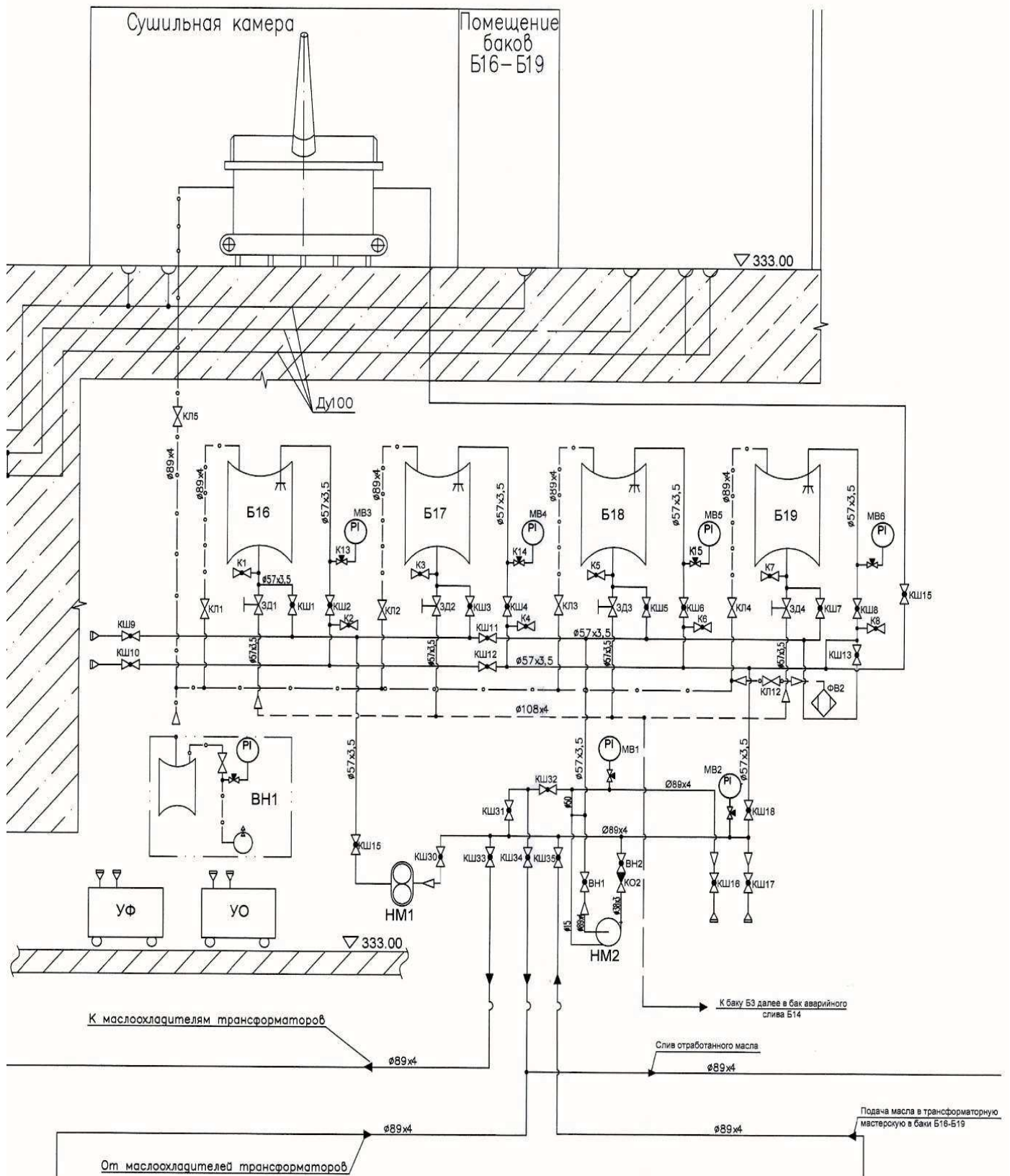


Рисунок Е.2 – Трансформаторная мастерская на отметке 333.00

Продолжение приложения Е

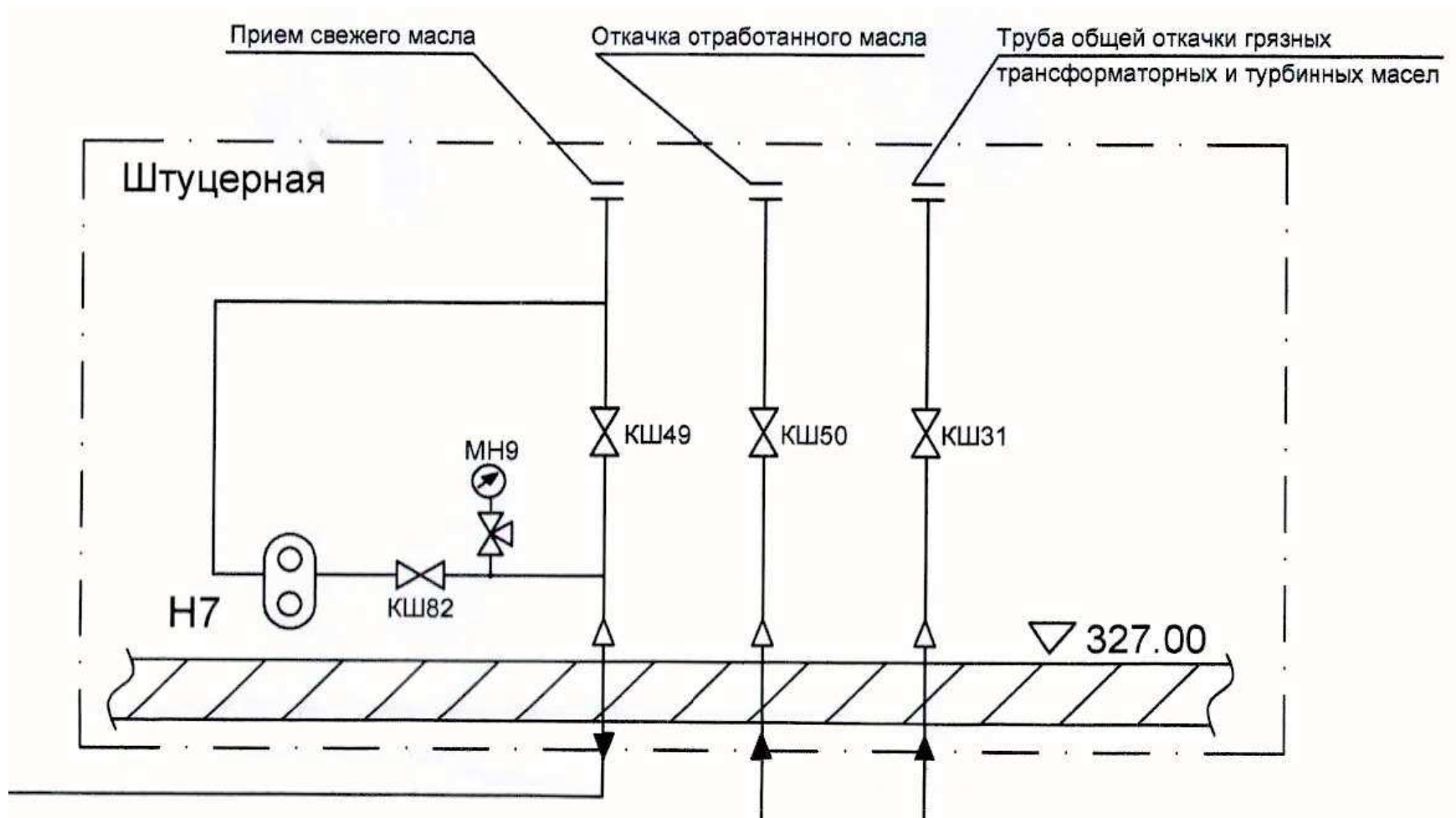


Рисунок Е.3 – Штуцерная на отметке 327.00

Продолжение приложения Е

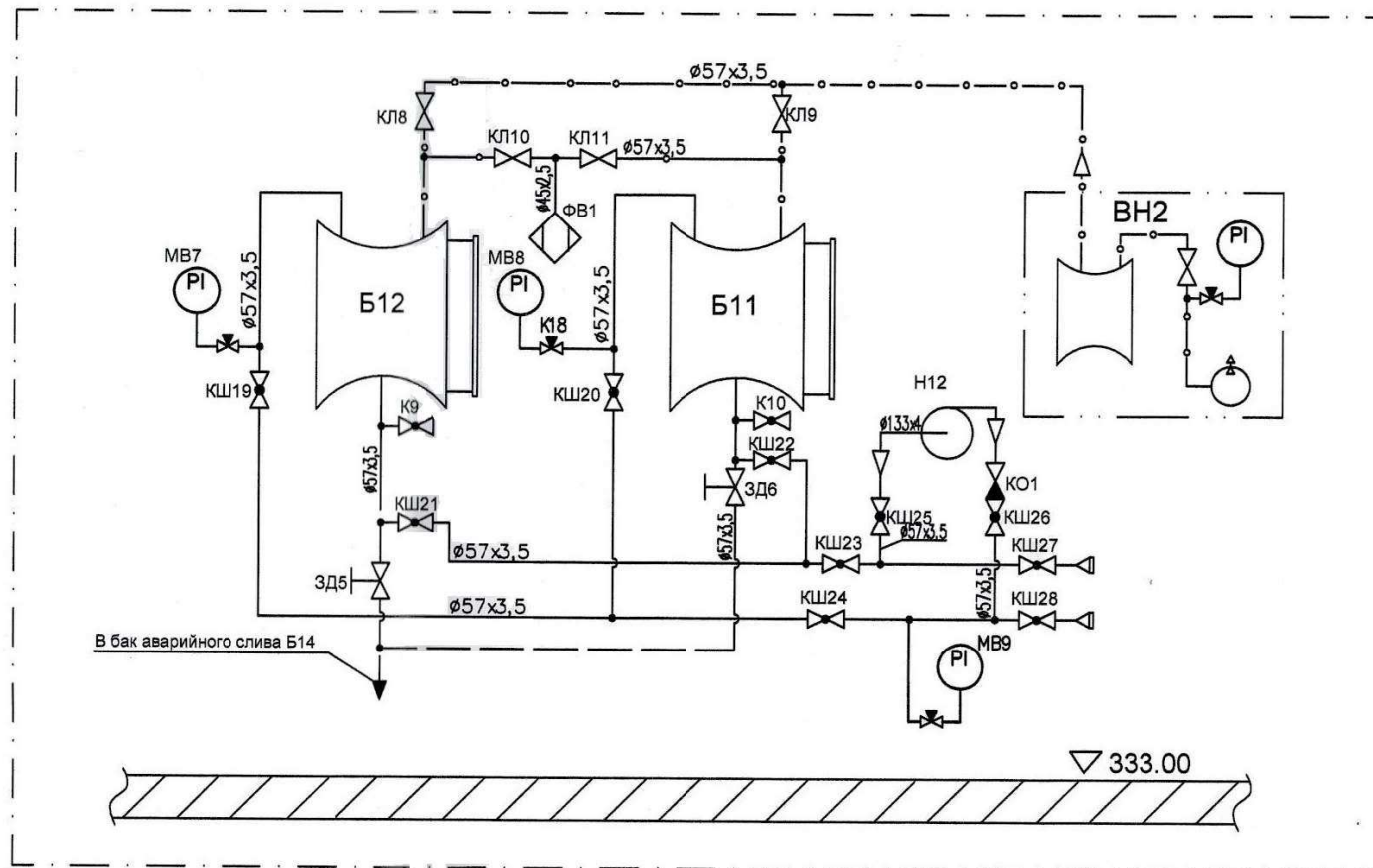


Рисунок Е.4 – Помещение баков на отметке 333.00

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

М.С. А.А. Татаринов
подпись. инициалы, фамилия

« 17 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА —

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧАРЫШСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАРЫШ. ТРЕБОВАНИЯ
К ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ МАСЛАМ, СПОСОБЫ КОНТРОЛЯ,
ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ. СХЕМЫ МАСЛОХОЗЯЙСТВА ГЭС.
ПРИМЕНЕНИЕ ИМПОРТНЫХ МАСЕЛ
тема

Руководитель

В.И. Татарников
подпись, дата

доцент кафедры ГТЭС
должность

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник

С.Д. Петрик
подпись, дата

С.Д. Петрик
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чарышской ГЭС на реке Чарыш. Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел.»

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

А.А. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайд 10.06.21 Е.Ю. Зайдиева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. Нордштейн
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.А. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

А.В. Широков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

О.В. Захарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

М.А. Семенов
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.А. Кардаш
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Ланасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

А.А. Кобякова
подпись, дата инициалы, фамилия