

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

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВИТИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИТИМ.
ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ FACTS НА
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Руководитель _____
подпись, дата

зав. кафедрой ГГЭЭС,
СШФ СФУ,
канд.техн.наук

А.А. Ачитаев

Выпускник _____
подпись, дата

С.Е. Пивкин

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим. Возможность применения технологий FACTS на электростанциях»

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.
Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Витимской 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
1.1.5 Данные по энергосистеме.....	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	14
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	15
2 Водно-энергетические расчёты	16
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	16
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы	20
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	23
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	25
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	27
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	28
2.7 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году	29
2.8 Баланс мощности.....	30
2.9 Построение режимного поля.....	32
3 Основное и вспомогательное оборудование	34
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам	34
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	34
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	34
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	37
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	40
3.4 Гидромеханический расчёт металлической спиральной камеры	42
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины	47
3.5.1 Расчёт вала на прочность	47
3.5.2 Расчёт подшипника	47
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	48
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора	49
4 Электрическая часть	50
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	50
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	51
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	51
4.2.2 Выбор силового трансформаторов.....	51

4.2.3	Выбор трансформатора собственных нужд	52
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ	53
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР	54
4.5	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов	55
4.6	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	57
4.7	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ	58
4.7.1	Выбор выключателей и разъединителей	58
4.7.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	60
4.7.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети	60
4.8	Выбор параметров КРУЭ	61
5	Устройства релейной защиты и автоматики	63
5.1	Технические данные защищаемого оборудования	63
5.2	Перечень защит основного оборудования	63
5.3	Расчёт номинальных токов	65
5.4	Описание защит и расчёт их уставок	65
5.4.1	Продольная дифференциальная защита	65
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	67
5.4.3	Защита от повышения напряжения	70
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	70
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок	73
5.4.6	Дистанционная защита генератора	75
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	78
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор	80
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	80
6	Компоновка и сооружения гидроузла	83
6.1	Назначение класса ГТС	83
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	83
6.2.1	Определение отметки гребня плотины	83
6.2.1.1	Грунтовая плотина	83
6.2.2	Гидравлические расчёты	85
6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта	85
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива	87
6.2.2.3	Проверка пропуска поверочного расчётного расхода	88
6.2.2.4	Построение профиля водосливной грани	89
6.2.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	91
6.2.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	92
6.2.3	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы	93
6.3	Конструирование плотины	94
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	94
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	95
6.3.3	Быки	95

6.3.4 Устои	95
6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин	96
6.3.6 Галереи в теле плотины	96
6.4 Основные элементы плотины	96
6.4.1 Противофильтрационная завеса	97
6.4.2 Дренажные устройства в основании	97
6.4.3 Определение основных нагрузок на плотину	98
6.4.3.1 Вес сооружения и затворов	98
6.4.3.2 Сила гидростатического давления воды.....	98
6.4.3.3 Равнодействующая взвешивающего давления	99
6.4.3.4 Сила фильтрационного давления	99
6.4.3.5 Давление грунта	99
6.4.3.6 Волновое давление.....	101
6.4.4 Оценка прочности плотины	101
6.4.5 Критерии прочности плотины и её основания.....	103
6.4.6 Обоснование устойчивости плотины.....	104
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	106
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	106
7.2 Пожарная безопасность	107
7.3 Охрана труда.....	109
7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Витимского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность	111
7.4.1 Общие сведения о районе строительства	111
7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	112
7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	114
7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	116
7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	117
8 Технико-экономические показатели	119
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	119
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	119
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	119
8.1.3 Налоговые расходы	122
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	123
8.3 Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта.....	124
8.4 Оценка инвестиционного проекта.....	124
8.4.1 Методология, исходные данные	125
8.4.2 Коммерческая эффективность	125
8.4.3 Бюджетная эффективность	126
8.5 Анализ безубыточности.....	126
9 Возможность применения технологий FACTS на электростанциях	130

9.1 Актуальность применения	130
9.2 Принципиальная схема подключения СЭМК к шинам СН энергоблока	131
9.3 Условия для полного использования диапазона регулирования мощности УШР в составе СЭМК и предупреждение перегрузки ТСН.....	132
9.4 Характер стабилизации напряжения на шинах СН энергоблока.....	133
9.5 Диапазоны нагрузки СН и номинальные мощности ТСН энергоблока на примере ТЭЦ и КЭС	135
9.6 Реализация технологий FACTS в системе собственных нужд ГЭС	136
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	140
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	142
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчёты.....	146
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	155
ПРИЛОЖЕНИЕ В Техничко-экономические показатели	163
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Нагрузка на водосливную плотину.....	164
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Напряжение в контактном сечении “основание–бетон”	165

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время во многих регионах Российской Федерации наблюдается дефицит электрической энергии, вызванный развитием экономики. Для решения данной проблемы необходимо строительство генерирующих предприятий.

Значение гидроэнергетики сложно переоценить. Наличие доступной энергии является обязательным условием обеспечения комфортной жизни человека. Цивилизация и история развития энергетики, изучение новых методов ее преобразования, изобретение новых источников неразрывно связаны. В структуре современной энергетики после тепловых электростанций, на которые приходится 62%, второе место занимают турбины, использующие силу водного потока в качестве источника энергии. Гидроэнергетика – это возможность получать энергию, используя возобновляемые ресурсы: природная мощность рек, геотермальные воды, энергия приливов.

Иркутская область является энергодефицитным регионом по электроэнергии и энергоизбыточным по мощности. Возведение Витимской ГЭС данной проблемы. Потребление электроэнергии в области в течение дня активно меняется, поскольку основным потребителем электроэнергии является население, поэтому данной системе крайне необходим мощный и маневренный источник электроэнергии. Регион богат полезными ископаемыми, для добычи которых требуется большое количество электрической энергии.

Этот регион имеет большой гидроэнергетический потенциал, в будущем имеется множество проектов ГЭС в этом регионе.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС на порядок ниже, чем на ТЭЦ и АЭС. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико–экономический потенциал страны.

Несмотря на создание водохранилищ, которые сопровождаются затоплением территорий, гидроэлектростанции являются одним из самых экологически чистых источников энергии.

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

2 Водно-энергетические расчёты

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

Для выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень).

Для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле (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	1971	1670	1971	3945	2818	1968
2	4	1983	1570	1983	3927	2774	1981
3	6	1955	1493	1955	3866	2598	1971
4	8	1970	1413	1970	3823	2325	1970
5	10	1953	1339	1953	3582	2187	1953
6	12	1968	1300	1973	3581	2099	1982
7	14	1973	1238	1961	3576	2078	1943
8	16	1961	1195	1968	3554	2051	1960
9	18	1969	1183	1969	3395	2018	1958
10	20	1944	1180	1944	3288	2011	1962
11	22	1981	1146	1957	3266	1974	1955
12	24	1957	1135	1960	3203	1841	1959
13	25	1960	1130	1951	3097	1819	1949
14	27	1966	1068	1945	3071	1787	1966
15	29	1962	1056	1964	3013	1778	1973
16	31	1945	1050	1965	2946	1774	1972
17	33	1942	1041	1963	1698	1952	334
18	35	1959	1037	1959	1692	1967	333
19	37	1965	1029	1984	1682	1963	333
20	39	1982	1025	1947	1671	1942	332
21	41	1951	1022	1972	1668	1941	330
22	43	1972	1021	1974	1652	1939	327
23	45	1963	1015	1939	1637	1975	320
24	47	1956	995	1976	1636	1945	313
25	49	1978	989	1940	1634	1961	312
26	51	1939	982	1956	1629	1980	303

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	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
27	53	1964	979	1967	1622	1957	297
28	55	1967	977	1948	1612	1979	294
29	57	1984	977	1975	1608	1986	290
30	59	1975	964	1982	1578	1950	288
31	61	1976	960	1979	1565	1976	285
32	63	1974	959	1985	1545	1965	284
33	65	1943	956	1941	1513	1985	278
34	67	1940	932	1954	1471	1984	272
35	69	1979	929	1988	1470	1974	266
36	71	1941	921	1943	1461	1977	260
37	73	1954	921	1980	1451	1946	253
38	75	1947	920	1958	1409	1987	245
39	76	1958	911	1949	1404	1978	239
40	78	1985	911	1952	1364	1940	231
41	80	1948	907	1977	1277	1951	225
42	82	1949	893	1950	1275	1988	214
43	84	1980	877	1987	1241	1948	203
44	86	1952	849	1946	1241	1964	181
45	88	1988	842	1986	1232	1947	170
46	90	1950	781	1963	1698	1952	334
47	92	1977	768	1959	1692	1967	333
48	94	1986	761	1984	1682	1963	333
49	96	1946	747	1947	1671	1942	332
50	98	1987	743	1972	1668	1941	330

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1978 и 1939 годы. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности $1670 \text{ м}^3/\text{с}$ – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности $331 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычислены коэффициенты приведения для 1978 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п} 1947}} = \frac{1670}{1739} = 0,96. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м} 1947}} = \frac{331}{239} = 1,38. \quad (2.3)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1939 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п} 1967}} = \frac{1670}{1637} = 1,02. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м} 1967}} = \frac{331}{327} = 1,01. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1947 года, поэтому они выбраны и умножены на соответствующие расходы в половодье и межени, далее скорректированы значения этих коэффициентов так, чтобы среднегодовой расход не изменялся. Результаты расчётов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1947 г. ($P = 50\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1939	306	181	120	240	1044	2289	1922	1556	1465	1547	619	495	982

Поскольку оба коэффициента больше 1, то корректировка не требуется.

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1950 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно $1277 \text{ м}^3/\text{с}$.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно $225 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычислены коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{П}90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{П} 1988}} = \frac{1277}{1275} = 1. \quad (2.6)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М}90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1988}} = \frac{225}{288} = 0,7. \quad (2.7)$$

Поскольку один из коэффициентов равен 1, то корректировка не требуется.

Расходы данной обеспеченности представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном маловодном году 1988 г. ($P = 90\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1988	232	201	193	325	1393	1686	1349	1115	1049	1055	457	318	781

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, $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%}$	5	7	12	16	819	1016	436	26	9	8	7	5
$- Q_{90\%}$												

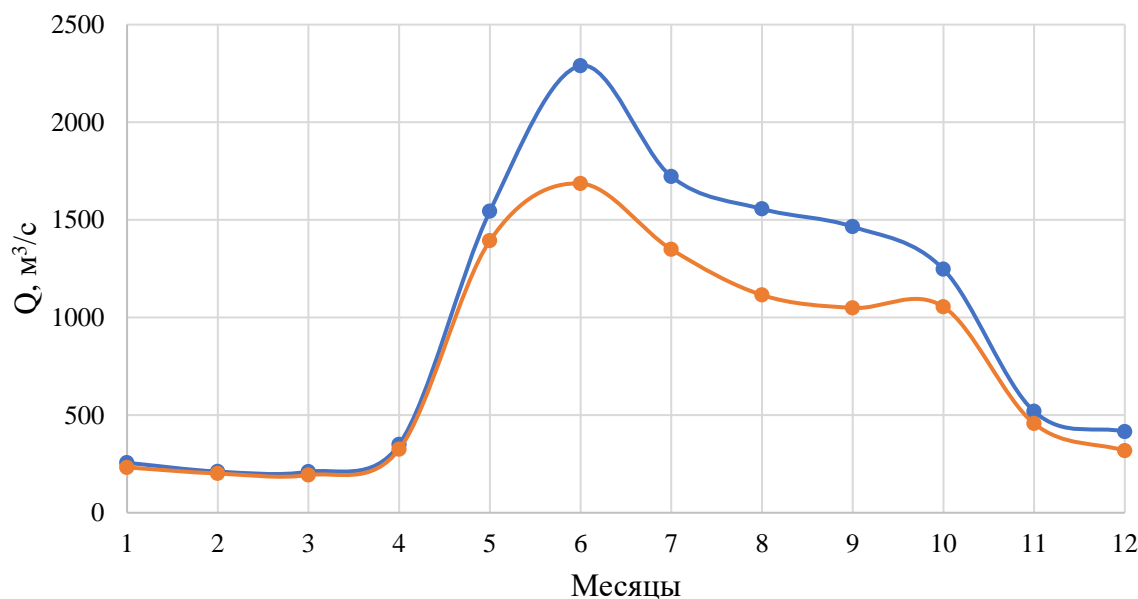


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

Уточнив окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного лет, необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года. В данном случае не все расходы средневодного года больше маловодного, корректировка требуется.

Если в каком-либо месяце маловодного года имеем расходы большие, чем в средневодном году, то требуется дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Расходы в расчетном средневодном году представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расходы в расчетном средневодном году 1939 после корректировки, ($P = 50\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1939	256	211	210	350	1544	2289	1722	1556	1465	1247	519	415	256

Снова сравниваем маловодный и средневодные года, расчёт представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	24	10	17	25	151	603	373	441	416	192	62	97

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для построения суточных графиков нагрузки необходимо знать в какой энергосистеме будет работать проектируемая ГЭС. В моем случае проектируемая ГЭС работает в ОДУ Сибири, РДУ Иркутская область. Суточные графики нагрузки скачиваются с сайта системного оператора (<http://so-ups.ru>) для зимних и летних суток. В зимние и летние сутки выбираем день, который не должен являться выходным или праздничным. Исходя из всех правил, мы выбираем 27.12.18 в зимний период и 28.06.18 в летний период.

В таблицах 2.6 и 2.8 указана вырабатываемая мощность в ОДУ. По таблицам 2.7 и 2.9 строим суточный график нагрузки для зимы и лета, представленный на рисунке 2.2.

Таблица 2.6 – Вырабатываемая мощность в зимний период в ОДУ

Время, ч	P, МВт
1	27659
2	27236
3	27052
4	26944
5	26812
6	27191
7	27758
8	28869
9	29560
10	30458
11	30601
12	30611
13	30363
14	30067
15	29767
16	29655
17	29943
18	30163
19	30501
20	30463
21	29889
22	29649
23	29339
24	28543

Находим коэффициент β

$$\beta = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} \quad (2.8)$$

$$\beta = \frac{205281,9}{50945,41} = 4$$

Делим мощность ОДУ на коэффициент β

Таблица 2.7 – Вырабатываемая мощность в зимний период в РДУ

Время, ч	P, МВт
1	6864
2	6759
3	6714
4	6687
5	6654
6	6748
7	6889
8	7165
9	7336
10	7559
11	7594
12	7597
13	7535
14	7462
15	7387
16	7360
17	7431
18	7486
19	7570
20	7560
21	7418
22	7358
23	7281
24	7084

Таблица 2.8 – Вырабатываемая мощность в летный период ОДУ

Время, ч	P, МВт
1	18896
2	19279
3	19973
4	20591
5	21554
6	21877
7	21923
8	21996
9	21910
10	21820
11	21829
12	21801
13	21728

Продолжение таблицы 2.8

Время, ч	P, МВт
14	21659
15	21543
16	21464
17	21517
18	21606
19	20955
20	19981
21	19264
22	19091
23	18813
24	18782

Таблица 2.9 – Вырабатываемая мощность в зимний период в РДУ

Время, ч	P, МВт
1	4689
2	4785
3	4957
4	5110
5	5349
6	5429
7	5441
8	5459
9	5437
10	5415
11	5417
12	5410
13	5392
14	5375
15	5346
16	5327
17	5340
18	5362
19	5200
20	4959
21	4781
22	4738
23	4669
24	4661

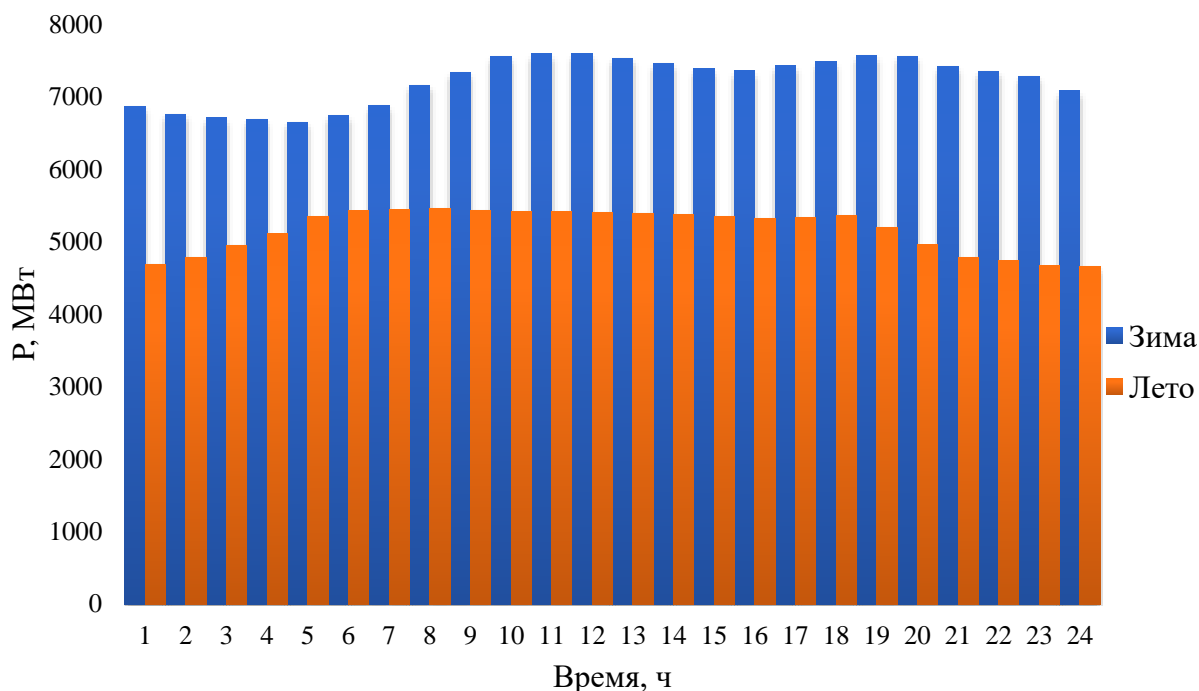


Рисунок 2.2 – Суточный график нагрузки зимы и лета

2.3 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:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos |30^\circ \cdot t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180}, \quad (2.9)$$

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

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

$$a, b = \frac{P_{зима}^{max} \pm P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.10)$$

$$a, b = \frac{P'_{зима} \pm P'_{лето}}{2}. \quad (2.11)$$

Вычислены коэффициенты для максимальных нагрузок:

$$a = \frac{7597+5459}{2} = 6528.$$

$$b = \frac{7597-5459}{2} = 1069.$$

Среднемесячный график строится аналогично, только по данным среднего потребления за зимний и летний месяц:

$$P_{л}^{cp} = 5169 \text{ МВт}, P_{з}^{cp} = 7229 \text{ МВт}.$$

$$a = \frac{7229+5169}{2} = 6199.$$

$$b = \frac{7597-5169}{2} = 1030.$$

Результаты вычислений представлены в таблице 2.10. По результатам вычислений построены годовые графики максимальной и среднемесячных нагрузок энергосистемы представлены на рисунке 2.3.

Таблица 2.10 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	α	cos	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
1	0,2618	0,9659	7560	7194
2	0,7854	0,7071	7284	6927
3	1,3090	0,2588	6804	6465
4	1,8326	-0,2588	6251	5932
5	2,3562	-0,7071	5772	5470
6	2,8798	-0,9659	5495	5204
7	3,4034	-0,9659	5495	5204
8	3,9270	-0,7071	5772	5470
9	4,4506	-0,2588	6251	5932
10	4,9742	0,2588	6804	6465
11	5,4978	0,7071	7284	6927
12	6,0214	0,9659	7560	7194

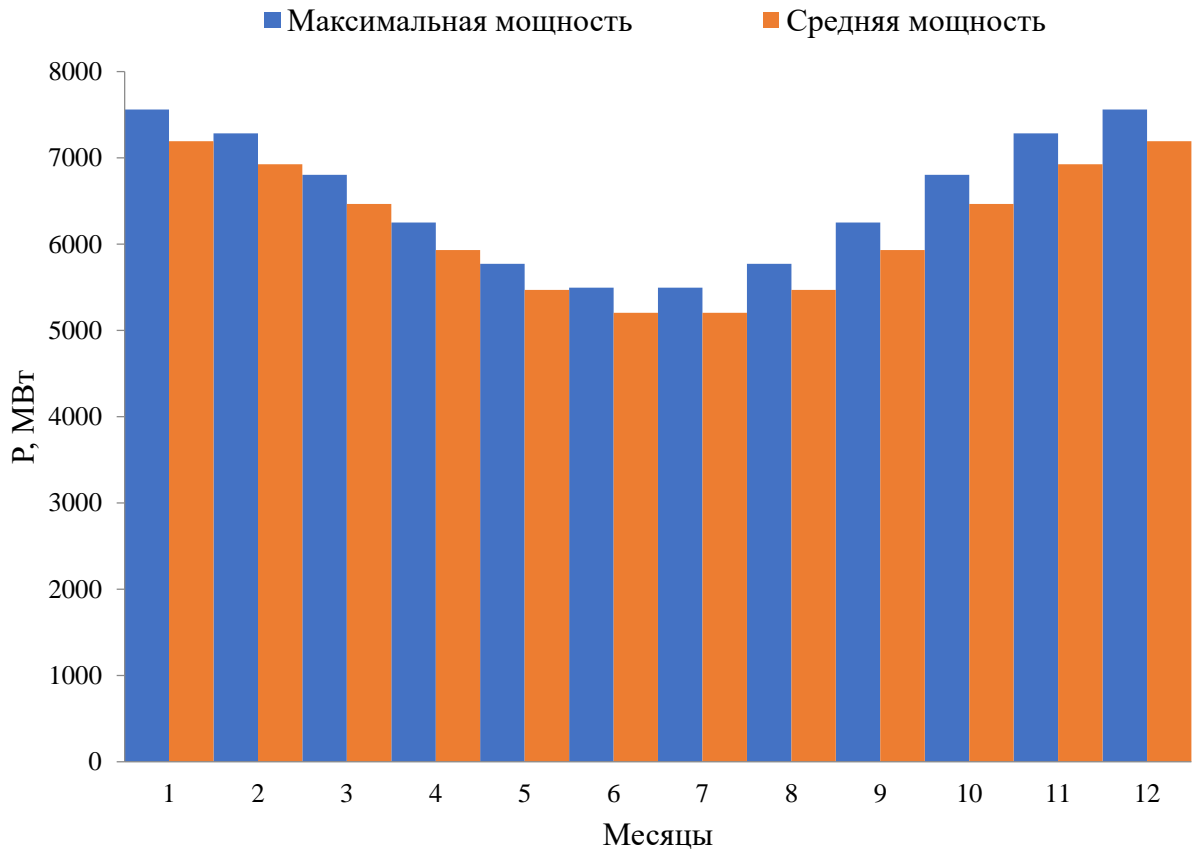


Рисунок 2.3 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках курсового проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1950) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.12)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,7$;
 $Q^{\text{пр}90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h. \quad (2.13)$$

где $Z_{\text{ВВ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке $\nabla\text{НПУ}$, м
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,79$ м.

В таблице 2.11 приведены потери расхода.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.14)$$

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

В таблицах 2.12 и 2.13 приведены режимы работ.

Таблица 2.11 – Потери расхода

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	36	28	38	58	439	550	243	260	154	106	100	56
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	500	500	500	500	650	650	650	650	650	650	500	500
$Q_{\text{фильтр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	14	17	13	11	10	11	0	0
$Q_{\text{испар.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
$Q_{\text{шл.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	12	12	12	12	-12	-18	-54	0	0	0	12	12
$Q_{\text{лед}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	28	34	27	22	21	21	0	0

Таблица 2.12 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт под}}, \text{ м}^3/\text{с}$	212	181	173	305	1355	1646	1355	1074	1010	1016	437	298
$Z_{\text{вб}}, \text{ м}$	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	362,12	361,97	361,93	362,55	365,52	366,33	365,51	364,72	364,53	364,55	363,11	362,52
$H, \text{ м}$	77,09	77,24	77,28	76,66	73,69	72,88	73,70	74,49	74,68	74,66	76,10	76,69
$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	142	122	117	204	869	1043	869	696	656	660	290	199

Таблица 2.13 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	500	500	500	500	650	650	650	650	650	650	500	500
$Z_{\text{вб}}, \text{ м}$	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	363,37	363,37	363,37	363,37	363,45	363,45	363,45	363,45	363,45	363,45	363,37	363,37
$H, \text{ м}$	75,84	75,84	75,84	75,84	75,76	75,76	75,76	75,76	75,76	75,76	75,84	75,84
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	330	330	330	330	428	428	428	428	428	428	330	330

Далее, для построения баланса энергии, необходимо сравнить режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку и определить избыточную мощность. Сравнение этих режимов приведено в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – 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
$N_{\text{быт}}$, МВт	142	122	117	204	869	1043	869	696	656	660	290	199
$N_{\text{ВХК}}$, МВт	330	330	330	330	428	428	428	428	428	428	330	330
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$, МВт	-187	-208	-213	-126	441	615	440	267	228	231	-40	-131

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования указана в таблице 2.15 и рассчитывается по формуле (2.15):

$$N_{\text{изб}} = \sum (N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 110 \text{ МВт.} \quad (2.15)$$

Таблица 2.15 – Распределение избыточной мощности

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{распред}}$, МВт	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55

2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки ВУМО;
- полезный объем водохранилища.

Расчёт начинается с того момента времени, когда бытового стока недостаточно, чтобы покрыть требования водохозяйственного комплекса либо выдать гарантированную мощность, а именно: после окончания весеннего половодья, когда водохранилище заполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен отметке $\nabla_{\text{НПУ}} = 440$ м, в рассматриваемом случае это ноябрь.

В приложении А таблице А.1 представленный расчет является не верным. Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$\begin{aligned} Q_{\text{НБ}} &= Q_{\text{ВХК}}, \\ Z_{\text{ВБнач}} &= Z_{\text{ВБкон}}, \\ N_{\text{ГЭС}} &= N_{\text{гар}}. \end{aligned}$$

Первый вариант гарантированной мощности не подходит, потому что отметка ВБ превышает НПУ (переполнение водохранилища). Следовательно, необходимо опустить линию гарантированной мощности, которая находится в приложении А рисунок А.1 и провести подбор гарантированной мощности так,

чтобы выполнялась годовая сработка-наполнение водохранилища с достижением НПУ в последнем месяце наполнения водохранилища.

После повышения $N_{\text{Гар}}$ в приложении А таблице А.2 мы получим верный расчет, так как все три условия выполняются.

Используя кривую связи объемов водохранилища от уровня воды график 1.1 определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 18,32 - 6 = 12,32 \text{ км}^3. \quad (2.16)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 12,32 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС: $Q_{50\%} = 1034 \text{ м}^3/\text{с}$. :

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}}, \quad (2.17)$$

$$\beta = \frac{12,32 \cdot 10^9}{32,61 \cdot 10^9} = 0,38.$$

По полученному коэффициент зарегулированности стока $\beta = 0,38$ получим годичное регулирование.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку $\nabla_{\text{УМО}} = 420,03 \text{ м}$ и рассчитали полезный объем водохранилища который составил $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 12,32 \text{ км}^3$. Также из условий маловодного года определили гарантированную мощность проектируемой Витимской ГЭС: $N_{\text{Гар}} = 773 \text{ МВт}$.

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанции: Мамаканской ГЭС и проектируемой Витимской ГЭС. Выработку существующих ГЭС нашли на сайте системного оператора (<http://so-ups.ru>) Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

Январь:

$$N_{\text{База}} = \frac{8,7 \cdot Q_{\text{сан.попуск}} \cdot N_{\text{Янв.}}}{1000} = \frac{8,7 \cdot 250 \cdot 63,29}{1000} = 138 \text{ МВт}, \quad (2.18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} = \frac{138 \cdot 24}{1000} = 3,3 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} = 18,55 - 3,3 = 15,25 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.20)$$

На ИКН проводим линию $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$, и определяем значение: $N_{\text{Пик}} = 997 \text{ МВт}$

По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{Раб.}} = N_{\text{База}} + N_{\text{Пик}} = 138 + 997 = 1135 \text{ МВт.} \quad (2.21)$$

Июнь:

$$N_{\text{База}} = \frac{8,7 \cdot Q_{\text{сан.попуск.}} \cdot H_{\text{июнь}}}{1000} = \frac{8,7 \cdot 325 \cdot 62,88}{1000} = 178 \text{ МВт,} \quad (2.22)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} = \frac{178 \cdot 24}{1000} = 4,27 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч,} \quad (2.23)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} = 8,54 - 4,27 = 4,27 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.24)$$

На ИКН проводим линию $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$, и определяем значение: $N_{\text{Пик}} = 358 \text{ МВт}$
По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{Раб.}} = N_{\text{База}} + N_{\text{Пик}} = 178 + 358 = 536 \text{ МВт.} \quad (2.25)$$

Расчёт рабочих мощностей проектируемой станции представлена в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{Гар}}$	773	493	251	245	327	356	385	404	415	424	493	773
$\mathcal{E}_{\text{Гар}}$	18,55	11,83	6,02	5,88	7,84	8,54	9,24	9,70	9,96	10,18	11,83	18,55
$N_{\text{баз}}$	138	128	125	123	163	178	193	202	208	212	161	151
$\mathcal{E}_{\text{баз}}$	3,30	3,08	3,01	2,94	3,92	4,27	4,62	4,85	4,98	5,09	3,88	3,63
$\mathcal{E}_{\text{пик}}$	15,25	8,75	3,01	2,94	3,92	4,27	4,62	4,85	4,98	5,09	7,96	14,92
$N_{\text{пик}}$	997	717	285	318	335	358	383	385	443	415	687	975
$N_{\text{раб}}$	1135	845	410	441	498	536	576	587	651	627	848	1126

2.7 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднесреднегодную выработку.

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году приложении А таблица А.3, а также работа по режиму уровня в расчётном маловодном году приложении А таблица А.4. По этим двум вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по мощностям, принятым в

маловодном году ($\Theta = 5,01$ млрд кВт·ч). На рисунке 2.4 представлен график сработки и наполнения водохранилища.

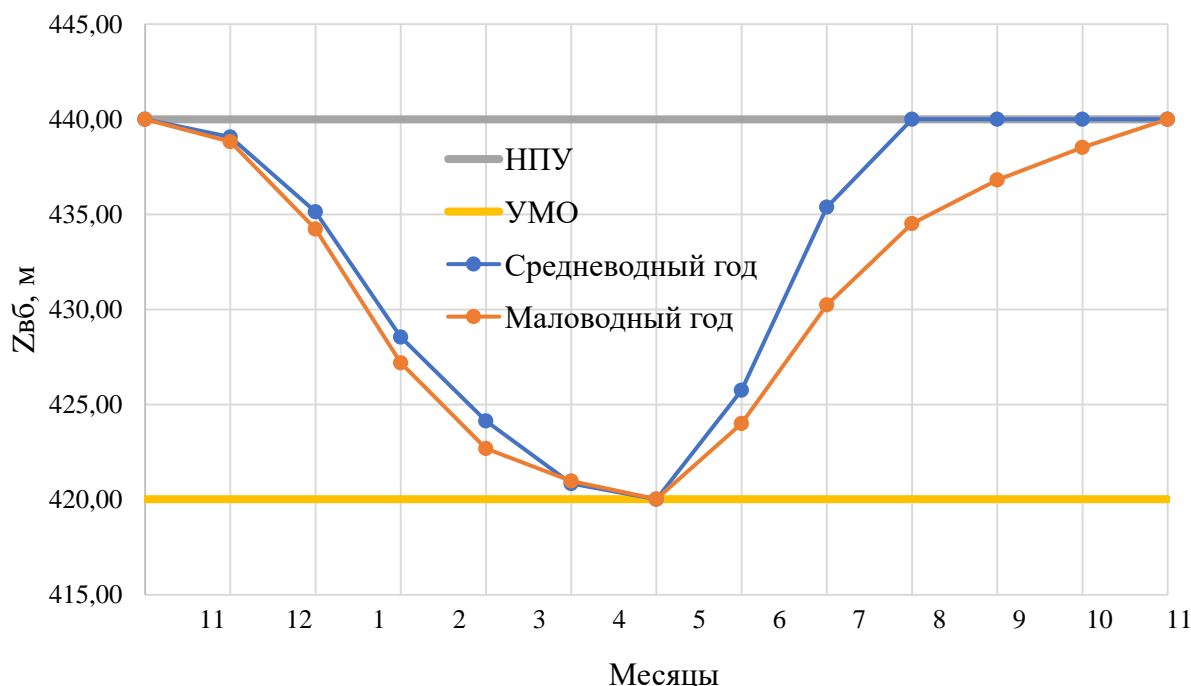


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах

2.8 Баланс мощности

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

Баланс мощности показан в приложении А рисунок А.4.

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $3\% P_t^{max}$, аварийный резерв составляет 10% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемой ГЭС, на существующих ТЭС. Аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} = 1148 \text{ МВт.} \quad (2.26)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{а.р.}^{ТЭС} + N_{н.р.}^{ТЭС}. \quad (2.27)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт

оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{50}{6} = 8 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.28)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{1148}{6} = 191 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.29)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановок каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{7128}{6} = 1205 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.30)$$

В таблице 2.17 указан баланс мощности энергосистемы в маловодном году.

Таблица 2.17 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Р _{мах}	Р _{авар}	Р _{нагр}	Р _{раб}	Р _{нагр}	Р _{рем}	Р _{раб.}	Р _{нагр}	Р _{рем}	Р _{раб.}	Р _{нагр}	Р _{авар}	Р _{рем}
I	7560	227	756	49	1		1115	33		6396	640		192
II	7284	219	728	45	1		845	25		6394	639		192
III	6804	204	680	41	1		410	12		6353	635		191
IV	6251	188	625	39	1		441	13		5771	577		173
V	5772	173	577	37	1		498	15		5237	524	151	157
VI	5495	165	550	33	1		536	16		4926	493	151	148
VII	5495	165	550	33	1		576	17		4886	489	151	147
VIII	5772	173	577	37	1		587	18		5148	515	151	154
IX	6251	188	625	39	1		651	20	191	5561	556		167
X	6804	204	680	41	1	8	627	19		6136	614		184
XI	7284	219	728	45	1		848	25		6391	639		192
XII	7560	227	756	49	1		1126	34		6385	639		192

2.9 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

$Z_{НБ}(V_{НБ})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода (рисунок 2.1);

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (2.31)$$

где $k_N = 8,7$ – коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}. \quad (2.32)$$

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

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = 250 \text{ м}^3/\text{с}$

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов (таблица 2.18).

Таблица 2.18 – Расчет режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$H_{НПУ}, \text{ м}$	$H_{УМО}, \text{ м}$	$H_{ЗББ}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	361,02	78,19	58,22	71,36	40	3299	72	2139
100	361,46	77,75	57,78	70,92	42	3142	70	2109
200	361,87	77,34	57,37	70,51	44	2999	68	2078
300	362,25	76,96	56,99	70,13	46	2869	66	2048
400	362,61	76,6	56,63	69,77	48	2749	64	2016
500	362,96	76,25	56,28	69,42	50	2639	62	1985
600	363,29	75,92	55,95	69,09	52	2538	60	1952
700	363,6	75,61	55,64	68,78	54	2444	58	1919
800	363,91	75,3	55,33	68,47	56	2356	56	1886
900	364,21	75	55,03	68,17	58	2275	54	1852
1000	364,5	74,71	54,74	67,88	60	2199	52	1817
1100	364,79	74,42	54,45	67,59	62	2128	50	1782
1200	365,08	74,13	54,16	67,30	64	2062		
1300	365,36	73,85	53,88	67,02	66	1999		
1400	365,64	73,57	53,6	66,74	68	1941		

Продолжение таблицы 2.18

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчету установленной мощности	
Q _{НБ} , м ³ /с	Z _{НБ} , м	H _{НПУ} , м	H _{НМО} , м	H _{ЗВБ} , м	H, м	Q, м ³ /с
1500	365,92	73,29	53,32	66,46	70	1885
1600	366,2	73,01	53,04	66,18	72	1833
1700	366,48	72,73	52,76	65,90	74	1783
1800	366,75	72,46	52,49	65,63	76	1736
1900	367,03	72,18	52,21	65,35	78	1692
2000	367,31	71,9	51,93	65,07	80	1649
2100	367,59	71,62	51,65	64,79		
2200	367,86	71,35	51,38	64,52		
2300	368,14	71,07	51,1	64,24		
2400	368,41	70,8	50,83	63,97		
2500	368,68	70,53	50,56	63,70		
2600	368,95	70,26	50,29	63,43		
2700	369,22	69,99	50,02	63,16		
2800	369,49	69,72	49,75	62,89		
2900	369,75	69,46	49,49	62,63		

По полученным значениям построено режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности приложение А рисунок А.5, из которого определяется диапазон изменения напоров и расхода: $H_{\max} = 77,05$ м, $H_p = 65$ м, $H_{\min} = 52,37$ м, $Q_{\min} = 250$ м³/с и $Q_{\max} = 2032$ м³/с.

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. Выбран тип гидротурбины ПЛД90–В45. Параметр модели этой гидротурбины представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛД90–В45
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	90
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5
$n'_{\text{opt}}, \text{ мин}^{-1}$	85
$Q'_{\text{opt}}, \text{ л/с}$	820
$\eta_{\text{м opt}}$	0,921
$Q_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1300
$D'_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,46
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	16
$\nu_{\text{мод}} \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с}$	1,11

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:

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

где Q'_{Ip} - 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 12°C составляет $1,21 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

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'_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 таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛД90–В45

D_1 , м	5,6	6	6,3	7,1	7,5	8
η_T , о. е.	0,943	0,944	0,944	0,945	0,945	0,945
$N'_{\text{агр}}$, кВт	185904	213514	235480	299326	334127	380325
$Z'_{\text{агр}}$, шт	6,18	5,38	4,88	3,84	3,44	3,02
$Z_{\text{агр}}$, шт	6	6	6	4	4	4
$N_{\text{агр}}$, кВт	191333	191333	191333	287000	287000	287000
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,040	1,041	1,041	1,042	1,042	1,043
n'_c , об/мин	124,6	116,3	110,8	98,4	93,1	87,3
$n_{\text{синх}}$, об/мин	125	125	115,4	100	93,8	88,2
$n'_i(H_{\text{min}})$, об/мин	94,8	101,5	98,4	96,0	95,1	95,4
$n'_i(H_{\text{расч}})$, об/мин	85,1	91,2	88,4	86,3	85,5	85,7
$n'_i(H_{\text{max}})$, об/мин	78,2	83,8	81,2	79,2	78,5	78,7
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,12	0,97	0,88	1,04	0,93	0,82
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{max}})$	0,87	0,76	0,68	0,81	0,72	0,64
$Q'_i(H_{\text{max}})$, л/с	0,89	0,78	0,70	0,55	0,450	0,44
$Q'_i(H_{\text{min}})$, л/с	1,08	0,94	0,85	0,67	0,60	0,53

Проведём анализ выбранных диаметров по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов;

Также на главной универсальной характеристике построены зоны работы для каждого выбранного диаметра приложение Б рисунок Б.1-6.

В результате проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса турбины ПЛ90-В45-560 выбывает из рассмотрения, так как в её рабочую зону не выходит точка оптимума.

Таким образом, продолжим расчет для следующих турбин: ПЛ90-В45-600, ПЛ90-В45-630, ПЛД90-В45-710, ПЛ90Д-В45-750, ПЛ90Д-В45-800.

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:

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

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

H_s – высота отсасывания.

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

- Работа одного агрегата при max напоре и номинальной мощности;
- Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности;
- Работа одного агрегата при min напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5 + \Delta Z_{x.пл.} \quad (3.14)$$

где $B = 10$ м – барометрическое давление;

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

H – напор.

$\Delta Z_{x.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛД-турбин

$$\Delta Z_{x.пл.} = \frac{B_{0.н.}}{2}. \quad (3.15)$$

Здесь $B_{0.н.}$ – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитывается с модели:

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}). \quad (3.19)$$

Составим таблицу 3.3 для ПЛД90-В45.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛД90-В45

D ₁	6	6,3	7,1	7,5	8
Q` (H _{min})	0,98	0,88	1,04	0,93	0,81
Q` (H _{расч})	1,07	0,96	1,14	1,02	0,89
Q` (H _{max})	0,82	0,75	0,88	0,79	0,69
Q (H _{min})	260	258	388	388	383
Q (H _{расч})	316	314	473	471	469
Q (H _{max})	264	265	398	398	398
Z _{нб} (Q (H _{min}))	362,34	362,33	362,91	362,91	362,89
Z _{нб} (Q (H _{расч}))	362,59	362,59	363,26	363,25	363,25
Z _{нб} (Q (H _{max}))	362,36	362,37	362,95	362,95	362,95
σ (H _{min})	0,213	0,170	0,249	0,195	0,144
σ(H _{расч})	0,270	0,216	0,327	0,240	0,176
σ(H _{max})	0,149	0,120	0,174	0,132	0,101
H _s (H _{min})	-2,00	0,29	-3,75	-0,87	1,87
H _s (H _{расч})	-8,37	-4,83	-11,94	-6,24	-2,01
H _s (H _{max})	-2,30	-0,03	-4,09	-0,81	1,64
Z _{рк} (H _{min})	360,06	362,34	358,86	362,14	364,59
Z _{рк} (H _{расч})	354,22	357,76	351,32	357,01	361,23
Z _{рк} (H _{max})	360,34	362,63	359,15	362,04	364,76

Из анализа полученных вариантов для ПЛД90-В45, была выбрана турбина ПЛД90-В45-630, т.к турбина данного диаметра имеет высоту отсасывания меньше 8 м по условию, обеспечивающее бескавитационный режим, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Точка оптимума входит в зону работы и находится между $n1 \cdot H_{max}$ и $n1 \cdot H_p$. Имеет наименьший диаметр из всех благоприятных рассматриваемых диаметров.

Отметка установки РК: 357,76 м

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_{\text{grp}}}{\cos \varphi} = \frac{191,3}{0,85} = 225,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.20)$$

где $\cos \varphi = 0,85$ – коэффициент мощности.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{115,4} = 52. \quad (3.21)$$

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

Расчётная мощность:

$$S_p = k S_H = 1,07 \cdot 225,1 = 240,85 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.22)$$

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

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_p}{2p} = \frac{240,85}{52} = 4,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.23)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 4,33^{0,239} = 0,64 \text{ м}, \quad (3.24)$$

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:

$$D_i = \frac{\tau \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,64 \cdot 52}{3,14} = 10,59. \quad (3.25)$$

Предельная окружная скорость:

$$\vartheta_{\text{пр}} = \frac{\pi D_i k_{\text{разг}} n_{\text{синх}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 10,59 \cdot 2 \cdot 115,4}{60} = 128 \text{ м/с}, \quad (3.26)$$

где $k_{\text{разг}} = 2$.

Ориентировочно диаметр шахты принят равным внутреннему диаметру кромки статора турбины: $D_{ш} = 8,42$ м.

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^*y} = \frac{8,9}{4,33^{0,105}} = 7,63, \quad (3.27)$$

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

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30C_aS_p}{\pi n_{\text{синх}} D_i^2} = \frac{30 \cdot 7,63 \cdot 240,85}{3,14 \cdot 115,4 \cdot 10,59^2} = 1,35 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 1,4$ м.

Конструктивное исполнение генератора уточняется отношением:

$$\frac{D_i}{l_a} = \frac{10,59}{0,8} = 12,92 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Так как $\frac{D_i}{l_a} > 5$, то принимается зонтичное исполнение.

Внешний диаметр вала приближённо рассчитывается формуле (3.30) с дальнейшим округлением до стандартизированного числа:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{\text{агр}}}{n_{\text{синх}}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{191333}{115,4}} = 153,9 \text{ см.} \quad (3.30)$$

Принимаем стандартную величину (округляют кратно 50 мм при $d_B < 1$ м, или кратно 100 мм при $d_B \geq 1$ м), Таким образом, $d_B = 150$ см.

Общая масса генератора приближённо:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 47 \cdot 10,59 \cdot 1,4 = 697 \text{ т,} \quad (3.31)$$

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

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

$$G_{\text{рот}} = 0,55 G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 697 = 383 \text{ т.} \quad (3.32)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + 0,8 = 10,59 + 0,8 = 11,39 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-1139/140-52.

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

Таблица 3.5 – Основные размеры генератора СВ-1139/140-52

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
Статор	Высота корпуса $h_{ст}$	(от 1,7 до 1,9) l_a	2,52
	Диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05 + 0,0017n_c)D_i$	13,20
	Диаметр активной стали D_a	$D_i +$ (от 0,5 до 0,9)	11,29
Верхняя крестовина	Высота $h_{вк}$	(от 0,1 до 0,12) D_i	1,17
	Диаметр лучей $D_{вк}$	$D_{ст}$	13,20
Подпятник	Высота $h_{п}$	(от 0,15 до 0,2) D_i	1,80
	Диаметр кожуха $D_{п}$	(от 0,4 до 0,5) D_i	4,77
Нижняя крестовина	высота $h_{н.к}$	(от 0,25 до 0,30) $D_{ш}$	2,27
	диаметр лучей $D_{н.к}$	$D_{ш} + 0,4$	8,82
Надстройка	Высота h_0	от 0,3 до 0,5	0,40
Кратер	Диаметр $D_{кр}$	(от 1,4 до 1,5) D_i	15,36
	Минимальная ширина подхода b	от 0,4 до 0,5	0,45
Исполнение	Зонтичный		

3.4 Гидромеханический расчёт металлической спиральной камеры

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями. При ее расчете задаемся тремя главными условиями, которым должен подчиняться поток, через нее проходящий:

1. Обеспечиваем равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.
2. Обеспечиваем одинаковую закрутку потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.
3. Подбираем размеры радиальных сечений спиральной камеры так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

Исходные данные для турбины ПЛД90–В45:

Номинальная мощность турбины $N_p = 191,3$ МВт;

Расчётный напор $H_p = 65$ м;

Диаметр рабочего колеса $D_1 = 6,3$ м;

Частота вращения $n = 115,4$ об/мин;

Расход через турбину при N_p и H_p : $Q_p = 314$ м³/с.

По ГУХ для турбины ПЛД90–В45 выбирают высоту направляющего аппарата $b_0 = 0,25 \cdot D_1 = 0,25 \cdot 6,3 = 1,575$ м и угол обхвата $\varphi = 345^\circ$; и высоту статора $b_1 = b_0 + 0,02 = 1,595$ м. Основные размеры статора для $D_1 = 6,3$ м:

$D_a = 9,7$ м; $D_b = 8,42$ м; $D_4 = 10,1$ м; $R_4 = 5,05$ м; $R = 0,56$ м; $h_1 = 0,484$ м; $K = 0,175$.

Расчет спиральной камеры проводят в следующей последовательности:

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,595 + 2 \cdot 0,484 = 2,56 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимают по графику:

$$v_{cp} = f(H_p), \text{ откуда } v_{cp} = 6,73 \text{ м/с.} \quad (3.35)$$

Вычисляем расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \frac{\varphi}{360} = 314 \cdot \frac{345}{360} = 300,92 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.36)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{300,92}{6,73} = 44,71 \text{ м}^2. \quad (3.37)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{44,71}{3,14}} = 3,77 \text{ м.} \quad (3.38)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{вх} = R_4 + \sqrt{p_{вх}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 5,05 + \sqrt{3,77^2 - \left(\frac{2,56}{2}\right)^2} = 8,6 \text{ м.} \quad (3.39)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{вх} = a_{вх} + p_{вх} = 8,6 + 3,77 = 12,37 \text{ м.} \quad (3.40)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения определяем по формуле:

$$\frac{\varphi}{c} \cdot \omega = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 8,6 - \sqrt{8,6^2 - 3,77^2} = 0,87. \quad (3.41)$$

При принятом значении по 3,5 и 3,6:

$$\frac{1}{c} = 0,91, \quad (3.42)$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = \frac{345}{360} = 0,958. \quad (3.43)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитываем все сечения спиральной камеры. Произведем расчеты для $\varphi = 330^\circ$
Уравнение, решаемое относительно x :

$$\begin{aligned} x &= \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \\ &= 0,917 \cdot 0,91 + \sqrt{\frac{2 \cdot 5,05 \cdot 0,917}{0,91} - \left(\frac{2,56}{2}\right)^2} = 3,438 \text{ м.} \end{aligned} \quad (3.44)$$

Расстояние до центра расчётного сечения:

$$a = R_4 + x = 5,05 + 3,548 = 8,488 \text{ м.} \quad (3.45)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \sqrt{3,438^2 + \left(\frac{2,56}{2}\right)^2} = 3,669 \text{ м.} \quad (3.46)$$

Наружный радиус расчетного сечения

$$R = a + p = 8,488 + 3,669 = 12,157 \text{ м.} \quad (3.47)$$

Данные заносим в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Расчёт металлической спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
	$\varphi/360$	φ/c	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$\frac{[4]-}{(H_1/2)^2}$	$\sqrt{[5]}$	$[6]+[3]$	$[7]^2$	$[8]+(H_1/2)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4+[7]$	$[10]+[11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°	-	-	м	м	м ²	м	м ²	м ²	м	м	м
345	0,96	0,87	8,81	7,16	2,68	3,55	12,59	14,23	3,77	8,60	12,37
330	0,92	0,83	8,42	6,78	2,60	3,44	11,82	13,46	3,67	8,49	12,16
315	0,88	0,80	8,04	6,40	2,53	3,33	11,06	12,70	3,56	8,38	11,94
300	0,83	0,76	7,66	6,01	2,45	3,21	10,31	11,95	3,46	8,26	11,72
285	0,79	0,72	7,27	5,63	2,37	3,09	9,57	11,21	3,35	8,14	11,49
270	0,75	0,68	6,89	5,25	2,29	2,97	8,84	10,48	3,24	8,02	11,26
255	0,71	0,64	6,51	4,87	2,21	2,85	8,12	9,77	3,13	7,90	11,03
240	0,67	0,61	6,13	4,48	2,12	2,72	7,42	9,06	3,01	7,77	10,78
225	0,63	0,57	5,74	4,10	2,02	2,59	6,73	8,37	2,89	7,64	10,54
210	0,58	0,53	5,36	3,72	1,93	2,46	6,05	7,69	2,77	7,51	10,28
195	0,54	0,49	4,98	3,33	1,83	2,32	5,38	7,02	2,65	7,37	10,02
180	0,50	0,45	4,59	2,95	1,72	2,17	4,72	6,36	2,52	7,22	9,75
165	0,46	0,42	4,21	2,57	1,60	2,02	4,08	5,72	2,39	7,07	9,46

Т.к. для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты ($\varphi = 0; R = \frac{8,42}{2}$). Недостающий участок плавно продляем до 0° (вручную или подбором функции) и получаем зависимость $R = f(\varphi)$ (рисунок 3.2).

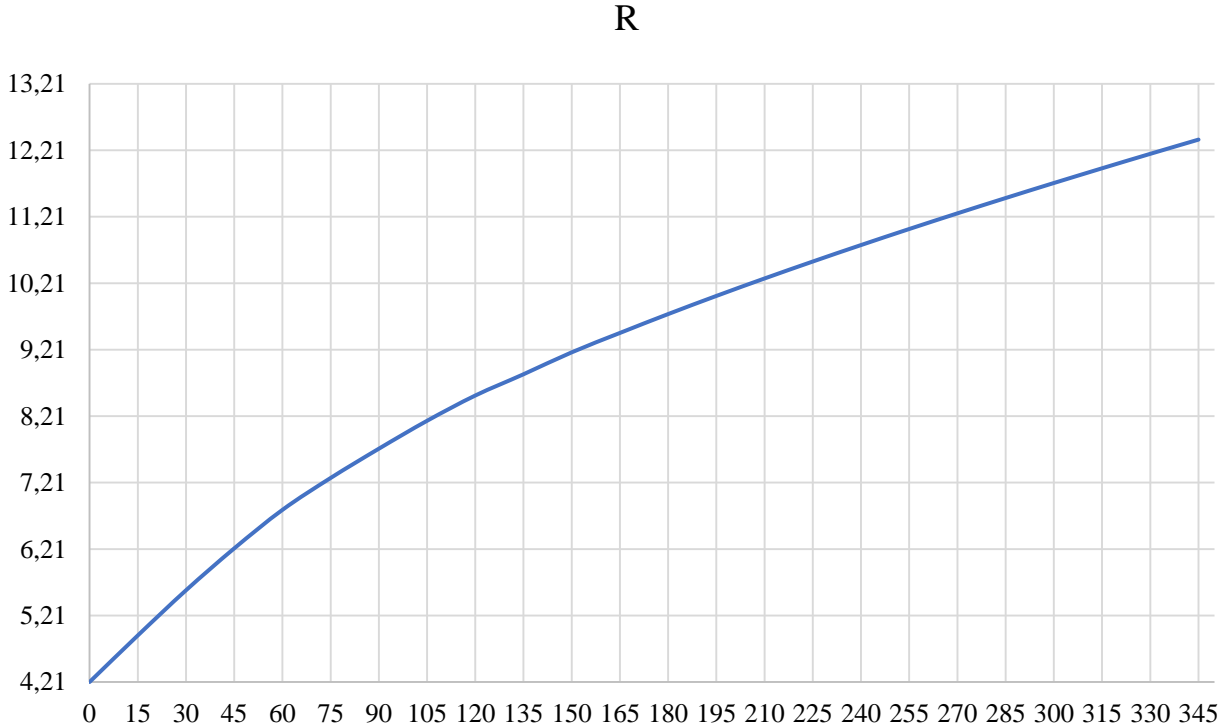


Рисунок 3.2 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры $R=f(\varphi)$

Пользуясь шагом $\Delta\varphi = 15^\circ$, с рисунка 3.1 снимаем значения R_{φ} зависимости от угла φ .

$$R_{(\varphi=150)} = 9,17 \text{ м.}$$

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{2,56}{2 \cdot \sin 35} = 2,23 \text{ м.} \quad (3.48)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$\begin{aligned} P_{2(\varphi=150)} &= \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k} = \\ &= \frac{9,17 - (5,05 + 2,23 \cdot (1 - \cos 35))}{2 \cdot \cos 35} = 2,268 \text{ м.} \end{aligned} \quad (3.49)$$

Данные заносим в таблицу 3.7.

Таблицу 3.7 – Данные эллиптического сечения

Порядковый номер	φ°	p1	R	P2
14	150	2,23	9,17	2,27
15	135		8,84	2,07
16	120		8,52	1,87
17	105		8,14	1,64
18	90		7,72	1,38
19	75		7,28	1,11
20	60		6,80	0,82
21	45		6,22	0,47

Постоянную спиральной камеры определяют по формуле:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot 1 / c} = \frac{314}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,91} = 54,93. \quad (3.50)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\tan \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{314 / (2 \cdot 3,14 \cdot 1,595)}{54,93} = 0,57, \quad (3.51)$$

$$\delta = \arctan \left(\frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right) = \arctan 0,57 = 30^\circ. \quad (3.52)$$

Строим теоретический чертеж спиральной камеры круглого сечения по таблице 3.8 из рассчитанных выше параметров

Таблицу 3.8 – Данные спиральной камеры круглого сечения

Для круглого сечения				
Порядковый номер	φ°	a	p	R
1	345	8,60	3,77	12,37
2	330	8,49	3,67	12,16
3	315	8,38	3,56	11,94
4	300	8,26	3,46	11,72
5	285	8,14	3,35	11,49
6	270	8,02	3,24	11,26
7	255	7,90	3,13	11,03
8	240	7,77	3,01	10,78
9	225	7,64	2,89	10,54
10	210	7,51	2,77	10,28
11	195	7,37	2,65	10,02
12	180	7,22	2,52	9,75
13	165	7,07	2,39	9,46

Продолжение таблицы 3.8

Для эллиптического сечения				
№	φ°	p1	R	P2
14	150	2,23	9,17	2,27
15	135		8,84	2,07
16	120		8,52	1,87
17	105		8,14	1,64
18	90		7,72	1,38
19	75		7,28	1,11
20	60		6,80	0,82
21	45		6,22	0,47

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:

$$D_v^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{16,149}{33} \right)^{0,33} = 1352 \text{ мм}, \quad (3.53)$$

где $\tau_{доп} = 33 \text{ МПа}$.

Крутящий момент определяется по формуле (3.55):

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 191333}{115,4} = 16,149 \text{ МПа}. \quad (3.54)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при D_v менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм).

Окончательное значение наружного диаметра вала $D_v = 1500 \text{ мм}$.

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:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8N}{n_{\text{синх}}D_1} = \frac{0,8 \cdot 191333}{115,4 \cdot 6,3} = 210,5 \text{ кН.} \quad (3.55)$$

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

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 20 = 1500 + 20 = 1520 \text{ мм.} \quad (3.56)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}}h_{\text{п}}} = \frac{210,5}{1,52 \cdot 0,5} = 277,03 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 29U = 532,69 \text{ кПа,} \quad (3.57)$$

где $h_{\text{п}} = 500 \text{ мм}$;

$$U = \frac{\pi n_{\text{синх}} d_{\text{п}}}{30} = 3,14 \cdot 115,4 \cdot \frac{1,52}{30} = 18,37 \text{ м/с.} \quad (3.58)$$

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно: $Z_{\text{сегм}} = 10$, $h_{\text{п}} = 500 \text{ мм}$.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{210,5}{1+2 \cdot \cos(36^\circ) + 2 \cos(72^\circ)} = 65,06 \text{ кН,} \quad (3.59)$$

где $\alpha = \frac{360^\circ}{10} = 36^\circ$.

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}}h_{\text{п}}} = \frac{65,06}{0,42 \cdot 0,5} = 313,21 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 50U = 918,43 \text{ кПа,} \quad (3.60)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,87 \cdot 3,14 \cdot \frac{1,52}{10} = 0,42 \text{ м}$.

В обоих видах подшипников вышесказанное условие соблюдается, но из-за более простой установки и эксплуатации выбираем сегментный подшипник.

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 маслonaпорной установки для напора $H = 77,05$ м и диаметра $D_1 = 6,13$ м: МНУ 16/1-40-20-3,

где 16 – объём гидроаккумулятора м^3 ;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;

20 – вместительность сливного бака, м^3 ;

3 – количество насосов.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для поворотно-лопастной турбины принят: ЭГРК-2И1-150-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР – электрогидравлический регулятор;

И – на интегральных микросхемах;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Электрические схемы ГЭС строятся по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распределительное устройство.

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. На генераторном напряжении для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Для Витимской ГЭС с числом агрегатов, равному 6, для максимальной надёжности передачи электроэнергии рассмотрим вариант – схему с простыми блоками.

Выбор напряжения распределительного устройства обусловлен наличием в непосредственной близости (100 км) подстанции ПС-Усть-Кут 500 кВ, имеющей связь с энергосистемой Иркутской области. Схема с одиночным и укрупнённым блоком представлены на рисунках 4.1, 4.2.

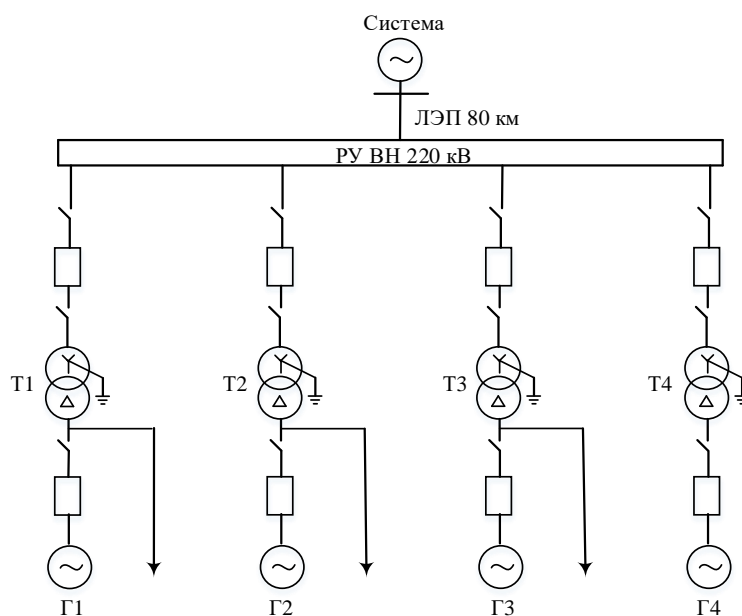


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

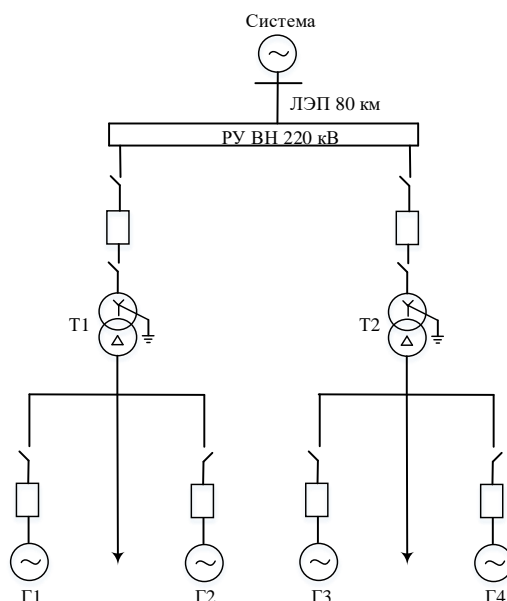


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками

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-1139/140-52. Данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-1120/140-52

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	235
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	200
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	125
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	15,75
Индуктивные сопротивления	x''_d	о.е.	0,205
	x'_d	о.е.	0,345
	x_d	о.е.	0,915

4.2.2 Выбор силового трансформаторов

По каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбирается силовой трансформатор ТДЦ-250000/500.

- Т – трехфазный;
- Д - дутье;
- Ц – циркуляция масла принудительная;

- 250000 - номинальная мощность трансформатора, кВА;
- 500 - значение высшего напряжения, кВ.

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2:

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-250000/500

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	250
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{вн}$	кВ	525
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{нн}$	кВ	15,75
Напряжение короткого замыкания	U_k	%	13
Потери короткого замыкания	ΔP_k	кВт	600
Потери холостого хода	ΔP_x	кВт	250
Ток холостого хода	I_x	%	0,45

4.2.3 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформатор собственных нужд выбирается таким образом, чтобы в случае аварийной ситуации, все собственные нужды могли возлагаться на один трансформатор. С учетом этого условия производится расчет собственных нужд станции и после чего выбирается трансформатор собственных нужд.

$$P_{СН}^{станции} = P_{установленная} \cdot 0,005 = 1148 \cdot 0,005 = 5,74 \text{ МВт.} \quad (4.1)$$

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд. По подходящей мощности выбирается трансформаторы ТСЗ – 6300/15,75/6,3 и ТСЗ – 6300/6,3/0,4

- Т-трансформатор.
- С-сухой.
- 3-защищённый.
- 6300- номинальная мощность трансформатора, кВА.
- 6,3/0,4 - значение низшего напряжения, кВ.
- 15,75/6,3 - значение высшего напряжения, кВ.

Параметры трансформатора ТСЗ – 2000/13,8/6,3 и ТСЗ – 2000/6,3/0,4 представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры трансформаторов ТСЗ–6300/15,75/6,3 и ТСЗ – 6300/6,3/0,4

Наименование величины	Обозначение	ТСЗ – 6300/15,75/6,3	ТСЗ – 6300/6,3/0,4
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	6,3	6,3
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$, кВ	15,75	6,3
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$, кВ	6,3	0,4
Потери активной мощности	ΔP , кВт	11,8	11,5
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP_x , кВт	3,6	3,1
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	0,5	0,3
Напряжение короткого замыкания	ΔU_k , %	8	5

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Суммарная мощность, выдаваемая на распредустройство:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}} = 1148 - 5,74 = 1142,26 \text{ МВт.} \quad (4.2)$$

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = \frac{1142,26}{0,85} = 1343,84 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.3)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 500 кВ $P_{\text{нат}} = 900 \text{ МВт}$.
Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$.

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{\text{нат}}/\cos \varphi_c} + 1 = \frac{1142,26}{900/0,85} + 1 = 2,49. \quad (4.4)$$

Принимается 3-х цепная ВЛ 500 кВ.

Рабочий ток линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{P_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1142260}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 517,2 \text{ А.} \quad (4.5)$$

Расчетный ток линии:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 517,2 = 543,1 \text{ А.} \quad (4.6)$$

где $\alpha_{\text{т}}$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;
 α_i – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки.
Послеаварийный ток:

$$I_{п.ав.} = \frac{P_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1142260}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 775,9 \text{ А.} \quad (4.7)$$

Принимается провод марки АС-500/64. Каталожные данные представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС-500/64

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Удельное активное сопротивление	$r_{уд}$	Ом/км	0,011
Удельное реактивное сопротивление	$x_{уд}$	Ом/км	0,11
Предельно допустимый ток	$I_{доп}$	А	610

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-250000/500	1033830
ТДЦ-630000/500	2276505
ТСЗ – 6300/15,75/6,3	73710
КРУЭ-500	244440

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{тр} + m \cdot K_{сн} + t \cdot K_{КРУЭ}, \quad (4.8)$$

где $n = 6$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{тр}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{сн}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 10$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{КРУЭ}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 1033830 \cdot 6 + 73710 \cdot 3 + 244440 \cdot 10 = 8868510 \text{ тыс. р.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.9)$$

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.

$$K_2 = 2276505 \cdot 3 + 73710 \cdot 3 + 244440 \cdot 7 = 9495045 \text{ тыс. р.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 8868510 + 185,63 = 1330462 \text{ тыс. р.}, \quad (4.10)$$

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

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 9495045 + 164,10 = 1424420 \text{ тыс. р.}, \quad (4.11)$$

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{1330462 - 1424420}{1330462} \cdot 100\% = 7,06\% > 5\%. \quad (4.12)$$

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

4.5 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета. На рисунках 4.6, 4.7, 4.8 представлены результаты расчётов. В таблице 4.6 сведены все результаты.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	Г1	16
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Блок 1	16
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	КРУЭ	525
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Г2	16
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Блок 2	16
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Сеть	515
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Г3	16
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Блок 3	16
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Г4	16
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Блок 4	16
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Г5	16
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Блок 5	16
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Г6	16
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Блок 6	16

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	1	2			Г1 - Блок 1				
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3			Блок 1 - КРУЭ	2,55	143,33		0,030
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			Г2 - Блок 2				
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	3			Блок 2 - КРУЭ	2,55	143,33		0,030
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8			Г3 - Блок 3				
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	3			Блок 3 - КРУЭ	2,55	143,33		0,030
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	9	10			Г4 - Блок 4				
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	3			Блок 4 - КРУЭ	2,55	143,33		0,030
9	<input type="checkbox"/>		Выкл	11	12			Г5 - Блок 5				
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	3			Блок 5 - КРУЭ	2,55	143,33		0,030
11	<input type="checkbox"/>		Выкл	13	14			Г6 - Блок 6				
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	3			Блок 6 - КРУЭ	2,55	143,33		0,030
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	6			КРУЭ - Сеть	5,90	41,30		
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	6			КРУЭ - Сеть	5,90	41,30		
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	6			КРУЭ - Сеть	5,90	41,30		

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Uрон	ур.Е	ур.Урон	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0
1	Генератор 1	1	0,015	0,216	0,015	0,216	0,045	0,648	17,798				0,034	-89,350	0,037	-88,627	0,037	-88,626
2	Генератор 2	4	0,015	0,216	0,015	0,216	0,045	0,648	17,798				0,034	-89,350	0,037	-88,627	0,037	-88,626
3	Сеть	6	66,130	426,740	66,130	426,740	66,130	426,740	515,000				0,667	-81,213		-80,861		
4	Генератор 3	7	0,015	0,216	0,015	0,216	0,045	0,648	17,798				0,034	-89,350	0,037	-88,627	0,037	-88,626
5	Генератор 4	9	0,015	0,216	0,015	0,216	0,045	0,648	17,798				0,034	-89,350	0,037	-88,627	0,037	-88,626
6	Генератор 5	11	0,015	0,216	0,015	0,216	0,045	0,648	17,798				0,034	-89,350	0,037	-88,627	0,037	-88,626
7	Генератор 6	13	0,015	0,216	0,015	0,216	0,045	0,648	17,798				0,034	-89,350	0,037	-88,627	0,037	-88,626

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	1					47,5213	-86,03

Рисунок 4.6 – Результаты расчета трехфазного КХ на выводах генератора

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	3					14,9758	-88,63

Рисунок 4.7 – Результаты расчета трехфазного КЗ на СШ 500 кВ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		1ф	3					7,4710	-88,63

Рисунок 4.8 – Результаты расчета однофазного КЗ на СШ 500 кВ

Таблица 4.6 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Тип КЗ	Номер узла	I _{по} , кА	i _y , кА
3 ф	1	47,52	132,53
3 ф	3	14,98	39,19

4.6 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 8,63 = 9,06 \text{ кА.} \quad (4.13)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 525} = 0,21 \text{ кА.} \quad (4.14)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1343,8}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,52 \text{ кА.} \quad (4.15)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{Л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1343,8}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,78 \text{ кА.} \quad (4.16)$$

4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ

4.7.1 Выбор выключателей и разъединителей

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.17)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.18)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.19)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–20 и разъединитель РВПЗ–20/12500 У3. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7 и 4.8.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя ВГГ–20–90/10000

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}}$	$I_{\text{ном}} = 8614 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}}$	$I_{\text{пр.скв}} = 58,63 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 90 \text{ кА}$
i_y	$i_{\text{пр.скв}} = 132,53 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 230 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 1405,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного разъединителя РВПЗ–20/12500

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}}$	$I_{\text{ном}} = 8614 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 12500 \text{ А}$
i_y	$I_{\text{пр.скв}} = 132,53 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 410 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 1405,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для 500 кВ выбран элегазовый выключатель типа ВГТ–500 таблица 4.10, а также установлен разъединитель типа РГ–500 проверка в таблице 4.9 и 4.10.

Таблица 4.9 – Проверка разъединителя РГ–500/6300

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{НОМ}} = 240 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 6300 \text{ А}$
i_y	$i_{\text{пр.скв}} = 39,19 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 63 \text{ кА}$
Вк.расч, кА ² ·с	$V_{\text{к.НОМ}} = 123 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.НОМ}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.10 – Проверка выключателя ВГТ–500

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 240 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 6300 \text{ А}$
i_y	$i_{\text{пр.скв}} = 39,19 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 100 \text{ кА}$
Вк.расч, кА ² ·с	$V_{\text{к.НОМ}} = 123 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.НОМ}} = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	0,5	55
Синхронизатор	АС-М	0,5	20
			$\Sigma = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$

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

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с

ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.7.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ 20/0,5/5Р-10000. Производитель ООО «Заводэлектротехнического оборудования ». Проверка трансформатора тока ТШЛ 20/0,5/5Р-10000 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформатора тока ТШЛ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 8625 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-15. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-15 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 15,75 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 15 2УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

4.7.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице 4.14.

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 4.14 – 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	55
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	55
синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	20
				$\Sigma = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.8 Выбор параметров КРУЭ

По имеющимся данным для КРУЭ 500 кВ принимаются ячейки 550 SR марки ООО «Хендэ Электросистемы».

КРУЭ серии 550 SR 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 500 кВ представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные
	550 SR-63/4000
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 271 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 58,63 \text{ кА}$	$i_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 58,63 \text{ кА}$	$i_{\text{T}} = 63 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{pz}}) =$ $= 58,63^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 275 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Технические характеристики трансформатора тока и напряжения представлены в таблицах 4.16 и 4.17 соответственно.

Таблица 4.16 – Технические характеристики трансформатора тока

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,25
Для измерений	0,5р
Для защиты	10р
Номинальное напряжение, кВ	
500	

Таблица 4.17 – 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	4000
Сборных шин	10000
Номинальное напряжение, кВ	
500	

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 Тунгусской ГЭС.

Таблица 5.1 – Паспортные данные генератора СВ-1139/140-52

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	235
	активная, МВт	200
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности, о. е.		0,85
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		88,2
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		2870
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1165
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		325
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	0,915
	переходное, о. е.	0,345
	сверхпереходное, о. е.	0,205
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,20
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,9

Таблица 5.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-250000/500

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	250
Номинальное напряжение, кВ	525/15,75
Напряжение короткого замыкания, %	13
Группа соединения	D/Ун-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-1139/140-52 – 250 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-250000/500:
- 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 500 кВ;
 - Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-500);
 - Резервная максимальная токовая защита;
 - Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 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 500 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 500 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ).

5.3 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМГ}}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 8,614 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1 \cdot 8614}{10000/5} = 4316 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1595}{1,2255} \cdot 430 = 560 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 630 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{S_{\text{НОМ,ВГ1}}}{U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{630 \cdot 10^3}{430} = 1465 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1465}{1600/5} = 4,58 \text{ А} \quad (5.5)$$

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 тока генератора: $I_{\text{НОМ}} = 8614 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 8614 = 430,70 \text{ А,} \quad (5.6)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – 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:

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

где $K = 2$ – коэффициент надёжности.

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

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:

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

где $K_{\text{АП}} = 2$ – 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:

$$I_{\text{max}} = \frac{E_{\Gamma}''}{x_d''} \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.9)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,205} \cdot 8614 = 4748 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

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

$I_T = I_{\text{max}} = 47484 \text{ А.}$

$$K_T > \frac{4748 \cdot 2}{47484} = 0,2.$$

Принята уставка: $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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:

$$I_{OTC} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 4,31 = 25,86 \text{ А}. \quad (5.13)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

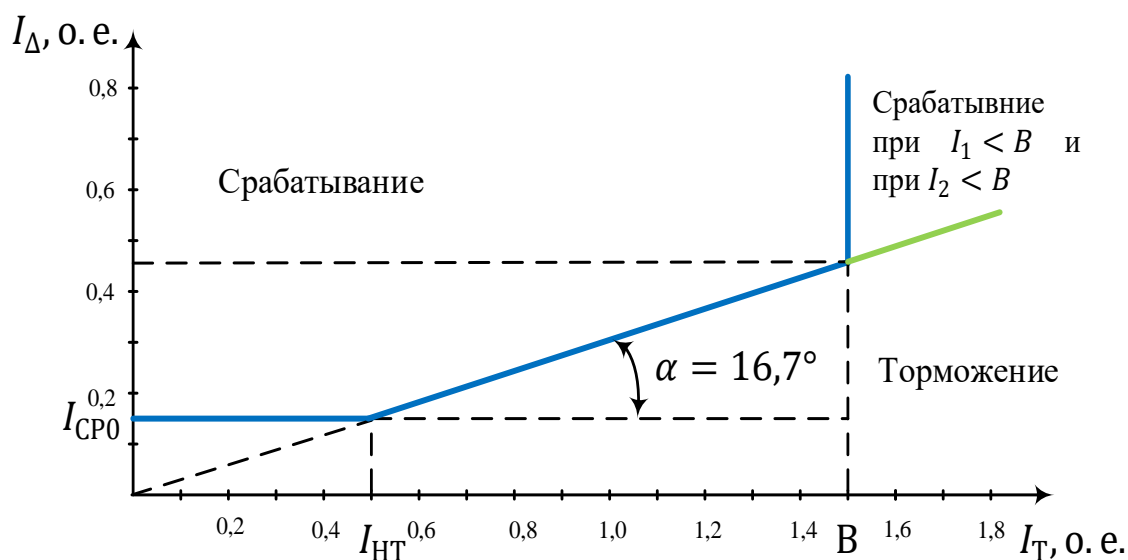


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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 гармонике 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.

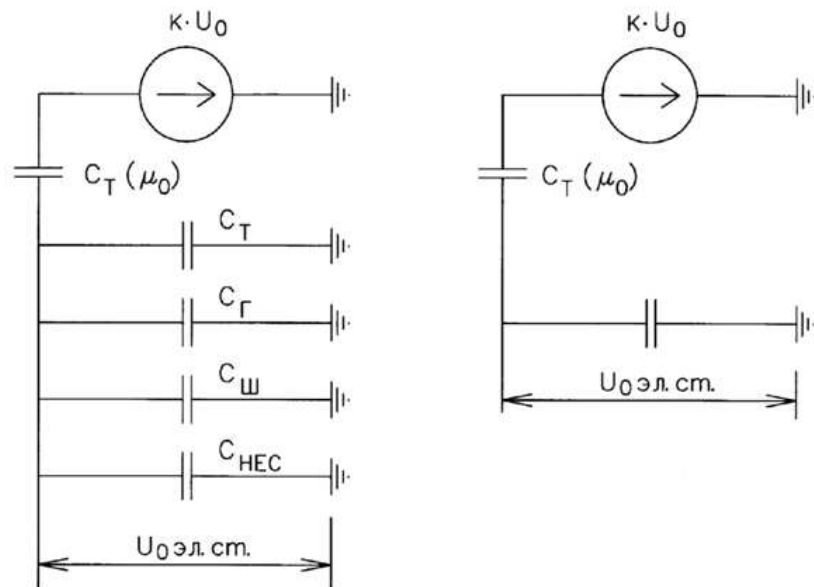


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0072 + 1,1 + 0,008 + 0,45 = 1,565 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.14)$$

где $C_T = 0,0072$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_G = 1,1$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

$C_{\text{Ш}} = 0,008$ мкФ/фазу – ёмкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{\text{ВГ}} = 0,45$ мкФ/фазу – ёмкость генераторного комплекса 15,75 кВ.

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,2565} = 479 \text{ В}, \quad (5.15)$$

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

$C_T(\mu_0) = 0,015$ 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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ}. \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,565 = 13,39 \text{ А}. \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 479}{15,75 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 8,33 \text{ В}, \quad (5.18)$$

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

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата;

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

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

Приняты следующие уставки: U_{01G} с уставкой 10 В действует на сигнал с выдержкой времени 5,0 с действует; U_{0G} с уставкой 20 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 $K_{\text{Т}}$:

$$X = \frac{1}{K_{\text{Т}} + 2}. \quad (5.19)$$

При $K_{\text{Т}} = 1,3$ 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:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.21)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 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:

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

где $A = 16$ – 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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18. \quad (5.24)$$

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 $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$.

$$t_{\text{доп}} = \frac{16}{0,15^2} = 721 \text{ с}.$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{16}{I_{*2}^2}. \quad (5.27)$$

$$A_{\text{ИО}} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

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}	16	44	64	100	178	400

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

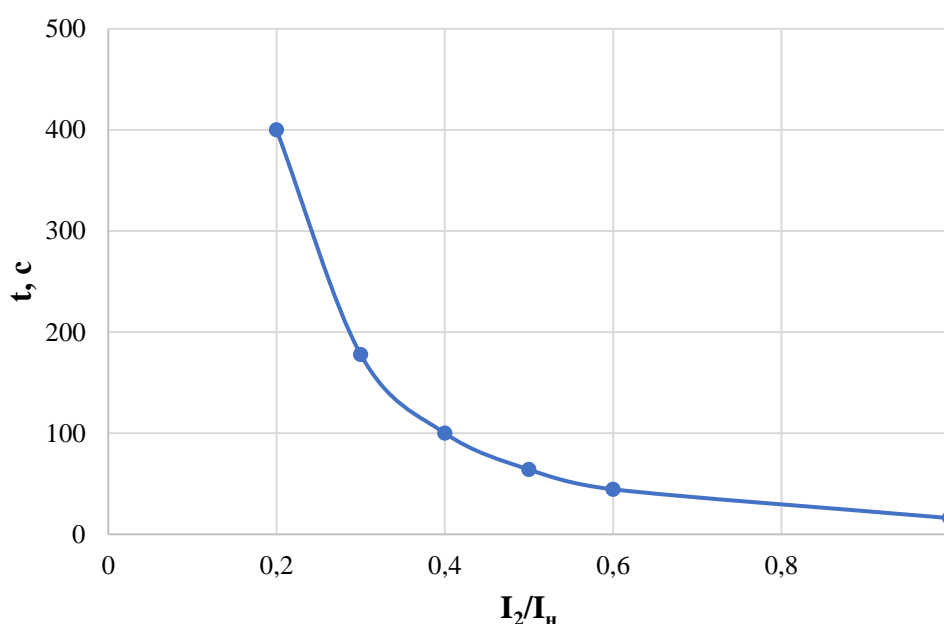


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принято: $t_{мин} = 16 c, t_{макс} = 400 c$.

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 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

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

где $X_L^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 41,3 \cdot \frac{235}{525^2} = 0,035;$

$X_{d''\text{ВН}} = X_d'' \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,205 \cdot \left(\frac{525}{15,75}\right)^2 = 228$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{235}{250} = 0,12$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 500 кВ:

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (228 + 0,12 + 0,035)} = 0,0017 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3} = I_{2C.3}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0017 \cdot 2 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,11. \quad (5.29)$$

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: $I_{2\text{ОТС}} = 0,25$.

Отсечка действует с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 500 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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.30)$$

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

$K_B = 0,98$ – 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:

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

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_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	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:

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

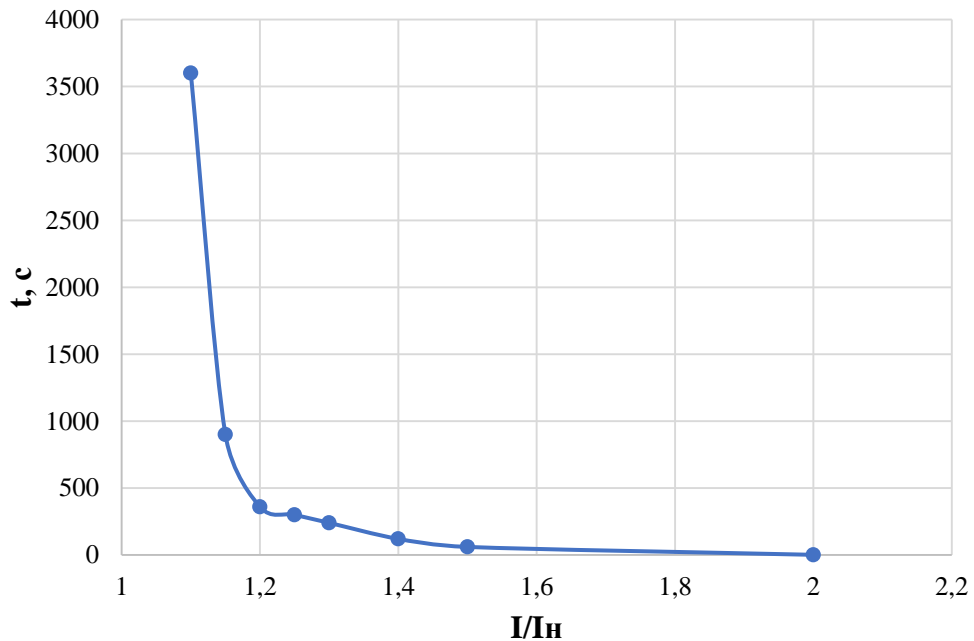


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМГ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В.} \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 500 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 500 кВ ГЭС одного блока Z_1 , приведённое к напряжению 220 кВ, по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ Витимской ГЭС – Усть-Кут может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 173,64 + \frac{0,8}{3} \cdot 41,7 = 150,04 \text{ Ом,} \quad (5.34)$$

где $K_T = 3$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;
 Z_T – сопротивление трансформатора, приведённое к напряжению стороны 500 кВ;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление воздушной линии.

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{0,1575 \cdot 525^2}{250} = 173,64 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{34,8^2 + 9,68^2} = 36,12 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

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

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,1575 \cdot \frac{235}{250} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{235}{525^2} \cdot 41,7 = 0,128.$$

Z_I в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,128 \cdot 1,06 = 0,14 \text{ Ом,} \quad (5.38)$$

где $Z_6 = \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМГ}} = \frac{15,75^2}{235} = 1,06.$

Уставка будет равна:

$$Z_{I \text{ сз}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,14 \cdot \frac{\frac{10000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 1,78 \text{ Ом.} \quad (5.39)$$

Принята уставка: $Z_1 = 1,78 \text{ Ом.}$

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 500 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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 2870} = 2,78 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ – номинальный ток статора.
Спротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\Gamma}}{n_{\text{H}}} = 2,78 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 16,09 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,9 - 0,95}{0,74} = 3,85 \text{ о. е.,} \quad (5.42)$$

где x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси;

$\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.}}}$ – 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:

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

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,35. \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен: $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69,02^\circ$.

Спротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР.}\Phi} = Z_{\text{НАГР.}\Phi} \cdot Z_{\text{б}} \cdot \frac{n_{\Gamma}}{n_{\text{H}}} = 0,38 \cdot 2,23 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 4,92 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

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

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{б}} = 0,35 \cdot \frac{15,75^2}{235} = 0,37 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II\text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = \frac{0,37 \cdot \frac{10000}{5}}{\frac{15750}{100}} = 4,70 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Принята уставка: $Z_2 = 4,70 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,27 \text{ Ом}$; $Z_{CM2} = 0,71 \text{ Ом}$.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

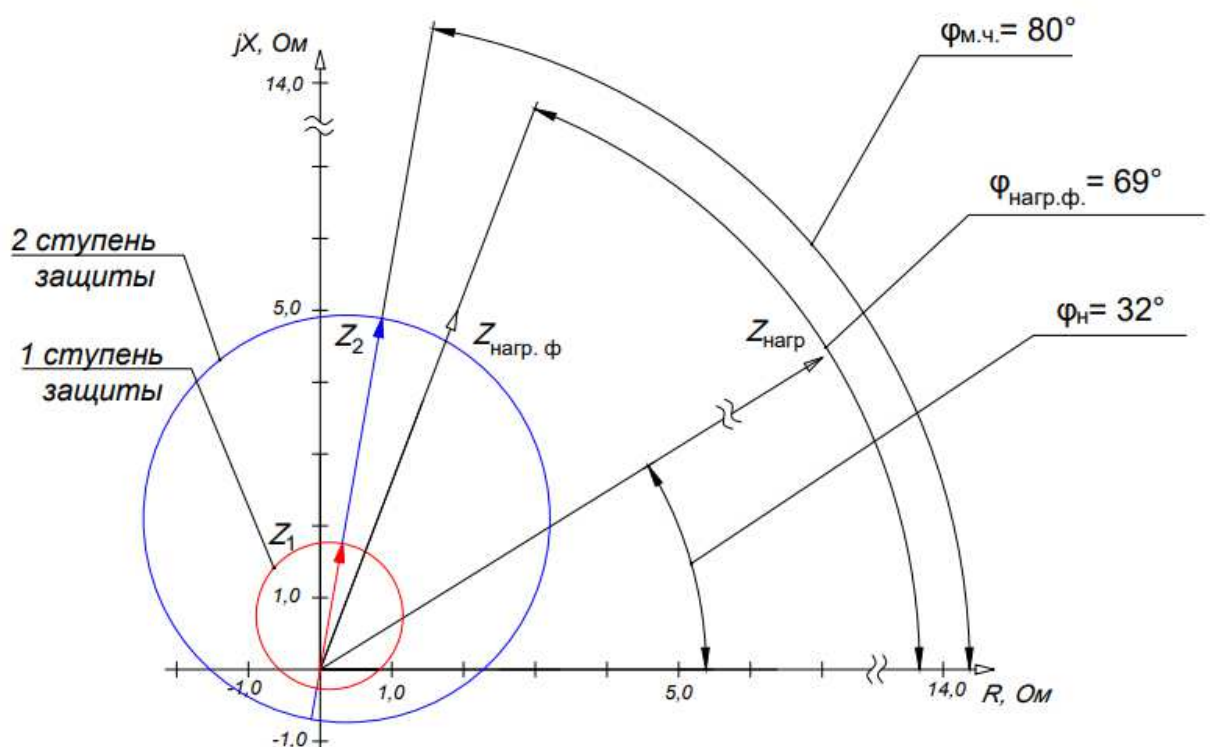


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 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:

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

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, $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	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:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.51)$$

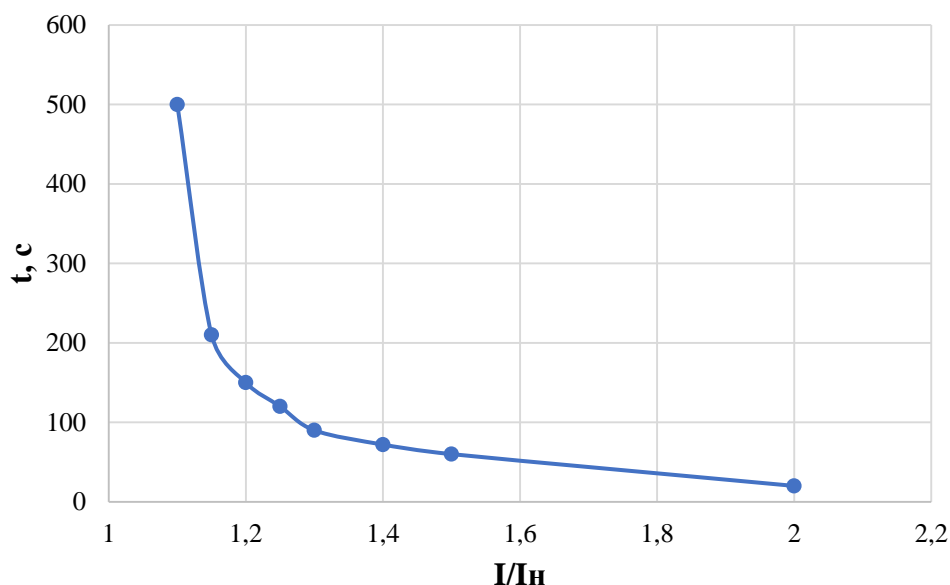


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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 Тунгусской 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, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,65 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	–	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	2,16 А	
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	6,46 А	
		$I_{отс}$	$6 \cdot I_H$	25,86 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1	U_{01G}	–	10 В
		t_2	U_{0G}	–	20 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,5	–	
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	$I_{2сигн}$	$0,07 \cdot I_H$	0,30 А
		ПО	$I_{2пуск}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А
		ОТС I	$I_{2отс}$	$0,22 \cdot I_H$	1,15 А

Продолжение таблицы 5.6

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,62 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,75 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	6,16 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,091	1,78 Ом
			$Z_{СМ1}$	$0,15 \cdot Z_1$	0,27 Ом
		2 ступень	Z_2	0,35	4,70 Ом
			$Z_{СМ2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,71 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО	$I_{P СИГН}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,91 А
		ПО	$I_{P ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,05 А
		ОТС	$I_{P ПУСК}$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	9,81 А

Таблица 5.7 – Матрица отключений защит

Защиты			Действия						
Наименование	Обозначение		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В1 и В2-500 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС I	t_1					+	
t_2	+		+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС	t_1					+	
			t_2	+	+				

Продолжение таблицы 5.7

Защиты				Действия					
Наименование	Обозначение			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В1 и В2-500 и В-ТСН	Предупредительный сигнал
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1					+	
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО							+
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен II класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [32]. Высота $440,00 - 361,00 = 79,00$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен I класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [32]. Установленная мощность ГЭС 1148 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии есть люди которые могут пострадать, 14744 человека. 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:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 440,00 + 2,49 = 442,5, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,68 + 0,01 + 0,8 = 2,49, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, зависящая от класса сооружения (для I класса $a = 0,8$ м).

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

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = \frac{0,00000192 \cdot 18^2 \cdot 6350}{9,81 \cdot 39,5} = 0,01 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $k_w = 1,92 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый по СП [33, приложение Б];
 $V_w = 18$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;
 $L = 6350$ м – длина разгона волны;

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

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

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{440,00 - 361,00}{2} = 39,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 6350}{18^2} = 192,26, \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{18} = 11172, \quad (6.6)$$

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:

$$\text{для } \frac{gL}{V_w^2} = 192,26: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0242; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,9;$$

$$\text{для } \frac{gT}{V_w} = 11172: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,094; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,41.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 1,9 \frac{V_w}{g} = 1,9 \cdot \frac{18^2}{9,81} = 3,49 \text{ с.} \quad (6.7)$$

$$\bar{h} = 0,0142 \frac{V_w^2}{g} = 0,0242 \cdot \frac{18^2}{9,81} = 0,8 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,49^2}{2 \cdot 3,14} = 18,98 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $39,5 > 18,98 \cdot 0,5 = 9,49$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,8 \cdot 2,1 = 1,68 \text{ м,} \quad (6.10)$$

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:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 * 0,9 * 1,34 * 2,31 * 1,68 = 4,68 \text{ м}, \quad (6.11)$$

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

$k_{sp} = 1,34$ – 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 $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{18,9}{1,68} = 11,25$ на глубокой воде.

Принимаем отметку гребня грунтовой плотины

$$\nabla_{НПУ} + h_s = 440,00 + 5,49 = 445,49 \text{ м} \quad (6.12)$$

Превышение гребня грунтовой плотины над НПУ равно:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 4,68 + 0,01 + 0,8 = 5,49 \text{ м}. \quad (6.13)$$

6.2.2 Гидравлические расчёты

В соответствии с классом ГТС максимальный расчетный расход для основного расчетного случая – $Q_{0.01\%}$, для поверочного расчетного случая – $Q_{0.1\%}$. По кривой связи (рисунок 1.2) определяем:

при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 5744 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 367,83 м;

при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 6462 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 367,99 м

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 440,00 - 367,83 = 72,17 \text{ м}. \quad (6.14)$$

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{191300}{9,81 \cdot (72,17 - 0,79) \cdot 0,907} = 301,20 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.15)$$

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, $m = 6 - 1 = 5$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 5 \cdot 301,20 = 1506 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_{\text{с}}, \quad (6.17)$$

где $Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(12,32 + 9,73)10^9}{15552000} = 1417,82 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 5744 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 5744 - 1506 - 1417,82 = 2820,18 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{2820,18}{42,69} = 66,06 \text{ м}, \quad (6.18)$$

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 34,15 = 42,69 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.19)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_{\text{h}}] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 6,83 = 34,15 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.20)$$

где $[v_{\text{h}}]$ – допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}} = 6,83 \text{ м}$ – 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:

$$B = b \cdot n = 18 \cdot 4 = 72 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где $b = 18 \text{ м}$ – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 4$ – 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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2820,18}{0,49 \cdot 18 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,88 \text{ м}, \quad (6.22)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2820,18}{0,49 \cdot 0,961 \cdot 18 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,07 \text{ м}, \quad (6.23)$$

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

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right] \frac{6,88}{18} = 0,961; \quad (6.24)$$

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:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 7,07 - \frac{1,1 \cdot 0,42^2}{2 \cdot 9,81} = 7,06 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{2820,18}{(440,00 - 361,00)(72 + (4-1) \cdot 4)} = 0,42 \text{ м/с};$

$\delta_B = 4 \text{ м}$ – толщина быка;

$B = 72 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 440,00 - 7,00 = 433,00, \quad (6.26)$$

где $H_{\text{ст}} = 7,0 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к H (6.25) в соответствии с техническим регламентом.

6.2.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 442,00 - 367,99 = 74,01 \text{ м.} \quad (6.27)$$

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{191300}{9,81 \cdot (74,01 - 0,79) \cdot 0,907} = 293,64 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.28)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 5 \cdot 293,64 = 1482,20 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.29)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}}, \quad (6.30)$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 6462 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 6462 - 1482,20 - 1417,82 = 3575,98 \text{ м}^3/\text{с.}$$

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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3575,98}{0,49 \cdot 72 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,06 \text{ м,} \quad (6.31)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3575,98}{0,49 \cdot 0,954 \cdot 72 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,32 \text{ м,} \quad (6.32)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_{\text{y}} + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right] \frac{8,06}{18} = 0,954; \quad (6.33)$$

$b = 18$ – ширина пролёта;

$n = 4$ – 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:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 8,32 - \frac{1,1 \cdot 0,54^2}{2 \cdot 9,81} = 8,30 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{3575,98}{(442,00 - 361,00)(72 + (4-1) \cdot 4)} = 0,54 \text{ м/с};$

$\delta_B = 4 \text{ м}$ – толщина быка;

$B = 72 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 433,00 + 8,30 = 441,30. \quad (6.35)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 442,00$.

6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани (рисунок 6.2) использована таблица 6-12 [35]. Координаты для построения (таблица 6.1) профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 7,0 \text{ м}$.

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

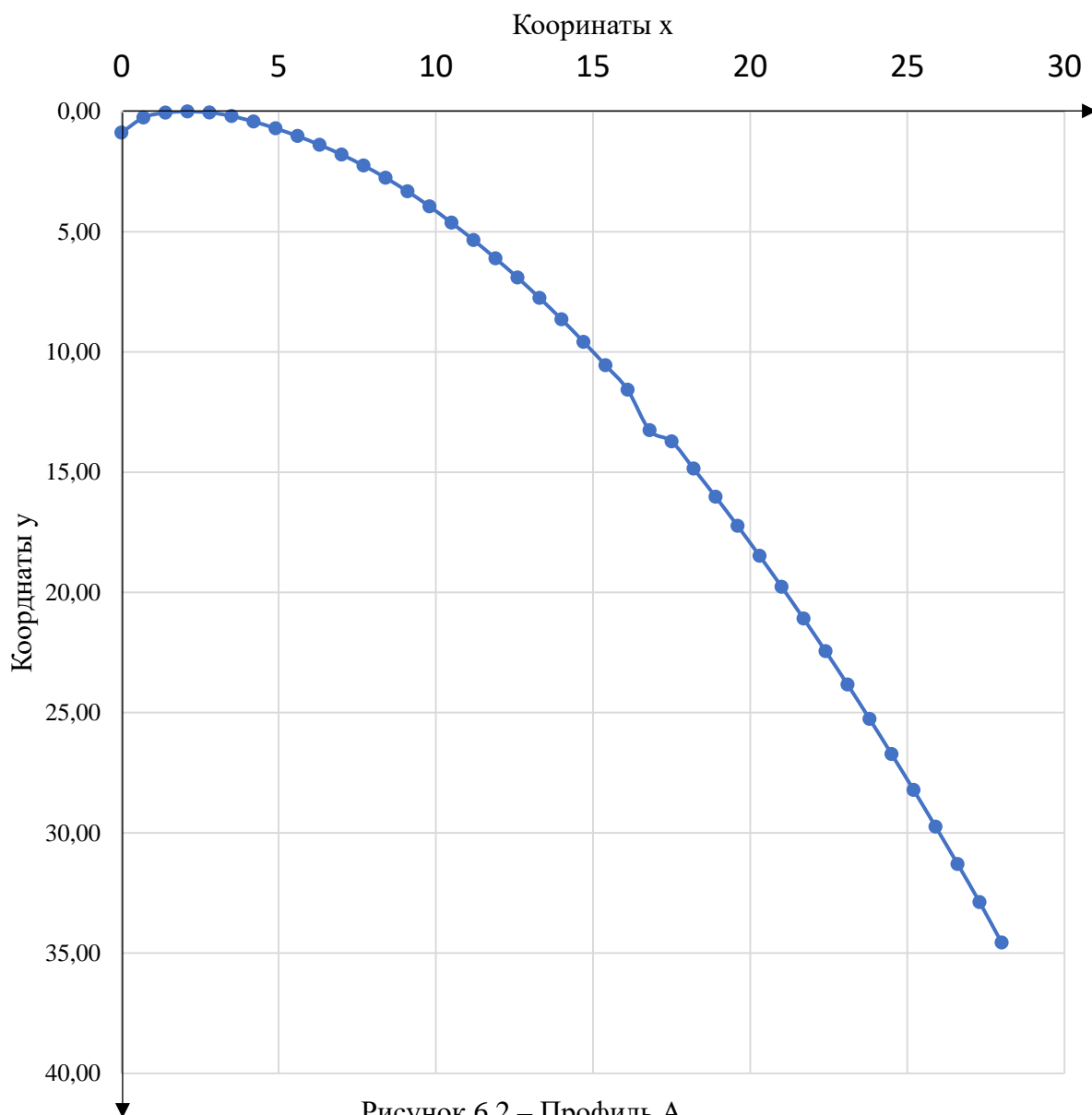


Рисунок 6.2 – Профиль А

Таблица 6.1 – Координаты для построения профиля

x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,88	7	1,792	14	8,645	21	19,768
0,7	0,252	7,7	2,247	14,7	9,583	21,7	21,091
1,4	0,049	8,4	2,758	15,4	10,556	22,4	22,449
2,1	0	9,1	3,325	16,1	13,258	23,1	23,835
2,8	0,042	9,8	3,948	16,8	15,152	23,8	25,263
3,5	0,189	10,5	4,627	17,5	13,72	24,5	26,726
4,2	0,42	11,2	5,348	18,2	14,854	25,2	28,217
4,9	0,7	11,9	6,111	18,9	16,023	25,9	29,743
5,6	1,022	12,6	6,909	19,6	17,234	26,6	31,297
6,3	1,386	13,3	7,756	20,3	18,48	27,3	32,886
						28	34,566

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 433,00 + 1,6 \cdot 8 = 444,20. \quad (6.36)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla ГП = \text{НАИБ}[\nabla ГГП, \nabla ГБП] = \nabla ГГП = 445,50. \quad (6.37)$$

6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНА = 440,00 - 361,00 = 79 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2820,18^2}{(72 + (4-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 5,02 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}}, \quad (6.40)$$

где $q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{2820,18}{72 + (4-1) \cdot 4} = 33,57 \text{ м}^3/\text{с};$

$\varphi = 0,9$ – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

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

$$h'_c = \frac{33,57}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (79 - 0)}} = 0,95 \text{ м}.$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{33,57}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (79 - 0,8)}} = 0,95 \text{ м}.$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,95}{2} \left[\sqrt{1 + 8 \left(\frac{5,02}{0,95} \right)^3} - 1 \right] = 15,8 \text{ м} \quad (6.41)$$

Так как $h''_c = 15,8 \text{ м} > h_{нб} = 6,83 \text{ м}$ – 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:

$$a = h_{нб} + (1 - 2)m = 6,99 + 1,31 = 8,30 \text{ м} \quad (6.42)$$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 361,00 + 8,30 = 369,30 \text{ м} \quad (6.43)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_{н} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 440,00 - 369,30 = 70,70 \text{ м} \quad (6.44)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_{н} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_{н}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 70,70} = 33,52 \text{ м/с} \quad (6.45)$$

где φ – коэффициент скорости потока, принимается равным 0,9

Высота потока воды на носке:

$$h_{н} = \frac{q}{V_{н}} = \frac{33,57}{33,52} = 1,00 \text{ м} \quad (6.46)$$

где $q = \frac{Q_{расч}^{осн}}{B+(n-1) \cdot \delta_6} = \frac{2820,18}{72 \cdot (4-1) \cdot 4} = 33,57 \text{ м}^3/\text{с}$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_{н}^2}{g \cdot h_{н}} = \frac{33,52^2}{9,81 \cdot 1,00} = 114,36 \quad (6.47)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_{н} \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2a \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_{н}} - 1\right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 a}}\right) = 0,8 \cdot 70,70 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 60^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{72,17}{70,70} - 1\right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}}\right) = 81,34 \text{ м} \quad (6.48)$$

$$\text{Где } Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ} = 440,00 - 367,83 = 72,17 \text{ м} \quad (6.49)$$

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

Глубина размыва:

$$H_p = t - h_{\text{нб}} \quad (6.50)$$

$$\text{Где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_{\text{н}} = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{114,36}) \cdot \sqrt{114,36} \cdot \sqrt[4]{\frac{6,83}{1}} \cdot 1,00 = 27,21 \quad (6.51)$$

$$H_p = 27,21 - 6,83 = 20,38 \text{ м}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tga}_1} \quad (6.52)$$

$$\text{Где, } \text{tga}_1 = \sqrt{\frac{\text{tg}^2 a + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{н}} \cdot \cos 30^\circ + a - h_{\text{нб}})}{V_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 a a}}{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,11 \cdot \cos 30^\circ + 8,49 - 6,83)}{33,51^2 \cdot \cos^2 30^\circ}}} = 0,615 \quad (6.53)$$

$$L_1 = 81,34 + \frac{27,21}{0,615} = 125,62 \text{ м}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 5,02 + 3,7 \cdot 20,38 = 87,96 \text{ м} \quad (6.54)$$

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

$$2,5 \cdot 5,02 = 12,55 \text{ м}$$

6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 4,0 \text{ м}$.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

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

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{ГАЛ}} + h_{\text{гал}} + 3,5 = 362,00 + 4,0 + 3,5 = 369,50 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{440,00 - 420,03}{2} - 369,50 = 60,52 \text{ м.} \quad (6.56)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 12,57 \cdot (2 \cdot 9,81 \cdot 60,52)^{0,5} = 346,42 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.57)$$

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

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2,0^2 = 12,57 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{1417,82}{346,42} = 4,09. \quad (6.58)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода $n = 4$.

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 h равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 440,00 - 359,00 = 81 \text{ м.} \quad (6.59)$$

$$\text{где } \nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 2 = 359,00 \quad (6.60)$$

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

$$B = 0,7h = 0,7 \cdot 81 = 56,7 \text{ м} \quad (6.61)$$

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:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\text{б}} = 16 + 4 = 20 \text{ м} \quad (6.62)$$

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

Витимская ГЭС имеет грунтовую плотину сопряжённая с бетонной плотиной, проектируемая на скальном основании и бетонную плотину. Назначен отдельный устой длиной 256 м, который будет отделять водослив от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя – разделение потоков водослива и здания ГЭС.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусматривают устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею. Диаметр скважин принимают 20 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$, а также до верхней грани продольной галереи назначают при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}} \quad (6.63)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, в случае ГТС I класса $\gamma_n = 1,25$;

$I_{кр,м}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины, для гравитационных плотин $I_{кр,м} = 25$;

H_d – напор над расчётным сечением, определяется по формуле:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{с.п.}} = 440,00 - 362,00 = 78,00 \text{ м} \quad (6.64)$$

Таким образом условие принимает вид:

$$a_{др} \geq \frac{78,00 \cdot 1,25}{25}$$

$$a_{др} \geq 3,90$$

Назначают $a_{др} = 4 \text{ м}$.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

Принимается две галереи на отметке $\nabla=362,00$ для устройства цемзавесы и дренажа 3,0x3,5 м

Смотровые галереи на отметках $\nabla=382,00$, $\nabla=402,00$, $\nabla=422,00$ предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеют размер 2x2,5 м.

6.4 Основные элементы плотины

Бетонная плотина проектируемой ГЭС имеет следующие элементы:

- быки и устои
- водосбросные пролеты
- деформационные швы и их уплотнения

- свободно отброшенная струя
- противофильтрационная завеса
- дренажи в теле плотины и основания

6.4.1 Противофильтрационная завеса

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.т}}} = \frac{46,80 \cdot 1,25}{15} = 3,90 \text{ м} \quad (6.65)$$

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:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 78,00 - 31,20 = 46,80 \text{ м} \quad (6.66)$$

где H_{as} – напора на цем. завесе. Согласно [6] принимают:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 78,00 = 31,20 \text{ м} \quad (6.67)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_{\text{п}} = (2,84 \div 5,67) \quad (6.68)$$

Принято значение из интервала $l_3 = 5,5 \text{ м}$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_d = 0,5 \cdot 78,00 = 39 \text{ м} \quad (6.69)$$

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.

Напор на дренаже принимают:

$$H_{dr} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 78,00 = 15,60 \text{ м} \quad (6.70)$$

Глубина скважин:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 39 = 20 \text{ м} \quad (6.71)$$

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

6.4.3 Определение основных нагрузок на плотину

6.4.3.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_б$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 2445,91 \text{ м}^2$, $S_б = 2998,77 \text{ м}^2$.

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{2445,91 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{18 + 4} = 47116,23 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

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:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{2998,77 \cdot 4 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{18 + 4} = 12836,92 \text{ кН/м}. \quad (6.73)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.74)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\PhiПУ - \nabla\GammaВ + 0,5) \cdot b = (442 - 433 + 0,5) \cdot 18 = 171 \text{ м}^2. \quad (6.75)$$

$$Q_з = 0,055 \cdot 171 \cdot \sqrt{171} \cdot 9,81 = 1206 \text{ кН}.$$

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

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{1206}{18 + 4} = 54,84 \text{ кН/м}. \quad (6.76)$$

6.4.3.2 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:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 81^2}{2} = 32181,71 \text{ кН/м}, \quad (6.77)$$

где $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 440,00 - 359,00 = 81 \text{ м}$.
Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3^2}{2} = 44,15 \text{ кН/м}, \quad (6.78)$$

где $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 362,00 - 359,00 = 3,00 \text{ м}$.

6.4.3.3 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:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 170,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1668,70 \text{ кН/м}, \quad (6.79)$$

где $S_{\text{эп}} = 170,1 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

6.4.3.4 Сила фильтрационного давления

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

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 920,55 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 9030,60 \text{ кН/м}, \quad (6.80)$$

где $S_{\text{эп}} = 920,55 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.4.3.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 7,92 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 7,48 \text{ кН/м}^2, \quad (6.81)$$

где $\gamma_H = 7,92 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

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

$\varphi_H = 21^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{7,48 \cdot 2}{2} = 7,48 \text{ кН/м.} \quad (6.82)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$P'_{гр} = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.83)$$

где $\varphi_{гр} = 35^\circ$
 $c = 100 \text{ кПа}$

$$P'_{гр} = 7,9 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{34}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{34}{2} \right) = -99,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$ где действуют вес наносов и грунта, активное давление:

$$P''_{гр} = (\gamma_H^{взв} \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.84)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 25 - (1 - 0,09) \cdot 9,81 = 16,07 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \quad (6.85)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;
 n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,09$;
 $h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 2 \text{ м}$;
 $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 35^\circ$;
 γ_w – удельный вес воды.

Таким образом:

$$P''_{гр} = (7,9 \cdot 2 + 16,07 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -91,11 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр:

$$E_a = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} h_{гр} = \frac{-99,82 - (-91,11)}{2} \cdot 2 = -190,93 \text{ кН} \quad (6.86)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитывают в дальнейших расчётах.

6.4.3.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (6.87)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1,68 \cdot \left(\frac{18,98}{3,14} + \frac{0,47}{2} \right) = 51,65 \text{ кН/м},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,68^2}{18,98} = 0,47 \text{ м}. \quad (6.88)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{18,98}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,68 = 2,39 \text{ м}. \quad (6.89)$$

6.4.4 Оценка прочности плотины

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

Для удобства расчётов составлена таблица 6.4, 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 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Тв	1,0	→	32182	27	868906
Тн	1,0	←	44	1	-44
Гб	0,95	↓	12837	11,92	-145365
Гпл	0,95	↓	47116	9,18	-410901
Wвзв	1,0	↑	1672	0	0
Wф	1,0	↑	9031	13,43	121281
Ен	1,2	→	7,48	2,81	25

Продолжение таблицы 6.4

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Wволн	1,0	→	51,65	78,61	4060
qз	0,9	↓	59	27,32	-1444
-	-	$\Sigma \downarrow \uparrow$	10300	ΣM	436614

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

для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{46305,57}{56,7} + \frac{6 \cdot 436614}{56,7^2} = -1,82 \text{ кН/м}^2. \quad (6.90)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2). \quad (6.91)$$

$$\sigma_x^u = -1,82 \cdot 0 - 9,81 \cdot 81 = -794,61 \text{ кН/м}^2,$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 440,00 - 359,00 = 81,00 \text{ м}$ – 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 $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.92)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.93)$$

$$\sigma_1^u = -2,88 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 81 \cdot 0^2 = -1,82 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 81 = -794,61 \text{ кН/м}^2. \quad (6.94)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{46305,57}{56,7} - \frac{6 \cdot 436612}{56,7^2} = -1631,53 \text{ кН/м}^2. \quad (6.95)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2). \quad (6.96)$$

$$\sigma_x^t = -1631,53 \cdot 0,7 - 9,81 \cdot 3,0(1 - 3,0^2) = -1157,08 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 362,00 - 359,00 = 3,00 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = 0,7,$$

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

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t. \quad (6.97)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 3,0 - 1631,53) \cdot 0,7 = 1121,47 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2. \quad (6.98)$$

$$\sigma_3^t = -1631,53(1 + 0,7) + 9,81 \cdot 3,0 \cdot 0,7^2 = -2416,56 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t \quad (6.99)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 3,0 = -29,43 \text{ кН/м}^2,$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

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 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-1,82	-1631,53
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-794,61	-1157,08
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	1121,47
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-1,82	-29,43
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-794,61	-2416,56

6.4.5 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.100)$$

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

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [34, п. 8.16];

$R_b = 7,5$ МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условия работы [38, таблица 6];

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-3211,17| \leq 1,0 \cdot 7,5.$$

$$4,01 \text{ кН/м}^2 \leq 7,50 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.101)$$

$$-1,82 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.102)$$

$$1,82 \text{ кПа} \geq 198,64 \text{ кПа}.$$

Все условия, кроме 3, выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.4.6 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.103)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [34];

$\gamma_{lc} = 0,9$ – коэффициент сочетания нагрузок [34];

$\gamma_c = 1,0$ – коэффициент условий работы [38];

R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{вз} - W_\phi) \cdot tg\varphi + c \cdot B_{пл}. \quad (6.104)$$

$$R = (44760,42 + 12195,07 + 49,36 - 1668,68 - 9030,60) \cdot tg35 + 100 \cdot 56,7 = 53076,94 \text{ кН}.$$

$$F = T_B - T_H - W_H + W_{\text{волн}} + E_H. \quad (6.105)$$

$$F = 32181,71 - 44,15 - 84,81 + 51,65 + 8,98 = 32198,18 \text{ кН.}$$

$$\frac{53076,94 \cdot 0,95}{32198,18,61 \cdot 1} = 1,65 \geq 1,25.$$

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Витимская ГЭС согласно проекту, относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнического сооружения.

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 действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Витимской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

Работники, в том числе руководители организаций, осуществляющие профессиональную деятельность, связанную с проектированием, строительством, капитальным ремонтом, эксплуатацией, реконструкцией, консервацией и ликвидацией, а также техническим обслуживанием, эксплуатационным контролем и текущим ремонтом гидротехнических сооружений (далее - работники), в целях подтверждения знания обязательных требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений обязаны не реже одного раза в пять лет проходить аттестацию по вопросам безопасности

гидротехнических сооружений. Категории таких работников определяются Правительством Российской Федерации.

На основании выше перечисленного 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.

7.2 Пожарная безопасность

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. Федеральный закон 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 маслонаполненных 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.

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 ТДЦ 250000/500, 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.

Для уменьшения рисков, связанных с пожарами на Витимской ГЭС, будут предусмотрены специальные меры по проведению инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

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-1139/140-52 мощностью 200 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.

7.3 Охрана труда

Все работники Витимской ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять требования настоящего стандарта, а также соответствующие требования в области охраны труда (правил безопасности).

Сооружения и оборудование Витимской ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Для Витимской 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 Витимской 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 Витимской 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 ручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

Персонал соответствующих подразделений Витимской 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 Витимской 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 Витимской 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 гидроэлектростанций, являются:

- 1) оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- 2) допуск к работе;
- 3) надзор во время работы;
- 4) оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Витимской 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 подразделении.

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Витимского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Витимский гидроузел расположен в Иркутской области на реке Витим в 156 км выше по течению от города Бодайбо.

Исток р.Витим находится в восточной Сибири правый приток Лены, образуется слиянием Витимкана и Чины. Длина реки – 1837 км. В створе проектируемой Витимской ГЭС водосборная площадь представляет собой горную местность, высота гор достигает до 1500 м. Площадь водосборного бассейна составляет 67 км². Ширина реки до 500 м, глубина до 18 м.

Питание реки преимущественно дождевое. Для Витима характерно растянутое половодье (с мая по октябрь). Наиболее многоводный месяц июнь, а с марта до апреля водоносность реки резко уменьшается. Замерзает в начале ноября, вскрывается во 2 – й декаде мая. В мае начинает все таять. Все зависит от наступления теплого сезона, а он ежегодно бывает разный, как по срокам, так и по продолжительности. На участке выше села Калакан река часто перемерзает на 100 – 120 дней. Часто образуются наледи. Среднемноголетний расход взвешенных наносов 55 кг/с при средней мутности воды 30 – 50 г/л.

Резкая континентальность климата связана с устойчивым расположением в регионе Сибирского антициклона в зимний период. С этим связаны значительные контрасты температуры тёплого и холодного сезонов. Средняя температура января –26...–31°С; июля – +17...+21°С. Суровые климатические условия способствуют повсеместному распространению многолетней мерзлоты.

Неочищенные воды поступаю в реку Витим рыбохозяйственного значения, в результате чего, в водном объекте концентрация аммония, нитритов, фосфатов, а также нефтепродуктов превышает предельный уровень.

Растительность в пределах бассейна реки Витим в основном из хвойных пород – сосны, ели, кедр. Густые леса сменяются редкой растительностью в виде кустарников и мхов с ягелем, по мере поднятия реки в горные районы разнообразен. Русло Витима образует врезанные излучины с прибрежными островами.

На территории имеется несколько охраняемых государством объектов, животных:

- озеро Орон;
- популяция барана снежного Кадарского;
- соболь Баргузинский.

В районе площадки строительства Витимского ГУ находятся мхи, лишайники, сосудистые растения, водоросли на почве, грибы-все это лишь небольшая часть флоры, произрастающая во всем многообразии в этих краях. Разнообразие животного мира можно передать многочисленными видами: рыб, птиц, жесткокрылых, млекопитающих.

Животные Витимского природного заповедника представлены 220 видами птиц, 23 – рыб, 3 – земноводных, 1 – пресмыкающихся, 35 – млекопитающих. Среди парнокопытных обычны лось, кабарга, северный олень. Изолированной популяцией в заповеднике обитает снежный баран.

Типичным представителем местной фауны является бурундук. В водоемах заповедника водятся следующие виды рыб: окунь, щука, пелядь, валец, ленок, ледовитоморский сиг. Богатством отличается орнитофауна заповедника. Так, здесь обычны пятнистый сверчок, обыкновенная чечевица, пеночка-весничка, бородатая и длиннохвостая неясыть, ястребиная сова, сорокопут-жулан, дубровник, лесной конек, обыкновенная кукушка, соловей-свистун, седоголовая овсянка.

Практически по всей территории в высокогорьях обитает черношапочный сурок, включенный в Красную книгу РФ. Из птиц заповедника в Красную книгу РФ включены: чёрный аист, беркут, орлан – белохвост, сокол – сапсан, скопа, филин, журавль – красавка. Из рыб заповедника голец – даватчан занесен в Красную книгу России. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Витимского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Воздействие Витимской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Витимского ГУ выполняются следующие виды работ:

- ❖ выемка грунта и складирование его в полезную насыпь объёмов 200 000 м³;
- ❖ подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- ❖ расчистка от деревьев, кустарников и планировка территории для строительства объектов;
- ❖ возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- ❖ строительство основных сооружений;

❖ строительство поселка эксплуатирующего персонала в состав которого входит 8 общежитий, 1 столовая, 1 административное здание.

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;

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 Витим в нижнем бьефе Витимского гидроузла;

4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

Свод правил СП 104.13330.2016 "Инженерная защита территории от затопления и подтопления" Актуализированная редакция СНиП 2.06.15-85 (утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 16 декабря 2016 г. N 964/пр)

Защита от затопления и подтопления месторождений полезных ископаемых и горных выработок должна обеспечивать:

❖ охрану недр и природных ландшафтов;

❖ безопасное ведение открытых и подземных разработок месторождений полезных ископаемых, в том числе нерудных материалов;

❖ исключение возможности техногенного затопления и подтопления территорий в результате разработки месторождений полезных ископаемых.

Проект инженерной защиты должен обеспечивать:

❖ надежность защитных сооружений, их бесперебойную эксплуатацию при наименьших эксплуатационных затратах;

❖ возможность проведения систематических наблюдений за работой и техническим состоянием сооружений и оборудования;

❖ оптимальные режимы эксплуатации водосбросных, водопропускных и водозаборных сооружений;

❖ максимальное использование местных строительных материалов и природных ресурсов.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- ❖ технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- ❖ технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Проект рыбоохранных и рыбохозяйственных мероприятий в соответствии с Федеральным законом от 20.12.2004 № 166-ФЗ должен быть разработан на основе рыбоводно-биологического обоснования и рыбохозяйственной характеристики водотока.

Проект рыбоохранных и рыбохозяйственных мероприятий должен содержать:

- ❖ рыбохозяйственную оценку участка реки в зоне будущего водохранилища и на участках его влияния в нижнем бьефе (состав ихтиофауны, особенности биологии рыб, расположение нерестилищ, районов нагула и зимовки, промысловые запасы, рыбопродуктивность, любительское рыболовство);

- ❖ расчет возможного ущерба рыбному хозяйству от создания водохранилища;

- ❖ выбор видов рыб для формирования промысловых стад, исходя из природных особенностей будущего водохранилища и его кормности;

- ❖ мероприятия по обеспечению естественного воспроизводства ценных промысловых рыб в водохранилище;

- ❖ капитальные затраты и экономическую эффективность рыбохозяйственных мероприятий.

В комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории затопления в соответствии с в соответствии с Федеральным законом от 30.03.99 № 52-ФЗ и санитарными правилами проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ должны входить:

- ❖ санитарная очистка территорий населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, подлежащих выносу, а также мест массивного загрязнения;

- ❖ очистка от древесной и кустарниковой растительности;

- ❖ мероприятия в местах захоронений;

- ❖ подготовка прибрежных участков водохранилищ около населенных пунктов – санитарных зон.

Создание водохранилищ должно включать в себя следующие стадии:

- ❖ редпроектные проработки (включая разработку обоснования инвестиций и предварительных материалов ОВОС);
- ❖ принятие решения о выборе створа ГЭС;
- ❖ принятие решения о реализации проекта строительства ГЭС, в том числе подготовке водохранилища;
- ❖ разработка проектной документации;
- ❖ разработка рабочей документации;
- ❖ принятие решения о начале строительства водохранилища;
- ❖ строительство водохранилища (подготовка ложа водохранилища);
- ❖ принятие решения о готовности водохранилища к наполнению;
- ❖ наполнение водохранилища;
- ❖ временная эксплуатация водохранилища (начало формирования экосистемы водохранилища);
- ❖ ввод водохранилища в эксплуатацию (формирование водохранилищной экосистемы).

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 период строительства будет выполняться большой объём строительно-монтажных работ, следовательно, будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объём бетонных работ, м³ (1581600 м³);

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

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{1581600 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 71172 \text{ т}.$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (256 т);

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

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{265 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 5,3 \text{ т}.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 31675 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 2 тонны отходов чёрных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы чёрного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию

на заготовку лома чёрных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как чёрный металл является вторичным ресурсом.

7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Витимского 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;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

Для обеспечения нормальной работы ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного, и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определённого объёма воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформатора) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные ёмкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно–чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

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 Витим от сбросов Витимской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Бодайбо, в пределах промплощадок объектов Витимской 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 водоохраных 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				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	1148	1148	1148	1148	1148
Число часов использования установленной мощности	Часы	4364	4364	4364	4364	4364
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	5010046	5010046	5010046	5010046	5010046
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды за год	МВт·ч	25050,2	25050,2	25050,2	25050,2	25050,2
Объём реализации электроэнергии за год	МВт·ч	4984996	4984996	4984996	4984996	4984996
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1175,0	1206,0	1235,0	1262,0	1289,0
Выручка от реализации электроэнергии за год	млн.руб.	5857,4	6011,9	6156,5	6291,1	6425,7
НДС к выручке	млн.руб.	976,2	1002,0	1026,1	1048,5	1070,9

Исходя из таблицы, можно сделать вывод, что в годы строительства проекта с 2025 по 2029 годы наблюдается увеличение тарифов на электроэнергию, исходя из чего наблюдается рост выручки.

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 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	292,980
Прочие	274,0	314,563
Итого по ГЭС		607,543

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

Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
0,02	0,027	0,035	0,04

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	64,625
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	3,992
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	1,389
Итого		70,005

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Подкаменная Тунгуска 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				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	133,96	167,42	170,69	170,69	170,69
Расходы на страхование, млн.руб.	91,07	98,75	97,48	95,51	93,54
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	607,5	607,5	607,5	607,5	607,5
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,58	2,31	2,53	2,49	2,44
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	120,01	120,01	120,01	120,01	120,01
Налог на воду, млн.руб.	47,61	47,61	47,61	47,61	47,61
Итого, млн.руб.	1001,78	1043,65	1045,87	1043,85	1041,84

Из таблицы текущих затрат следует что, при постоянных значениях налога на воду, расходов на ремонт, расходов регулирующих компаний наблюдается рост денежных затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

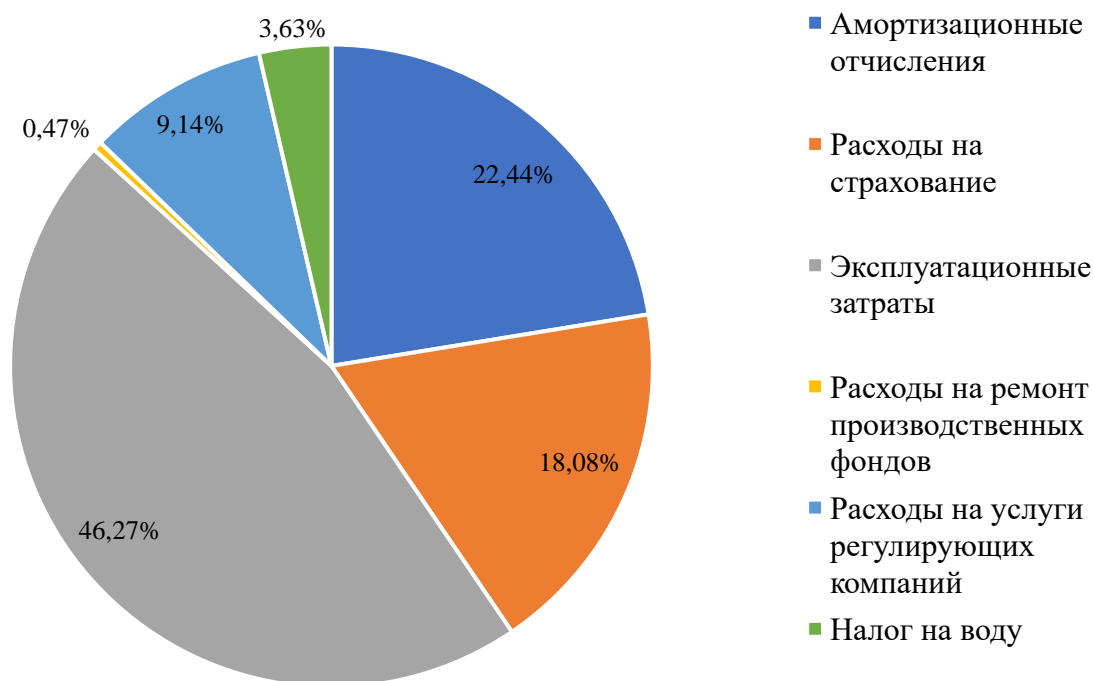


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

В структуре текущих затрат наибольшая доля средств приходится на эксплуатационные затраты генерирующего объекта, что в среднем составляет 40-50% 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				
	2025	2026	2027	2028	2029
Налог на прибыль, млн.руб.	1936,4	2129,8	2370,6	2409,2	2098,2
НДС, млн.руб.	1210,1	1969,6	2103,6	2153,1	2199,1
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1
Налог на имущество, млн.руб.	167,17	187,52	187,09	183,34	179,58
Итого, млн.руб.	3340,8	4314,0	4688,4	4772,8	4504,0

Наибольшую, почти всю часть налогов занимают налог на прибыль и НДС. Это связано с ростом выработки электроэнергии.

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль – положительная разница между суммарными доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Витимской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	10029,6	10292,3	10538,3	10786,4	11014,5
Текущие расходы, млн.руб.	1001,8	1043,6	1045,9	1043,8	1041,8
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	9027,8	9248,6	9492,5	9742,6	9972,6
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	150,5	154,1	158,2	162,4	166,2
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	8877,3	9094,5	9334,3	9580,2	9806,4
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	20	20	20	20	20
Ставка налога на прибыль, %	2025	2026	2027	2028	2029

Чистая прибыль по проекту, без скачков, начинается с 2031 года реализации проекта. Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.2.

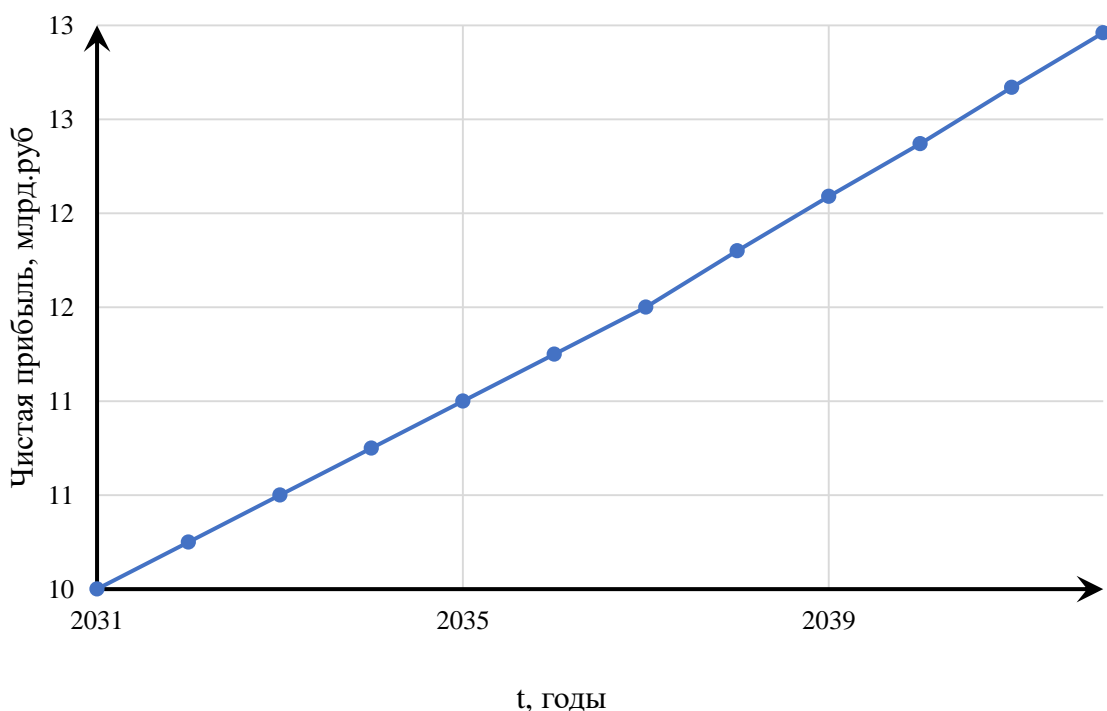


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн.руб.

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. Провалы графика (рисунок 8.2) обусловлены затратами на приобретение и монтаж оборудования, а также возведение плотины.

8.3 Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта

На рисунке В.1 представлен график Cash-Flow с указанием этапов реализации проекта. Рисунок В.1 представлен в приложении В.

Из данного графика следует, что после ввода всего оборудования в работу прибыль начала резко повышаться и в промежутке 2027-2028 года наш проект окупился. В отрицательной части графика видно, что пока ещё ни 1 ГА не ввёлся в работу, имеются убытки, но, когда вводится 1 ГА рост убытков замедляется..

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 ExpertSysytems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Тунгусской 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 «Тунгусская ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	89
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	37239,0
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,36
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	29,28

Продолжение таблицы 8.8

Наименование	Значение
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,13
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	123179

Данный проект является прибыльным, т.к. индекс прибыльности равен 1,36; также показатель чистого приведенного дохода – $NPV > 0$, это говорит о привлекательности проекта для инвестирования.

Гидроэлектростанции являются самыми капиталоемкими источниками электрической энергии, их срок окупаемости доходит до 15 лет. Расчеты для данного проекта показали, что он сможет окупиться, учитывая ставку дисконтирования через 89 месяцев или 7,5 лет, что немного, учитывая его мощность в 1148 МВт.

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				
	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн.руб.	3221,2	4174,1	4548,9	4637,1	4372,1
В региональный бюджет, млн.руб.	167,2	187,5	187,1	183,3	179,6
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	3388,4	4361,6	4736,0	4820,4	4551,6

В федеральный бюджет поступают налоги: НДС, налоги на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды, что составляет почти 90% от всех налоговых поступлений. В региональный – налог на имущество.

8.5 Анализ безубыточности

Анализ безубыточности сводится к поиску точки безубыточности в разные периоды жизни проекта (рисунок 8.3).

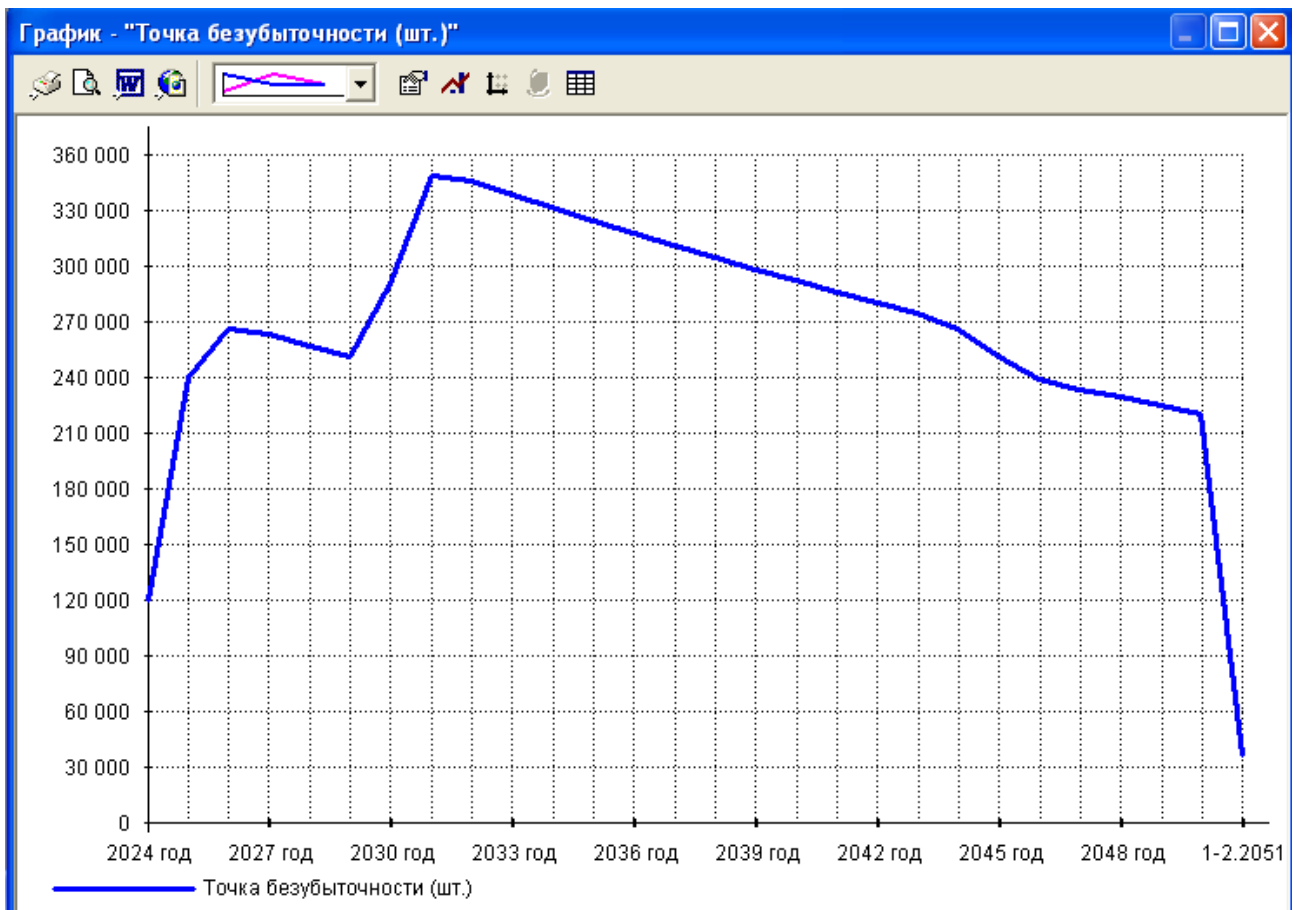


Рисунок 8.3 - График изменения точки безубыточности во времени

На данном графике можно увидеть динамику проекта. Точка безубыточности до 2031 года растет почти всегда растёт, это связано с появлением производственных затрат. С 2032 идет плавное снижение точки безубыточности, в виду того, что растет цена на электроэнергию и мощность, а затраты не меняются. В конце проекта идет резкий спад, так как проект рассчитан до 2051 года.

На рисунке 8.4 видно, что для окупаемости ГЭС необходимо выработать объем продукции равный пересечению осей, для того чтобы достичь своего уровня окупаемости.

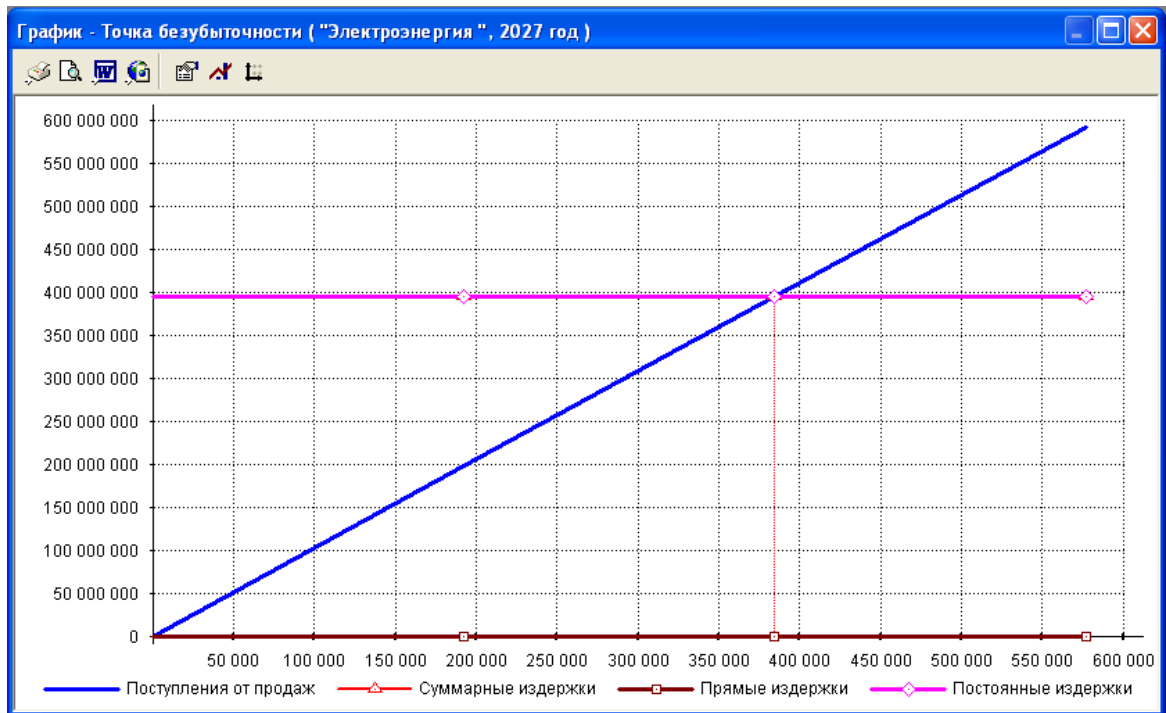


Рисунок 8.4 - Точка безубыточности на 2031 год

На рисунке 8.5 представлены таблицы безубыточности 2022-2032 годов.

Дата	Масштаб	Добавить	Удалить
01.03.2022	Месяц		
01.03.2024	Месяц		
01.03.2028	Месяц		
01.03.2032	Месяц		

Отчетный период - 3.2022

Название продукта	Переменные издержки/ед.	Суммарные переменные издержки (руб.)	Постоянные издержки (руб.)	Вклад в покрытие (руб.)	Коэффициент вклада в покрытие (%)	Балансовая прибыль (руб.)	Точка безубыточности (шт.)	Точка безубыточности (руб.)	Запас финансовой прочности (руб.)	Запас финансовой прочности (%)	Операционный рычаг
▶ Электроэнергия	×						×	×	×	×	×
Мощность	×						×	×	×	×	×
ИТОГО:	×		20 943 252,00			-20 943 252,00	×	×	×	×	×

Дата	Масштаб	Добавить	Удалить
01.03.2022	Месяц		
01.03.2024	Месяц		
01.03.2028	Месяц		
01.03.2032	Месяц		

Отчетный период - 3.2024

Название продукта	Переменные издержки/ед.	Суммарные переменные издержки (руб.)	Постоянные издержки (руб.)	Вклад в покрытие (руб.)	Коэффициент вклада в покрытие (%)	Балансовая прибыль (руб.)	Точка безубыточности (шт.)	Точка безубыточности (руб.)	Запас финансовой прочности (руб.)	Запас финансовой прочности (%)	Операционный рычаг
▶ Электроэнергия	×						×	×	×	×	×
Мощность	×						×	×	×	×	×
ИТОГО:	×		16 586 937,19			-16 586 937,19	×	×	×	×	×

Дата	Масштаб	Добавить	Удалить
01.03.2022	Месяц		
01.03.2024	Месяц		
01.03.2028	Месяц		
01.03.2032	Месяц		

Отчетный период - 3.2028

Название продукта	Сбыт (шт.)	Цена (руб.)	Объем сбыта (руб.)	Объем сбыта (%)	Переменные издержки/ед.	Суммарные переменные	Постоянные издержки (руб.)	Вклад в покрытие (руб.)	коэффициент вклада в	Балансовая прибыль (руб.)	Точка безубыточности	Точка безубыточности	Запас финансовой прочности (руб.)	Запас финансовой	Операционный
▶ Электроэнергия	826 560,00	1 047,02	865 428 783,28	96,71			32 790 601,47	865 428 783,28	100,00	630 953 953,86	31 317,89	32 790 601,47	832 638 181,81	96,21	1,37
Мощность	95,67	308 080,81	29 474 091,32	3,29			1 116 756,46	29 474 091,32	100,00	21 488 532,41	3,62	1 116 756,46	28 357 334,86	96,21	1,37
ИТОГО:	826 655,67	×	894 902 874,60	100,00	×		33 907 357,93	894 902 874,60	100,00	652 442 486,27	0,04	33 907 357,93	860 935 516,67	96,21	1,37

Дата	Масштаб	Добавить	Удалить
01.03.2024	Месяц		
01.03.2028	Месяц		
01.03.2032	Месяц		

Отчетный период - 3.2032

Название продукта	Сбыт (шт.)	Цена (руб.)	Объем сбыта (руб.)	Объем сбыта (%)	Переменные издержки/ед.	Суммарные переменные	Постоянные издержки (руб.)	Вклад в покрытие (руб.)	коэффициент вклада в	Балансовая прибыль (руб.)	Точка безубыточности	Точка безубыточности	Запас финансовой прочности (руб.)	Запас финансовой	Операционный
▶ Электроэнергия	826 560,00	1 141,19	943 258 951,25	96,81			32 826 769,68	943 258 951,25	100,00	735 276 202,91	28 765,48	32 826 769,68	910 432 181,57	96,52	1,28
Мощность	95,67	324 554,21	31 050 101,72	3,19			1 080 588,25	31 050 101,72	100,00	24 203 746,88	3,33	1 080 588,25	29 969 513,48	96,52	1,28
ИТОГО:	826 655,67	×	974 309 052,98	100,00	×		33 907 357,93	974 309 052,98	100,00	759 479 949,79	0,03	33 907 357,93	940 401 695,05	96,52	1,28

Рисунок 8.5 – Безубыточность в 2022-2032 годы

У проекта достаточно хороший (для ГЭС) запас финансовой устойчивости

(96-97%). Это означает, что около 1/10 всей выручки уходит на покрытие расходов на производство. Снижение затрат, в особенности постоянных, способствует росту запаса финансовой прочности.

Значение операционного рычага (1,28-1,37) указывает на то, что увеличение выручки от реализации продукции, например, в многоводный период может серьезно повлиять на прибыль по проекту. Однако, это может работать и в обратную сторону в случае для маловодного года.

Коэффициент вклада на покрытие, показывает, какая доля в объеме продаж может быть использована для покрытия постоянных издержек и формирования прибыли и для проекта она составляет 100%. Это значит, что проект способен покрывать собственные затраты на производство.

9 Возможность применения технологий FACTS на электростанциях

9.1 Актуальность применения

До 90 % всей регулируемой реактивной мощности в современных ЭЭС приходится на долю генераторов электростанций. На этой основе в ряде экономически развитых странах Европы (Франция, Италия и др.) создаются централизованные системы автоматического вторичного регулирования напряжения в масштабах национальных энергосистем.

При существующих схемах питания собственных нужд электростанций необходимость поддержания напряжения на шинах СН в нормативных пределах ограничивает допустимый диапазон изменения напряжения на выводах генераторов. Один из возможных способов расширения диапазона регулирования напряжения на выводах генератора и более полного использования его располагаемой реактивной мощности состоит в подключении к шинам СН энергоблока статического электромагнитного компенсатора реактивной мощности, образованного управляемым шунтирующим реактором и подключенной к нему параллельно батареей статических конденсаторов.

9.2 Принципиальная схема подключения СЭМК к шинам СН энергоблока

На рисунке 9.1 представлена принципиальная схема подключения СЭМК к шинам СН энергоблока.

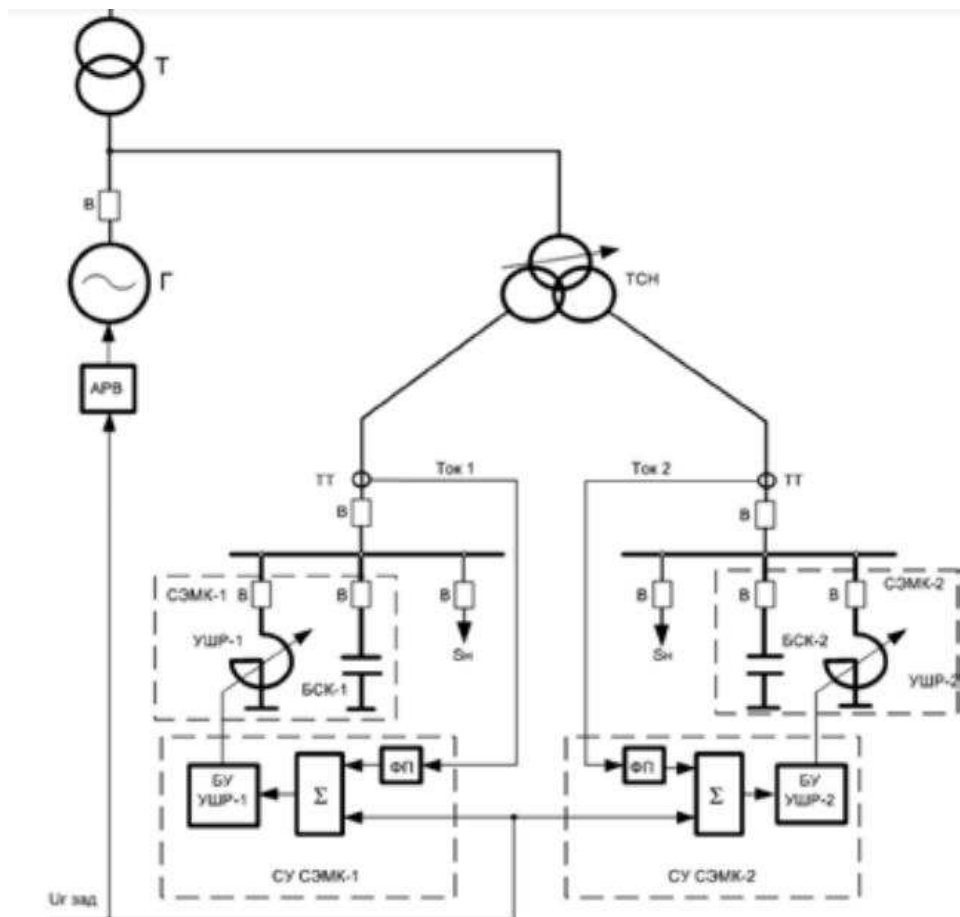


Рисунок 9.1 – Принципиальная схема подключения СЭМК к шинам СН энергоблока:
Т – повышающий трансформатор, В – выключатель, Г – генератор, АРВ – автоматический регулятор возбуждения генератора, ТСН – трансформатор собственных нужд энергоблока, ТТ – трансформатор тока, СЭМК – статический электромагнитный компенсатор реактивной мощности, УШР – управляемый шунтирующий реактор, БСК – батарея статических конденсаторов, Sn – полная мощность нагрузки собственных нужд энергоблока, СУ СЭМК – система управления СЭМК, БУ УШР – блок управления УШР, S – сумматор, ФП – измерительный функциональный преобразователь, U_{г зад} – уставка напряжения генератора

Система управления каждого СЭМК содержит блок управления (БУ) УШР, сумматор (S) и измерительный функциональный преобразователь (ФП). Сигнал задания уставки по напряжению (U_{г зад}) поступает одновременно на вход АРВ генератора и на соответствующий вход сумматора S. На второй вход блока S поступает сигнал коррекции с выхода ФП, пропорциональный току нагрузки ТСН. Функциональный преобразователь служит для согласования, задающего и корректирующего сигналов на входах блока S по размерности, величине и знаку. Результирующий сигнал с выхода блока S поступает на вход БУ УШР и

определяет величину тока подмагничивания в реакторе, а, следовательно, и его рабочего тока. При увеличении уставки $U_{Г\text{Зад}}$ под действием АРВ возрастает напряжение на выводах генератора и одновременно увеличивается рабочий ток УШР. В результате, создается дополнительная реактивная нагрузка на шинах СН энергоблока и дополнительное падение напряжения в ТСН. В случае уменьшения уставки происходит процесс, обратный описанному выше. Таким способом реализуется так называемое встречное регулирование напряжения на шинах СН энергоблока

Увеличение или уменьшение тока ТСН блок ФП формирует корректирующий сигнал, поступающий на соответствующий вход блока S, который вызывает соответственно уменьшение или увеличение рабочего тока УШР. Таким путем реализуется встречная коррекция напряжения на шинах СН энергоблока по величине тока нагрузки. При одновременном изменении тока нагрузки СН и уставки $U_{Г\text{Зад}}$ сигнал задания уставки и сигнал от ФП благодаря наличию блока S действуют встречно, компенсируя друг друга.

9.3 Условия для полного использования диапазона регулирования мощности УШР в составе СЭМК и предупреждение перегрузки ТСН

Реализация описанного способа регулирования напряжения на шинах СН требует определенного запаса мощности ТСН. Для полного использования диапазона регулирования мощности УШР в составе СЭМК и предупреждения перегрузки ТСН должны выполняться условия:

$$Q_{\text{СН}} = Q_{\text{Н}} + Q_{\text{УШР}} - Q_{\text{БСК}} \leq \sqrt{S_{\text{ТСН}}^2 - P_{\text{Н}}^2} \quad (9.1)$$

при полностью введенном в работу УШР

$$Q_{\text{СН}} = Q_{\text{Н}} - Q_{\text{БСК}} \geq \sqrt{S_{\text{ТСН}}^2 - P_{\text{Н}}^2} \quad (9.2)$$

при полностью выведенном УШР

Здесь

$Q_{\text{СН}}$ – номинальная реактивная мощность суммарной нагрузки СН, включая дополнительную нагрузку, создаваемую СЭМК,

$P_{\text{Н}}$ и $Q_{\text{Н}}$ – номинальные активная и реактивная мощности технологической нагрузки СН энергоблока,

$Q_{\text{УШР}}$, $Q_{\text{БСК}}$, $S_{\text{ТСН}}$ – номинальные мощности УШР, БСК и ТСН, соответственно.

Из условий следует, что номинальная мощность УШР в составе СЭМК должны быть не более

$$Q_{УШР} \leq 2 \sqrt{S_{ТСН}^2 - P_{Н}^2} \quad (9.3)$$

а номинальная мощность БСК при этом

$$Q_{БСК} = Q_{Н} + 0,5Q_{УШР} \quad (9.4)$$

Для полного использования диапазона регулирования УШР в процессе вторичного регулирования потребляемая им мощность должна изменяться в диапазоне от номинальной ($Q_{УШР}$) до мощности холостого хода. С другой стороны, в рассматриваемой схеме управления УШР (рисунок 9.1) его рабочий ток пропорционален $U_{Г\text{Зад}}$ на входе АРВ генератора

$$\alpha_{СН} = \alpha_{Г} \frac{1}{\sqrt{1 + U_k^2 \frac{[k_Q Q_{УШР} (\alpha_{Г-1})]^2}{S_{ТСН}^2} + 2u_k \frac{k_Q Q_{УШР} (\alpha_{Г-1})}{S_{ТСН}}}} \quad (9.5)$$

Из выражения видно, что напряжение на шинах СН энергоблока зависит как от напряжения на выводах генератора, так и от соотношения номинальных мощностей УШР и ТСН ($Q_{УШР} / S_{ТСН}$).

9.4 Характер стабилизации напряжения на шинах СН энергоблока

На рисунке 9.2 показан характер изменения напряжения на шинах СН энергоблока мощностью 100 МВт, оснащенного ТСН номинальной мощностью 16 МВА, при регулировании напряжение на выводах генератора в диапазоне. Здесь можно видеть, что относительное напряжение на шинах СН энергоблока изменяется почти линейно с изменением напряжения на выводах генератора.

U_{сн}/U_{сн ном}

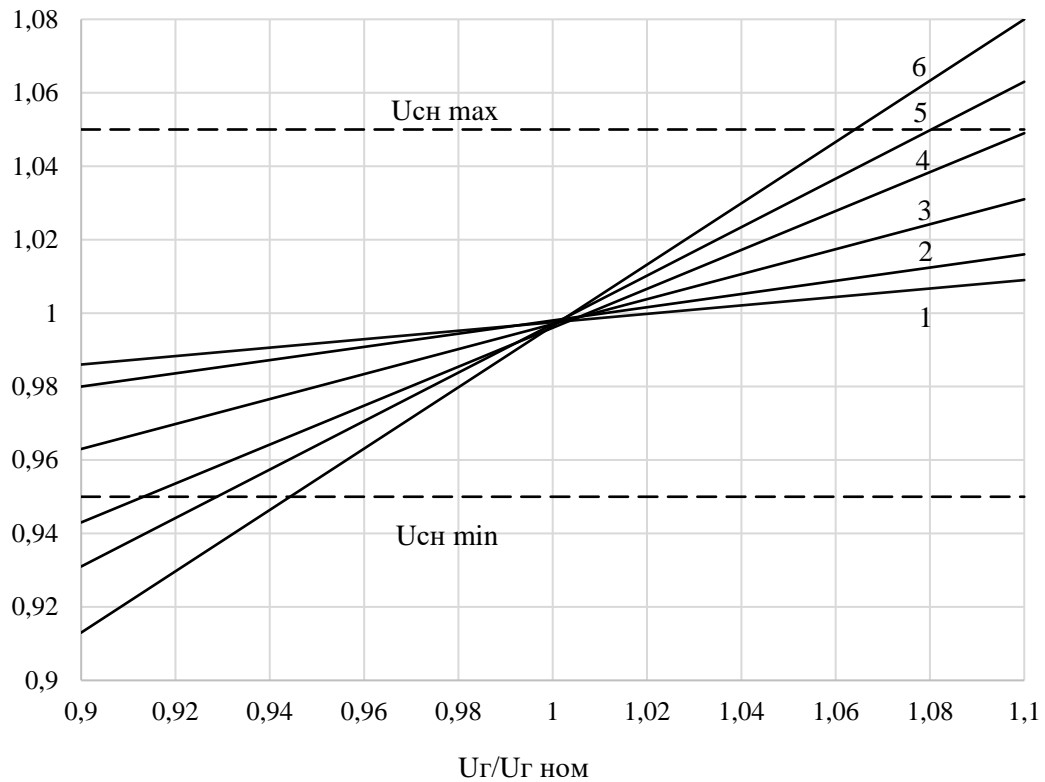


Рисунок 9.2 – Характер стабилизации напряжения на шинах СН энергоблока:
 $U_{сн\text{ max}}$ и $U_{сн\text{ min}}$ – максимально- и минимально допустимые отклонения напряжения на шинах СН,

- 1 – $Q_{ушр} / S_{тсн} = 1,687$,
- 2 – $Q_{ушр} / S_{тсн} = 1,562$,
- 3 – $Q_{ушр} / S_{тсн} = 1,250$,
- 4 – $Q_{ушр} / S_{тсн} = 0,937$,
- 5 – $Q_{ушр} / S_{тсн} = 0,625$,
- 6 – $Q_{ушр} / S_{тсн} = 0,312$

Степень стабилизации напряжения на шинах СН энергоблока характеризуется наклоном кривых 1–6, который определяется соотношением мощностей УШР и ТСН. При $Q_{ушр}/S_{тсн} > 0,937$ напряжение на шинах СН энергоблока не выходит за нормированные пределы почти во всем принятом диапазоне изменения напряжения на выводах генератора. При $Q_{ушр}/S_{тсн} < 0,937$ для поддержания напряжения на шинах СН в нормативных пределах необходимо уменьшить допустимый диапазон изменения напряжения на выводах генератора, т.е. уменьшается регулировочная способность энергоблока в системе централизованного вторичного регулирования напряжения в энергосистеме. Таким образом, с учетом (9.3) номинальную мощность УШР целесообразно выбирать в диапазоне

$$S_{тсн} \leq Q_{ушр} \leq 2\sqrt{S_{тсн}^2 - P_{н}^2} \quad (9.6)$$

Количественно степень стабилизации напряжения на шинах СН энергоблока может характеризоваться коэффициентом который показывает, что

при изменении уставки на входе АРВ генератора диапазон изменения напряжения на шинах СН энергоблока тем меньше, чем меньше величина K_1 .

$$K_1 = \frac{\alpha_{CH}^{max} - \alpha_{CH}^{min}}{\alpha_{Г}^{max} - \alpha_{Г}^{min}} \quad (9.7)$$

9.5 Диапазоны нагрузки СН и номинальные мощности ТСН энергоблока на примере ТЭЦ и КЭС

Для приведенных в таблице нагрузок СН и номинальных мощностей рабочих ТСН, применяемых в энергоблоках мощностью 63–500 МВт, области допустимых в соответствии с (9.6) номинальных мощностей УШР в составе СЭМК показаны на рисунке 9.3а.

С учетом вышеизложенного может быть предложена следующая процедура выбора номинальной мощности УШР в составе СЭМК для СН энергоблока в конкретном случае.

1) Для номинальной мощности ТСН энергоблока на рисунке 9.3а выбрать соответствующую область допустимых значений $Q_{УШР}$.

2) В этой области (рисунок 9.3б) отрезок (ab) вертикальной линии РН, соответствующей номинальной активной мощности СН энергоблока, определяет допустимый диапазон значений номинальной мощности УШР в данном конкретном случае. На отрезке (ab) следует выбрать точку (с), соответствующую или кратную номинальной мощности УШР (cd) из ряда промышленно выпускаемых аппаратов.

3) Номинальная мощность БСК в составе СЭМК определяется по формуле (9.4), а степень стабилизации напряжения на шинах СН энергоблока, которую будет обеспечивать выбранный таким образом УШР, определяется по зависимости $K_1 = (Q_{УШР\text{ ном}} / S_{ТСН})$, представленной на рисунке 9.2.

Таблица 9.1 – Диапазон нагрузки СН и номинальные мощности ТСН энергоблоков

Номинальная мощность генератора, МВт	Номинальная мощность рабочего трансформатора собственных нужд, МВА	Мощность технологической нагрузки собственных нужд МВт			
		ТЭЦ			
		Твердое топливо	Газ – мазут	Твердое топливо	Газ – мазут
63	6,3	5,0–8,8	3,1–4,4	3,8–5,0	1,9–3,1
	10,0				
110	10,0	8,8–15,4	5,5–7,7	6,6–8,8	3,3–5,5
	16,0				
	25,0				
160	16,0	12,8–22,4	8,0–11,2	9,6–12,8	4,8–8,0
	25,0				
	32,0				
220	25,0	17,6–30,0	11,0–15,4	13,2–17,6	6,6–11,0
	32,0				
330	25,0	20,0–30,0	16,0–22,6	19,2–25,6	9,6–16,0
	32,0				
500	32,0	30,0–60,0	29,0–35,0	30,0–40,0	15,0–25,0

Q_{ушр} МВА

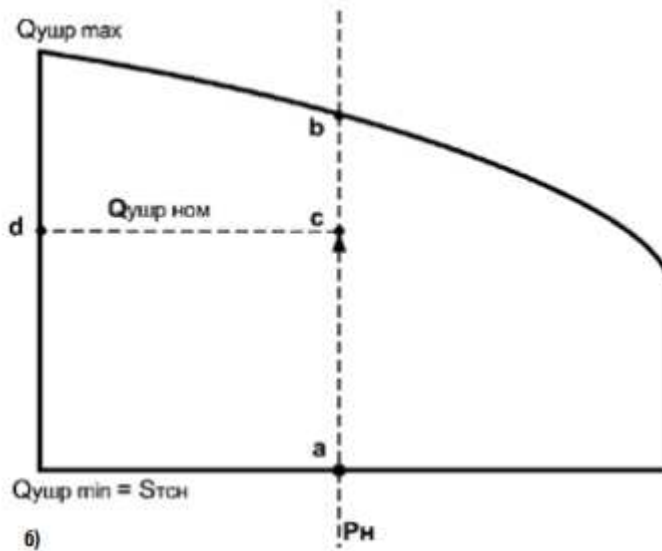
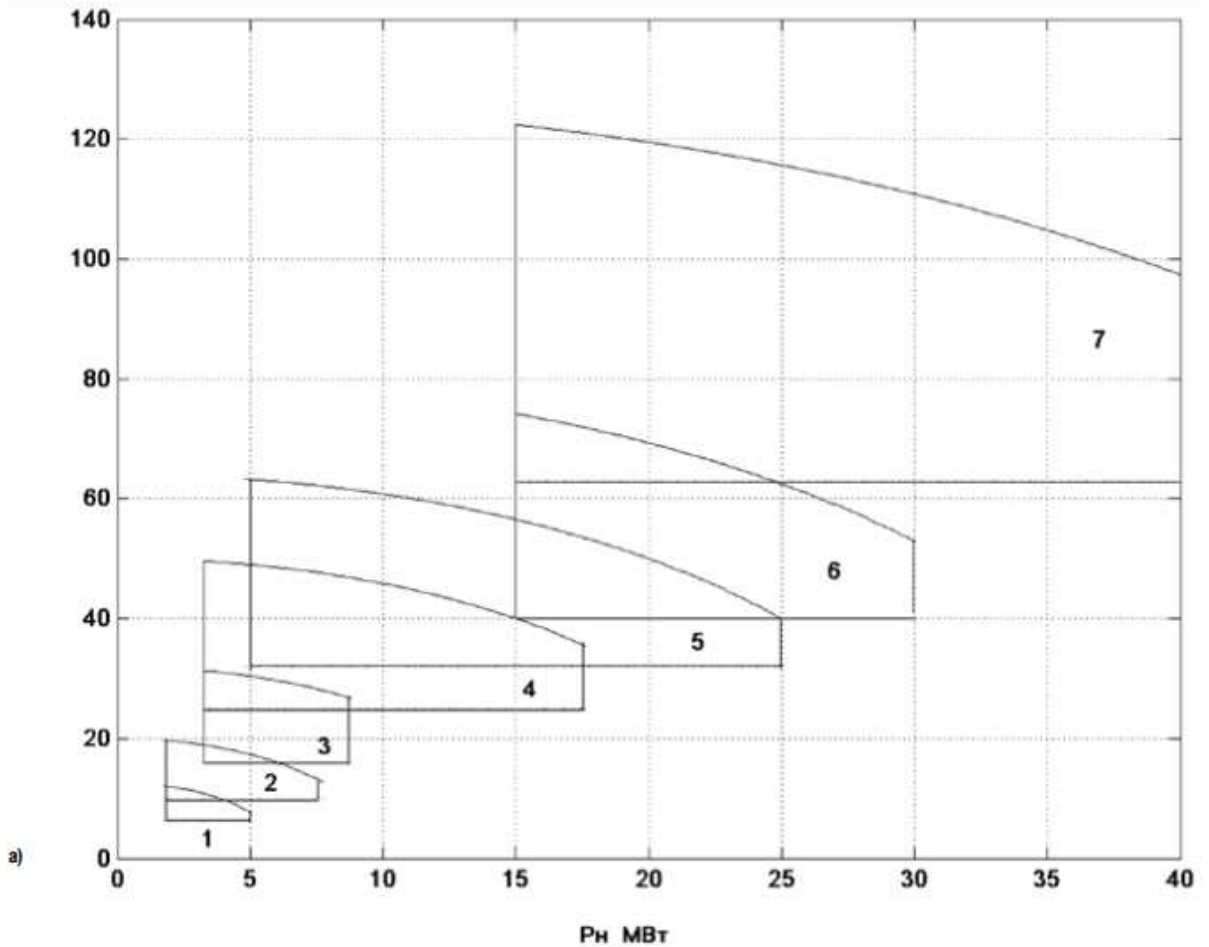


Рисунок 9.3 – а) Области допустимых номинальных мощностей УШР в составе СЭМК:
 1 – $S_{TCH} = 6,3$ МВ.А; 2 – $S_{TCH} = 10,0$ МВ.А; 3 – $S_{TCH} = 16,0$ МВ.А; 4 – $S_{TCH} = 25,0$ МВ.А;
 5 – $S_{TCH} = 32,0$ МВ.А; 6 – $S_{TCH} = 40,0$ МВ.А; 7 – $S_{TCH} = 60,0$ МВ.А; б) К выбору номинальной
 мощности УШР

9.6 Реализация технологий FACTS в системе собственных нужд ГЭС

Применение технологий FACTS на ГЭС необходимо в современной энергетике, это увеличение диапазона регулирования напряжения, влияющая на стабильность напряжения в электрических сетях и собственных нуждах самой станции, уменьшение потерь реактивной мощности, что способствует уменьшению потерь электроэнергии и потерь напряжения в электрических сетях.

На рисунке 9.4 представлена схема СН с применением STATCOM смоделированная в программе MATLAB.

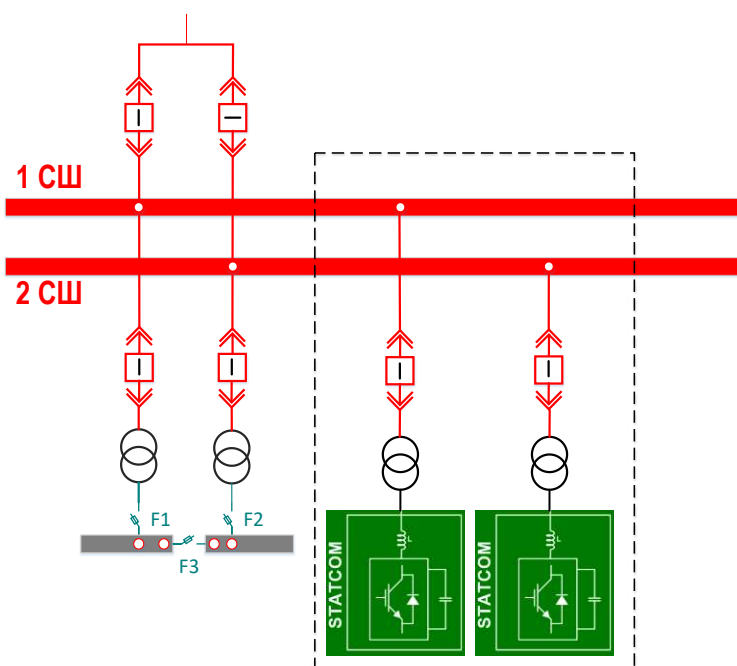


Рисунок 9.4 – Схема собственных нужд с применением STATCOM

На рисунке 9.5 представлена математическая модель STATCOM в системе собственных нужд ГЭС. С помощью данной математической модели происходит работа STATCOM.

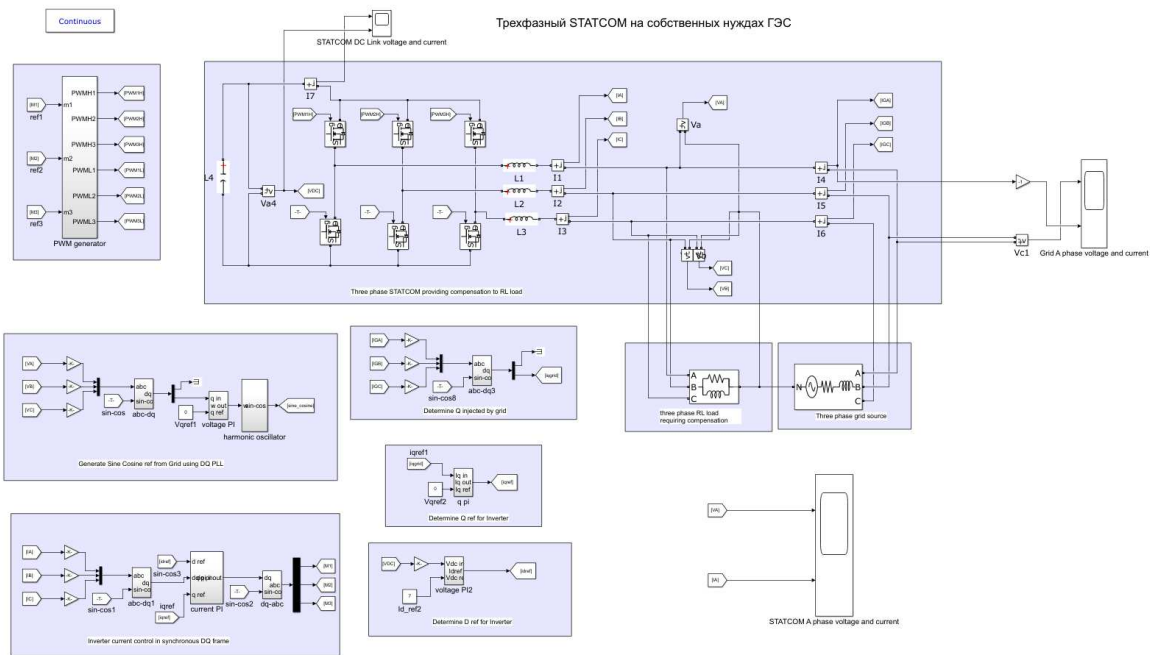


Рисунок 9.5 – Реализация математической модели STATCOM в системе собственных нужд ГЭС

На рисунке 9.6 представлен график изменения действующего напряжения на шинах собственных нужд без STATCOM. Из него видно, что напряжение нестабильно, это может повлиять на работоспособность собственных нужд.

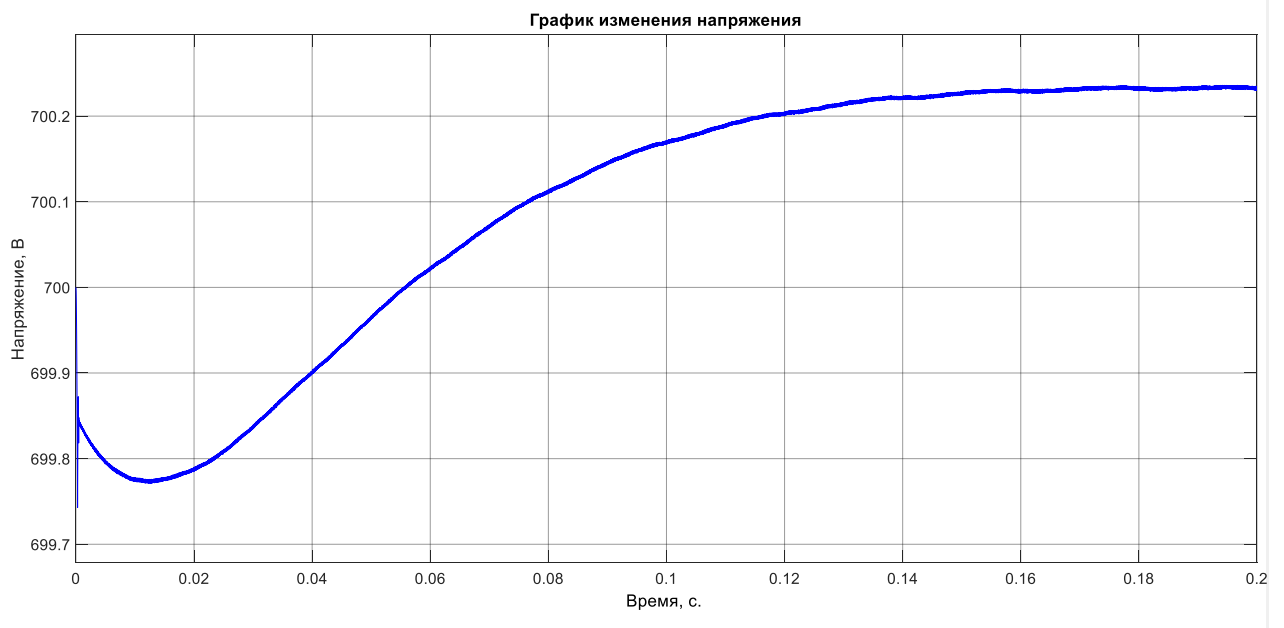


Рисунок 9.6 – График изменения действующего напряжения на шинах собственных нужд без STATCOM

На рисунке 9.7 представлен график изменения мгновенного напряжения на шинах собственных нужд с применением STATCOM. Этот график показывает, что технология STATCOM в течении всего времени поддерживает напряжение определённого значения, что приводит к бесперебойной работе собственных нужд.

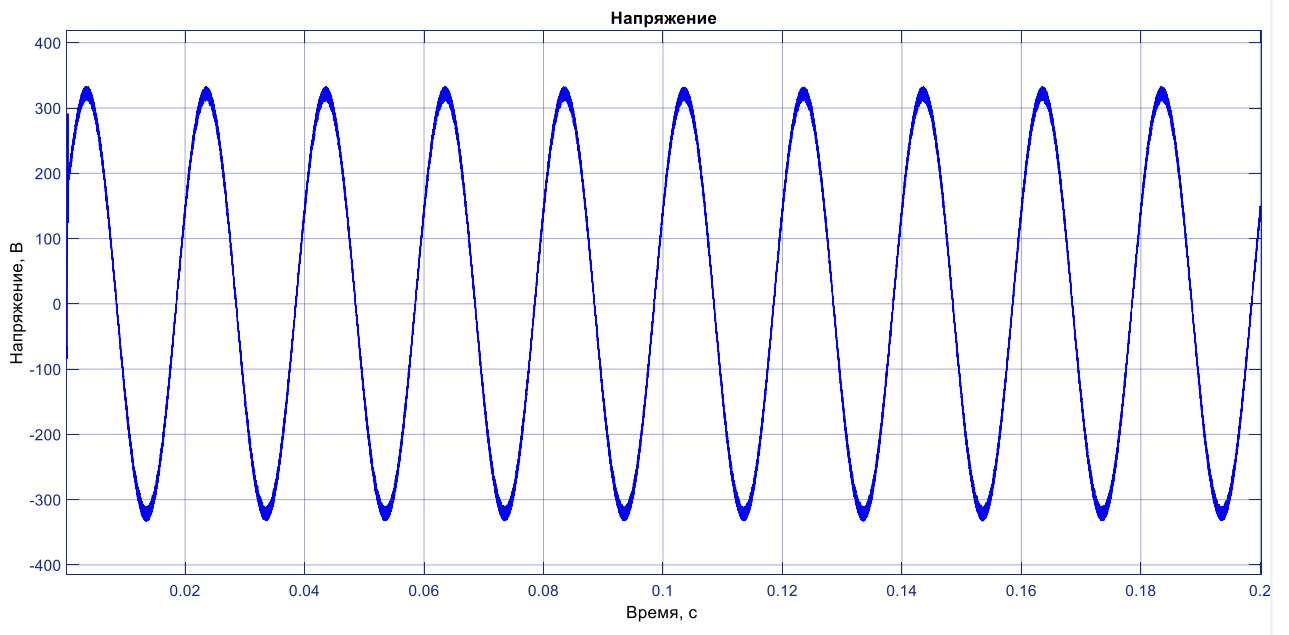


Рисунок 9.7 – График изменения мгновенного напряжения на шинах собственных нужд с применением STATCOM

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Витимского гидроузла на реке Витим, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 1148 МВт и среднемноголетняя выработка 5,01 млрд. 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 – 77,03 м;
- расчетный – 65,00 м;
- минимальный – 52,37 м;

При выборе турбин рассматривался один вариант: ПЛД90-В45. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с шестью гидротурбинами ПЛД90-В45-630. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1139/140-52 с номинальной активной мощностью 200 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 10 присоединений (6 одиночных блока, 3 отходящие воздушные линии и 1 служебный) со схемой 3/2. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 250000/500, трансформаторы собственных нужд ТСЗ–6300/15,75, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 500/64.

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:

- левобережная грунтовая плотина;
- левобережная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- водосливная бетонная плотина;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 359,00;
- число водопропускных отверстий – 4;
- ширина водопропускных отверстий – 18 м;
- отметка гребня плотины – 445,50;
- ширина гребня – 20 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется способ свободно отброшенной струи.

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 1,65 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Витимского 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 – 89 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,13 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 123179 руб./кВт.

Таким образом строительство Витимского 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. Кузнецов, 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.czt.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. Горожанкин П.А., Майоров А.В., Макаровский С.Н., Рубцов А.А. Управление напряжением и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт // Электрические станции. - № 6. - 2008.

43. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах. Электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200006034>.

44. ГОСТ 533-2000 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200019840>.

45. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985 - 352с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно–энергетические расчёты

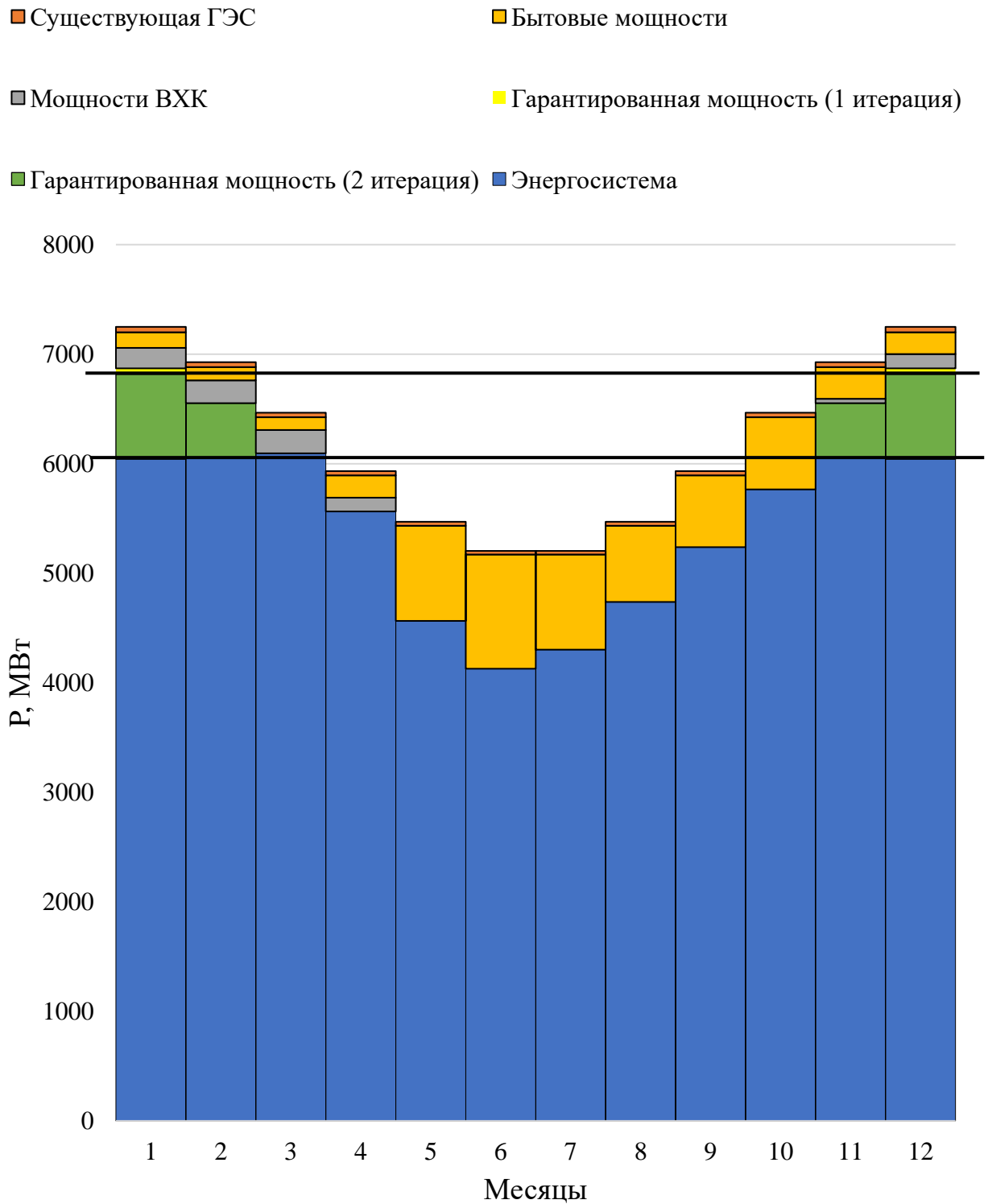


Рисунок А.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Сработка–наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{в-ща}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{Гар}}, \text{МВт}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
XI	457	0	8	12	0	437	318	755	500	0	763	18,32	0,82	17,49	440,00	438,82	439,41	364,37	74,25	493	ВХК
XII	318	0	8	12	0	298	295	593	500	0	601	17,49	0,76	16,73	438,82	437,59	438,21	363,76	73,65	385	385
I	232	0	8	12	0	212	394	606	500	0	614	16,73	1,02	15,70	437,59	435,71	436,65	363,81	72,05	385	385
II	201	0	8	12	0	181	771	952	500	0	960	15,70	2,00	13,71	435,71	431,42	433,57	365,08	67,70	565	ВХК
III	193	0	8	12	0	173	319	492	500	0	500	13,71	0,83	12,88	431,42	429,49	430,45	363,37	66,30	288	ВХК
IV	325	0	8	12	0	305	187	492	500	0	500	12,88	0,48	12,39	429,49	428,35	428,92	363,37	64,76	282	ВХК
V	1393	15	8	-12	29	1353	-740	613	650	0	650	12,39	-1,92	14,31	428,35	432,79	430,57	363,45	66,33	375	ВХК
VI	1686	18	8	-18	35	1643	-1036	607	650	0	650	14,31	-2,69	17,00	432,79	438,04	435,42	363,45	71,18	403	ВХК
VII	1349	14	8	-54	28	1353	-739	614	650	0	650	17,00	-1,92	18,91	438,04	440,76	439,40	363,45	75,16	425	ВХК
VIII	1115	12	8	0	22	1073	-453	620	650	0	650	18,91	-1,17	20,09	440,76	442,07	441,42	363,45	77,18	436	ВХК
IX	1049	11	8	0	22	1008	-388	620	650	0	650	20,09	-1,01	21,09	442,07	443,08	442,58	363,45	78,34	443	ВХК
X	1055	11	8	0	22	1014	-394	620	650	0	650	21,09	-1,02	22,11	443,08	444,09	443,59	363,45	79,35	449	ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Сработка–наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдкр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{в-ща}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
XI	457	0	8	12	0	437	318	755	500	0	763	18,32	0,82	17,49	440,00	438,82	439,41	364,37	74,25	493	493
XII	318	0	8	12	0	298	971	1269	500	0	1277	17,49	2,52	14,97	438,82	434,23	436,52	366,19	69,55	773	773
I	232	0	8	12	0	212	1184	1396	500	0	1404	14,97	3,07	11,90	434,23	427,19	430,71	366,63	63,29	773	773
II	201	0	8	12	0	181	771	952	500	0	960	11,90	2,00	9,91	427,19	422,69	424,94	365,08	59,07	493	493
III	193	0	8	12	0	173	319	492	500	0	500	9,91	0,83	9,08	422,69	420,99	421,84	363,37	57,68	251	ВХК
IV	325	0	8	12	0	305	187	492	500	0	500	9,08	0,48	8,60	420,99	420,03	420,51	363,37	56,35	245	ВХК
V	1393	15	8	-12	29	1353	-740	613	650	0	650	8,60	-1,92	10,51	420,03	424,01	422,02	363,45	57,78	327	ВХК
VI	1686	18	8	-18	35	1643	-1036	607	650	0	650	10,51	-2,69	13,20	424,01	430,24	427,12	363,45	62,88	356	ВХК
VII	1349	14	8	-54	28	1353	-739	614	650	0	650	13,20	-1,92	15,11	430,24	434,52	432,38	363,45	68,14	385	ВХК
VIII	1115	12	8	0	22	1073	-453	620	650	0	650	15,11	-1,17	16,29	434,52	436,81	435,67	363,45	71,43	404	ВХК
IX	1049	11	8	0	22	1008	-388	620	650	0	650	16,29	-1,01	17,29	436,81	438,52	437,67	363,45	73,43	415	ВХК
X	1055	11	8	0	22	1014	-394	620	650	0	650	17,29	-1,02	18,32	438,52	440,00	439,26	363,45	75,02	424	ВХК

Продолжение приложения А

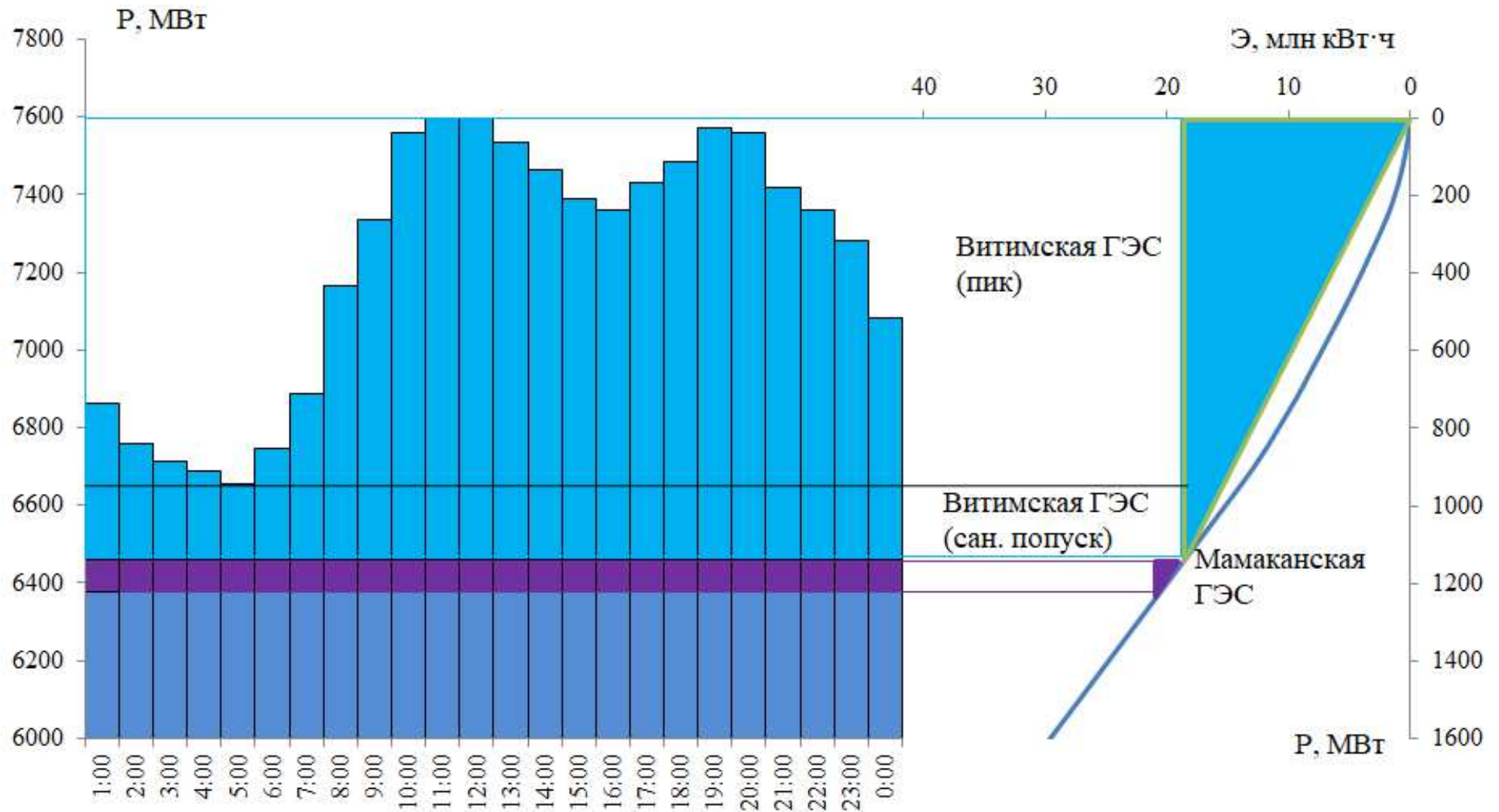


Рисунок А.2 – Суточный график нагрузки января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

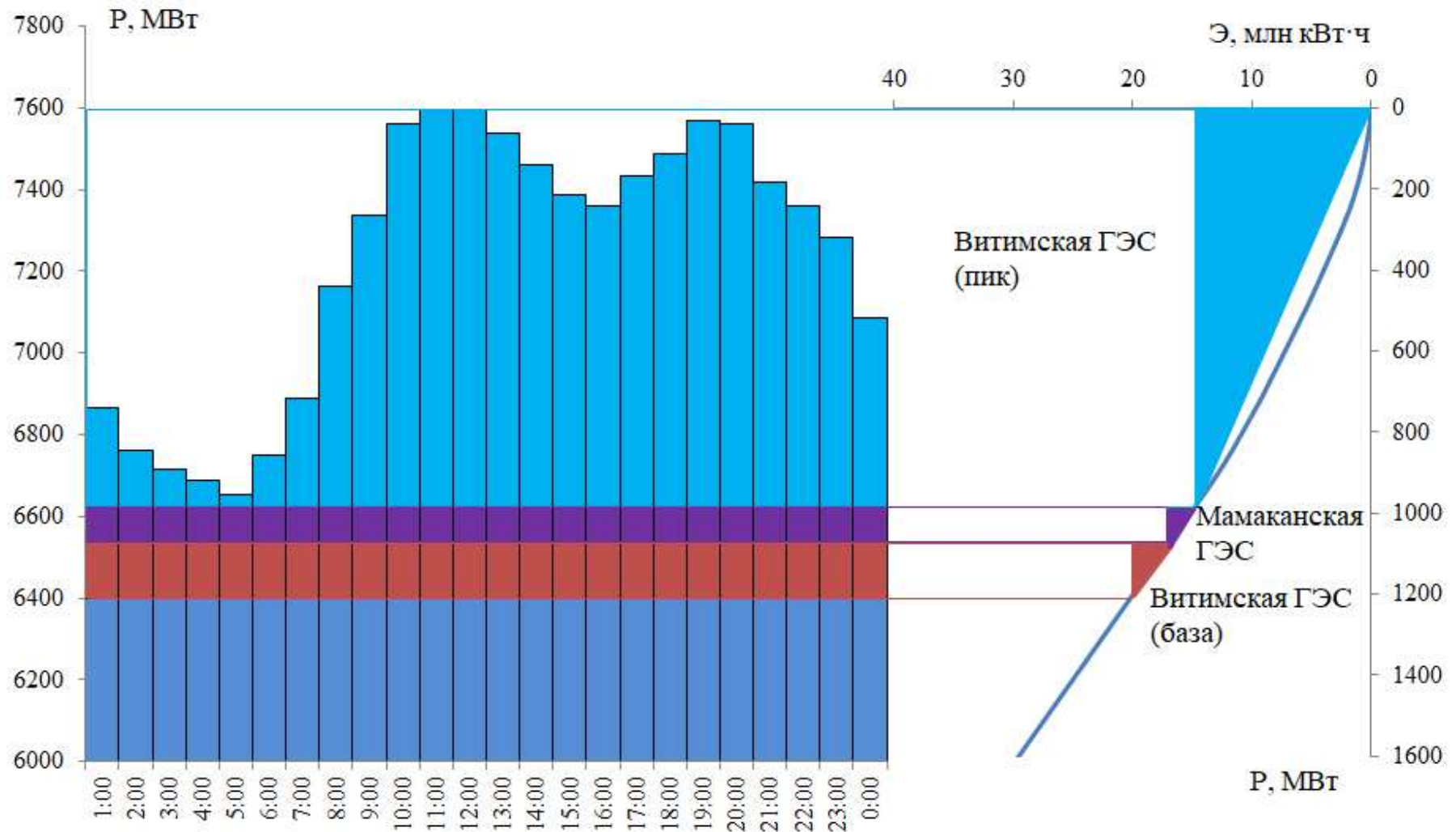


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки июня, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

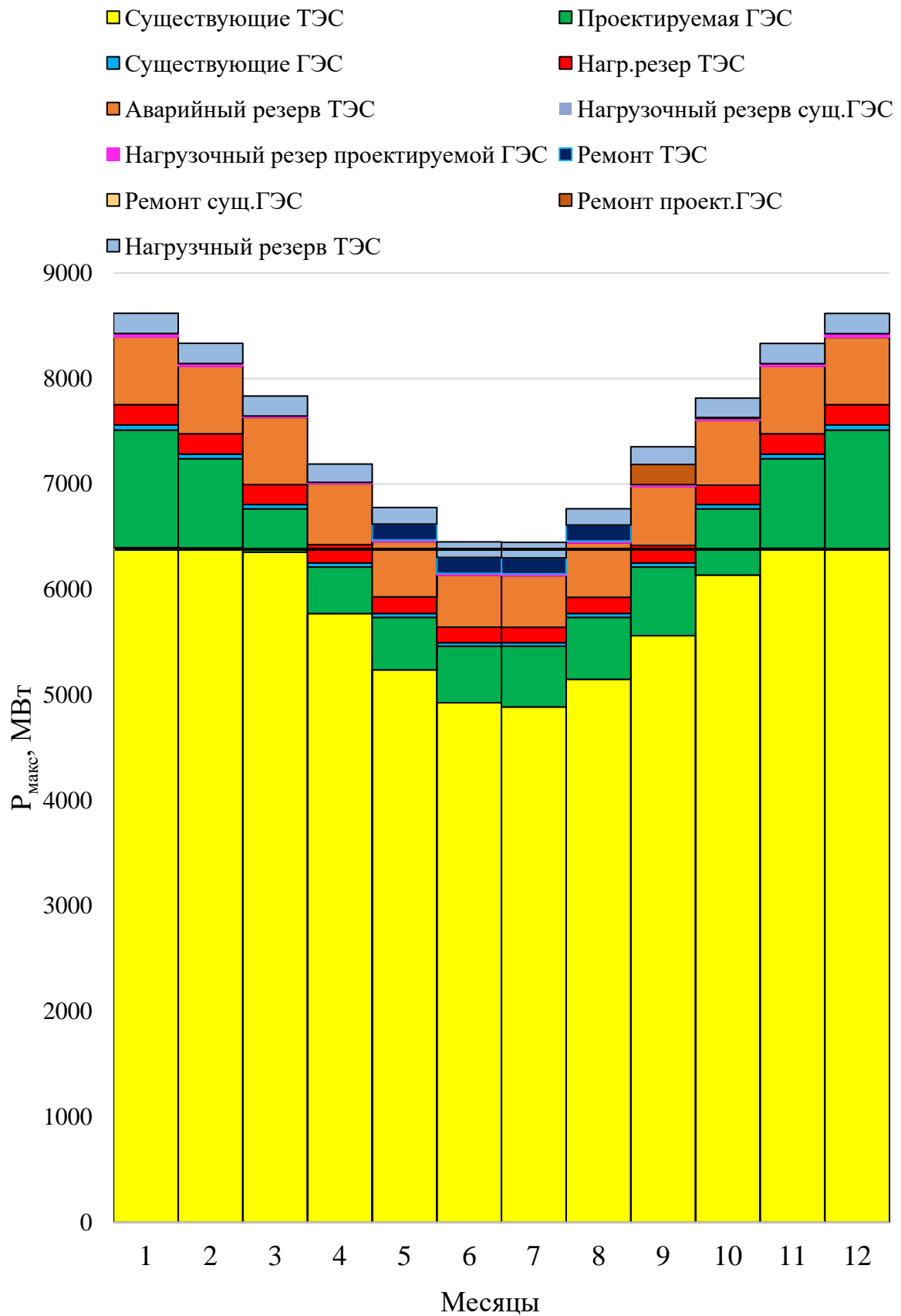


Рисунок А.4 – Баланс мощности

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{исп}},$ м ³ /с	$Q_{\text{фл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{лд}},$ м ³ /с	$Q_{\text{шл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{п.быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вдхр}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ВХК}},$ м ³ /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м ³ /с	$Q_{\text{нб}},$ м ³ /с
XI	519	0	8	12	0	499	255	754	500	0	762
XII	415	0	8	12	0	395	863	1258	500	0	1266
I	256	0	8	12	0	236	1133	1369	500	0	1377
II	211	0	8	12	0	191	736	927	500	0	935
III	210	0	8	12	0	190	602	792	500	0	800
IV	350	0	8	12	0	330	162	492	500	0	500
V	1544	15	8	-12	29	1504	-1040	464	500	0	501
VI	2289	18	8	-18	35	2246	-1639	607	650	0	650
VII	1722	14	8	-54	28	1726	-1072	654	650	0	690
VIII	1556	12	8	0	22	1514	0	1514	650	0	1544
IX	1465	11	8	0	22	1424	0	1424	650	0	1454
X	1247	11	8	0	22	1206	0	1206	650	0	1236

Окончание таблицы А.3

Месяц	$V_{\text{в-ща}}, \text{ км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{ м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$N_{\text{Гар}},$ МВт	$\Sigma,$ млрд. кВт · ч
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
XI	18,32	0,66	17,65	440,00	439,07	439,53	364,37	74,38	493	493	0,36
XII	17,65	2,24	15,42	439,07	435,14	437,11	366,15	70,17	773	773	0,56
I	15,42	2,94	12,48	435,14	428,55	431,84	366,54	64,52	773	773	0,56
II	12,48	1,91	10,57	428,55	424,14	426,34	364,99	60,56	493	493	0,35
III	10,57	1,56	9,01	424,14	420,85	422,50	364,50	57,20	398	398	0,29
IV	9,01	0,42	8,59	420,85	420,03	420,44	363,37	56,28	245	245	0,18
V	8,59	-2,70	11,29	420,03	425,76	422,89	362,96	59,14	258	258	0,19
VI	11,29	-4,25	15,54	425,76	435,38	430,57	363,45	66,33	375	375	0,27
VII	15,54	-2,78	18,32	435,38	440,00	437,69	363,57	73,33	440	440	0,32
VIII	18,32	0,00	18,32	440,00	440,00	440,00	366,04	73,17	983	983	0,71
IX	18,32	0,00	18,32	440,00	440,00	440,00	365,79	73,42	929	929	0,67
X	18,32	0,00	18,32	440,00	440,00	440,00	365,18	74,03	796	796	0,57

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по отметкам

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{исп}},$ м ³ /с	$Q_{\text{фл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{лд}},$ м ³ /с	$Q_{\text{шл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{п.быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вдхр}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ВХК}},$ м ³ /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м ³ /с	$Q_{\text{нб}},$ м ³ /с
XI	519	0	8	12	0	499	318	817	500	0	825
XII	415	0	8	12	0	395	971	1366	500	0	1374
I	256	0	8	12	0	236	1184	1420	500	0	1428
II	211	0	8	12	0	191	613	804	500	0	812
III	210	0	8	12	0	190	392	582	500	0	590
IV	350	0	8	12	0	330	272	602	500	0	610
V	1544	15	8	-12	29	1504	-891	613	650	0	650
VI	2289	18	8	-18	35	2246	-1639	607	650	0	650
VII	1722	14	8	-54	28	1726	-1112	614	650	0	650
VIII	1556	12	8	0	22	1514	-108	1406	650	0	1436
IX	1465	11	8	0	22	1424	0	1424	650	0	1454
X	1247	11	8	0	22	1206	0	1206	650	0	1236

Окончание таблицы А.4

Месяц	$V_{\text{в-ща}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$N_{\text{Гар}},$ МВт	$\mathcal{E},$ млн. кВт·ч
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
XI	18,32	0,82	17,49	440,00	438,82	439,41	364,59	74,03	531	493	0,38
XII	17,49	2,52	14,97	438,82	434,23	436,52	366,53	69,21	827	773	0,60
I	14,97	3,07	11,90	434,23	427,19	430,71	366,71	63,21	785	773	0,57
II	11,90	1,59	10,32	427,19	423,57	425,38	364,55	60,04	424	493	0,31
III	10,32	1,02	9,30	423,57	421,43	422,50	363,72	57,99	298	298	0,21
IV	9,30	0,71	8,60	421,43	420,03	420,73	363,80	56,15	298	298	0,21
V	8,60	-2,31	10,90	420,03	424,88	422,46	363,45	58,22	329	329	0,24
VI	10,90	-4,25	15,15	424,88	434,60	429,74	363,45	65,50	370	370	0,27
VII	15,15	-2,88	18,04	434,60	439,62	437,11	363,45	72,87	412	412	0,30
VIII	18,04	-0,28	18,32	439,62	440,00	439,81	365,74	73,28	915	915	0,66
IX	18,32	0,00	18,32	440,00	440,00	440,00	365,79	73,42	929	929	0,67
X	18,32	0,00	18,32	440,00	440,00	440,00	365,18	74,03	796	796	0,57

Окончание приложения А

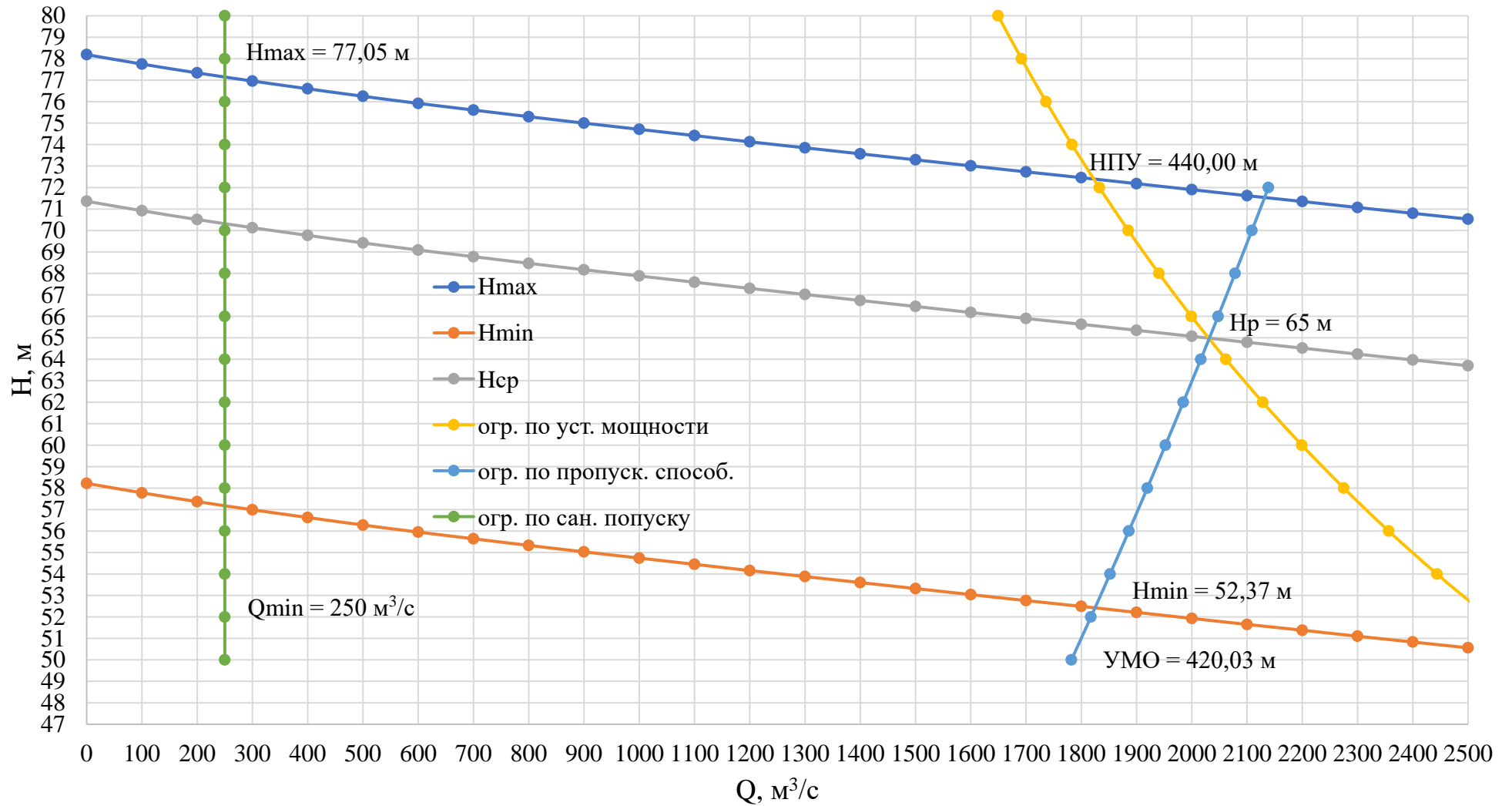


Рисунок А.5 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

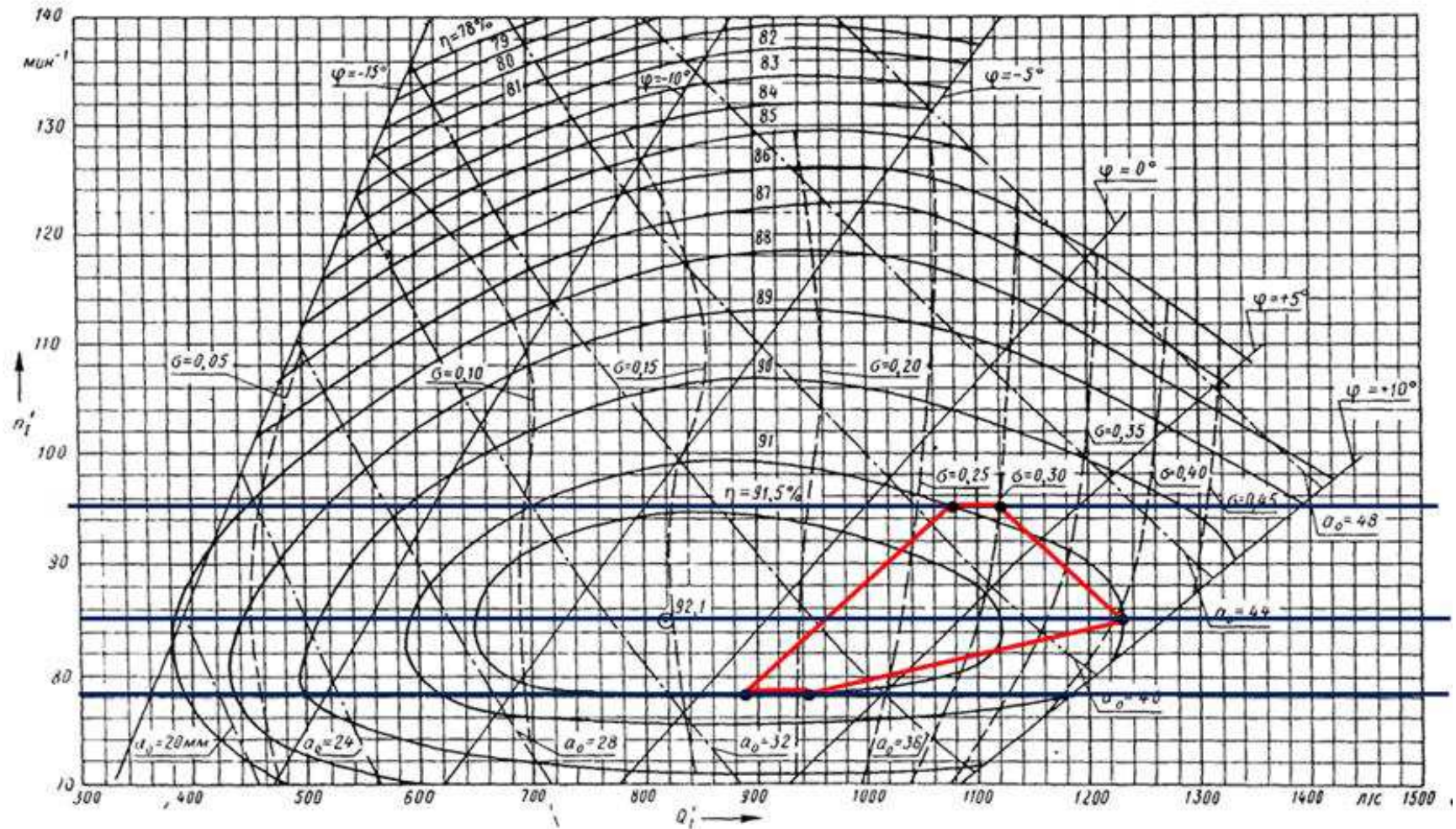


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД90-В45-560

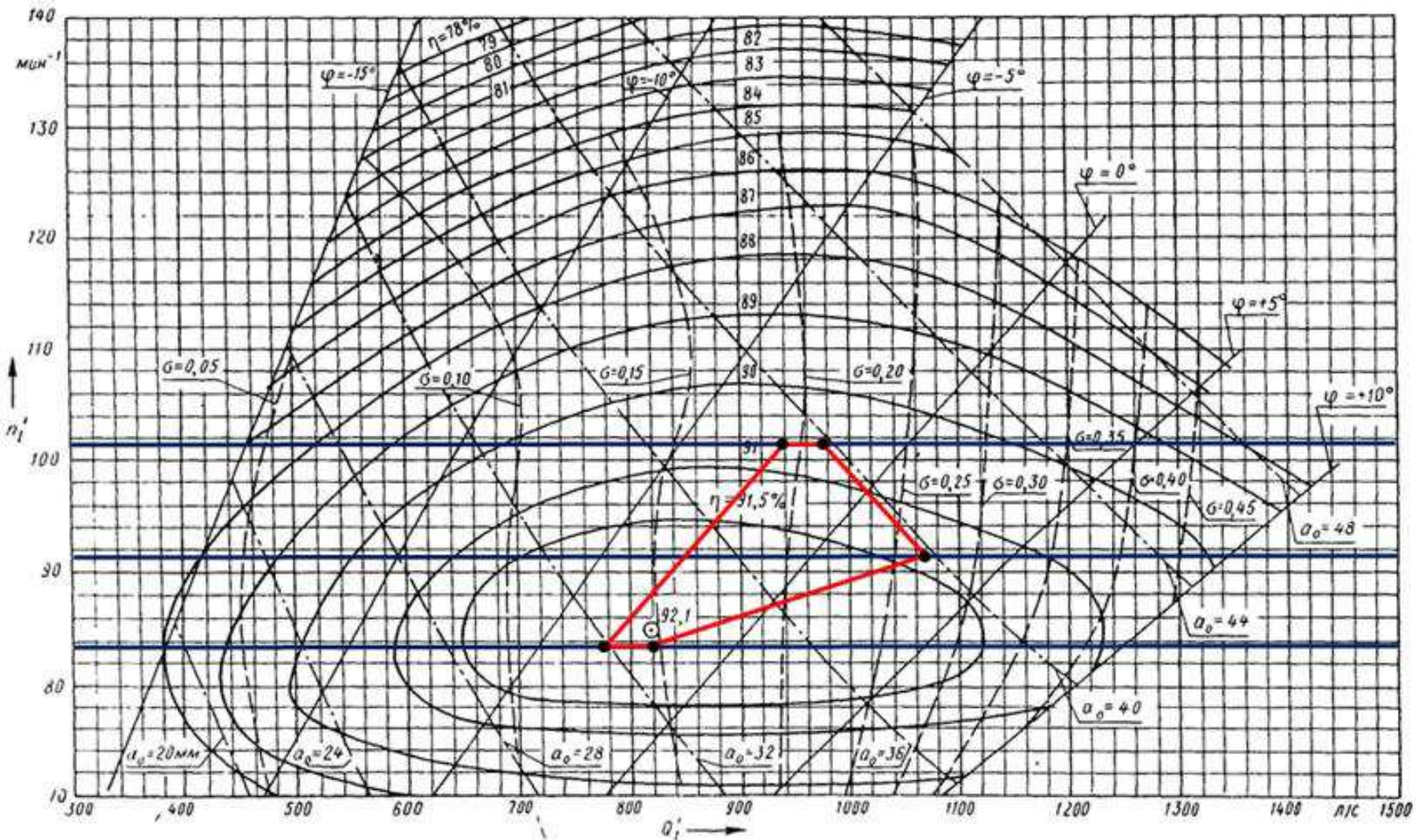


Рисунок Б.2 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД90-В45-600

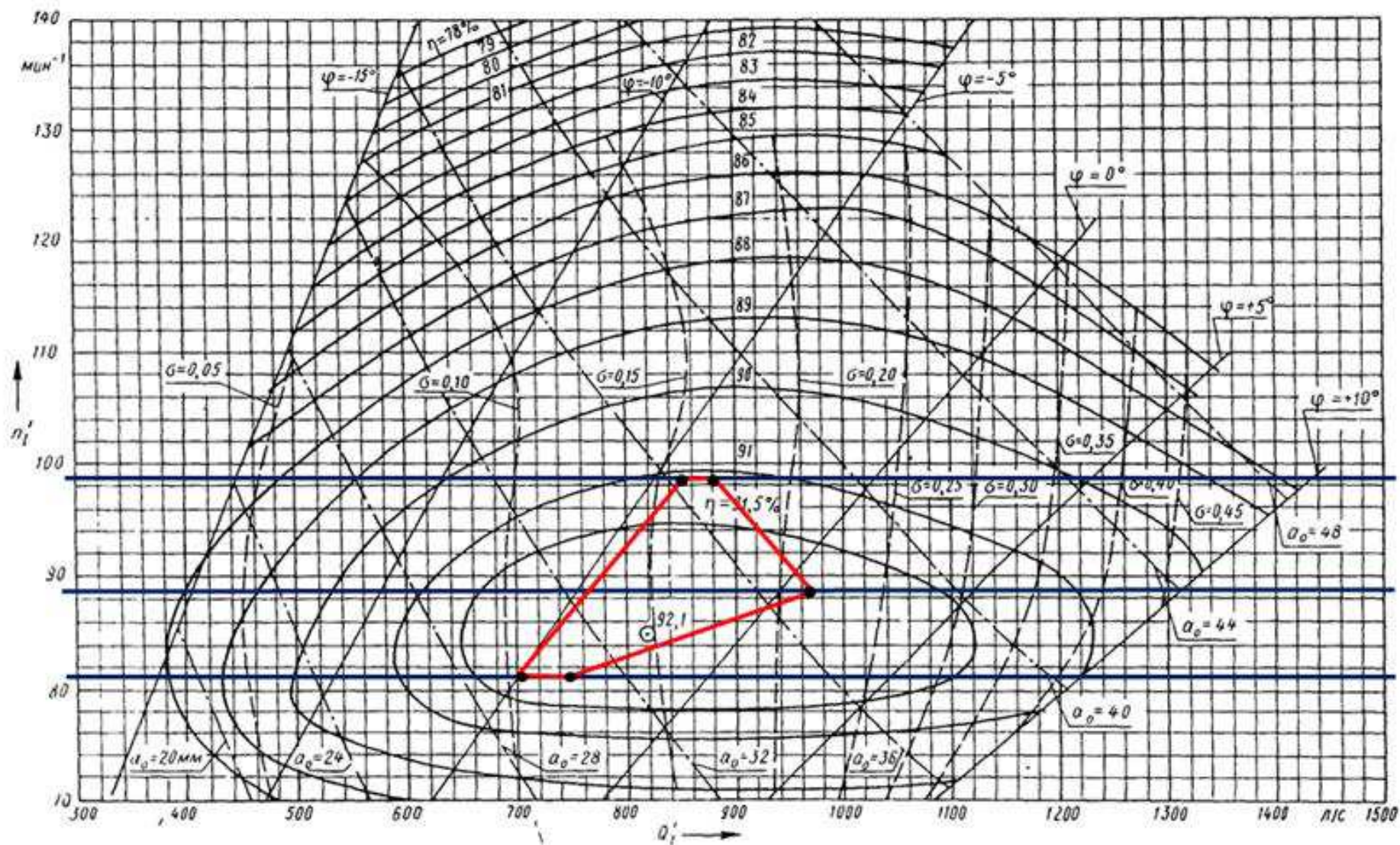


Рисунок Б.3 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД90-В45-630

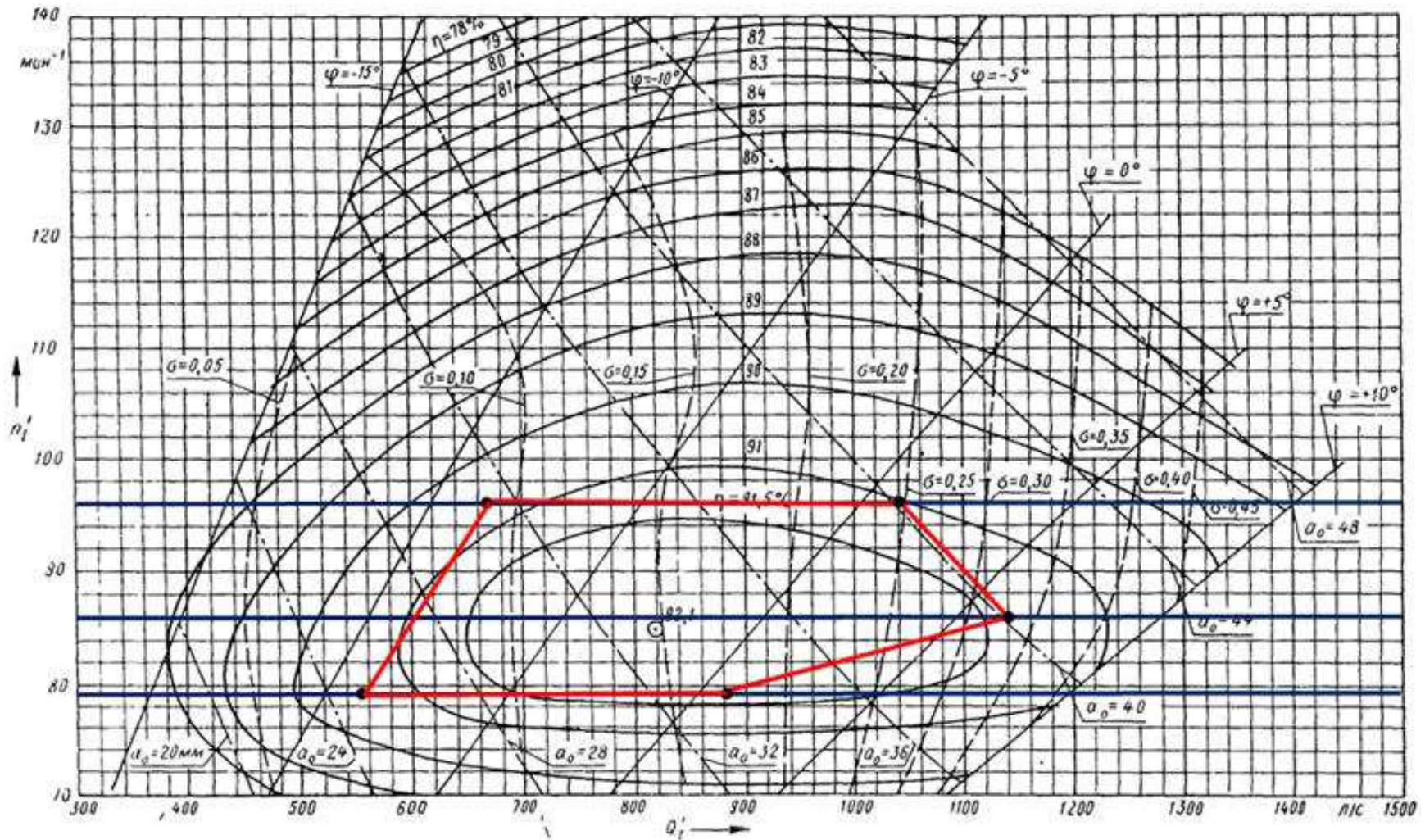


Рисунок Б.4 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД90-В45-710

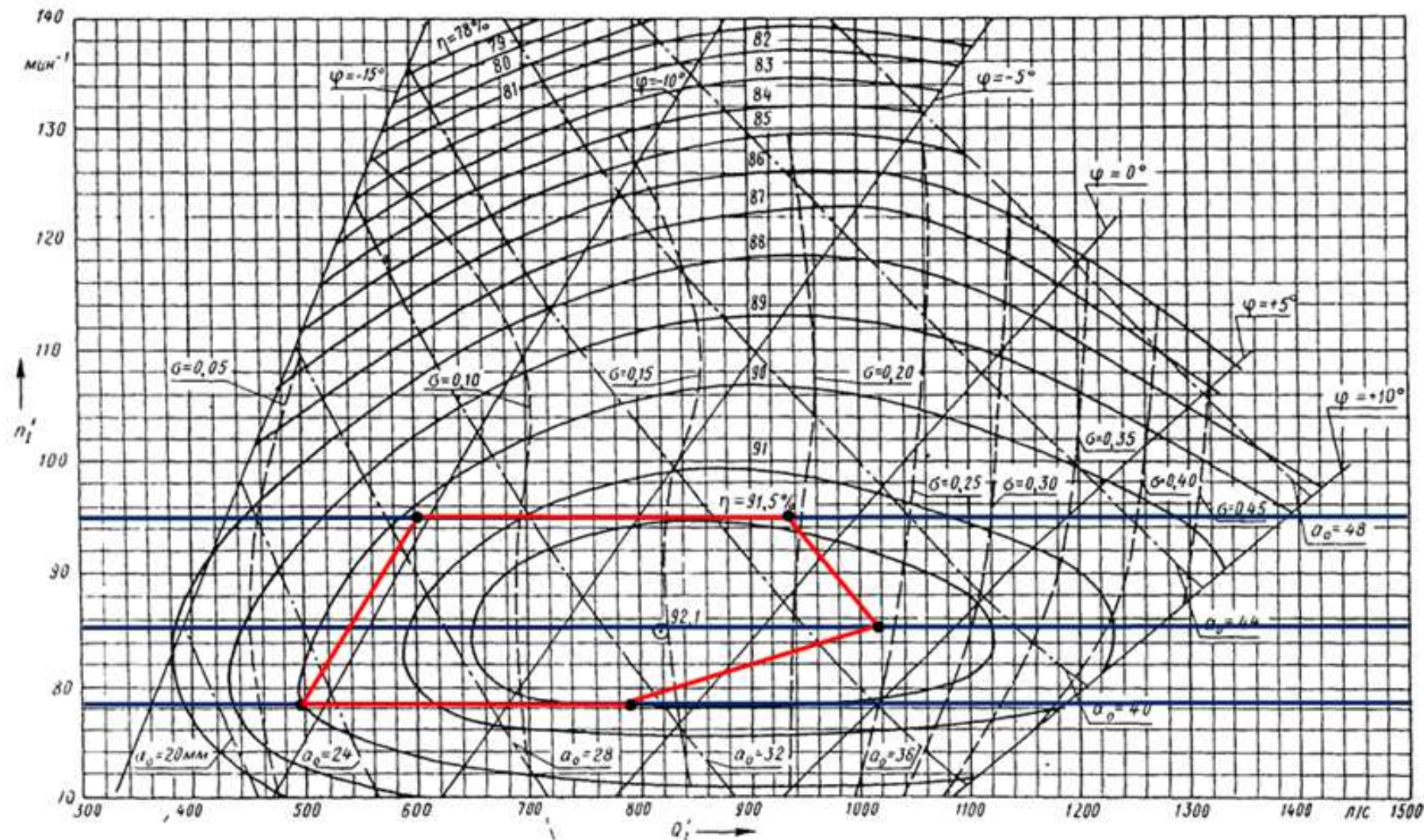


Рисунок Б.5 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД90-В45-750

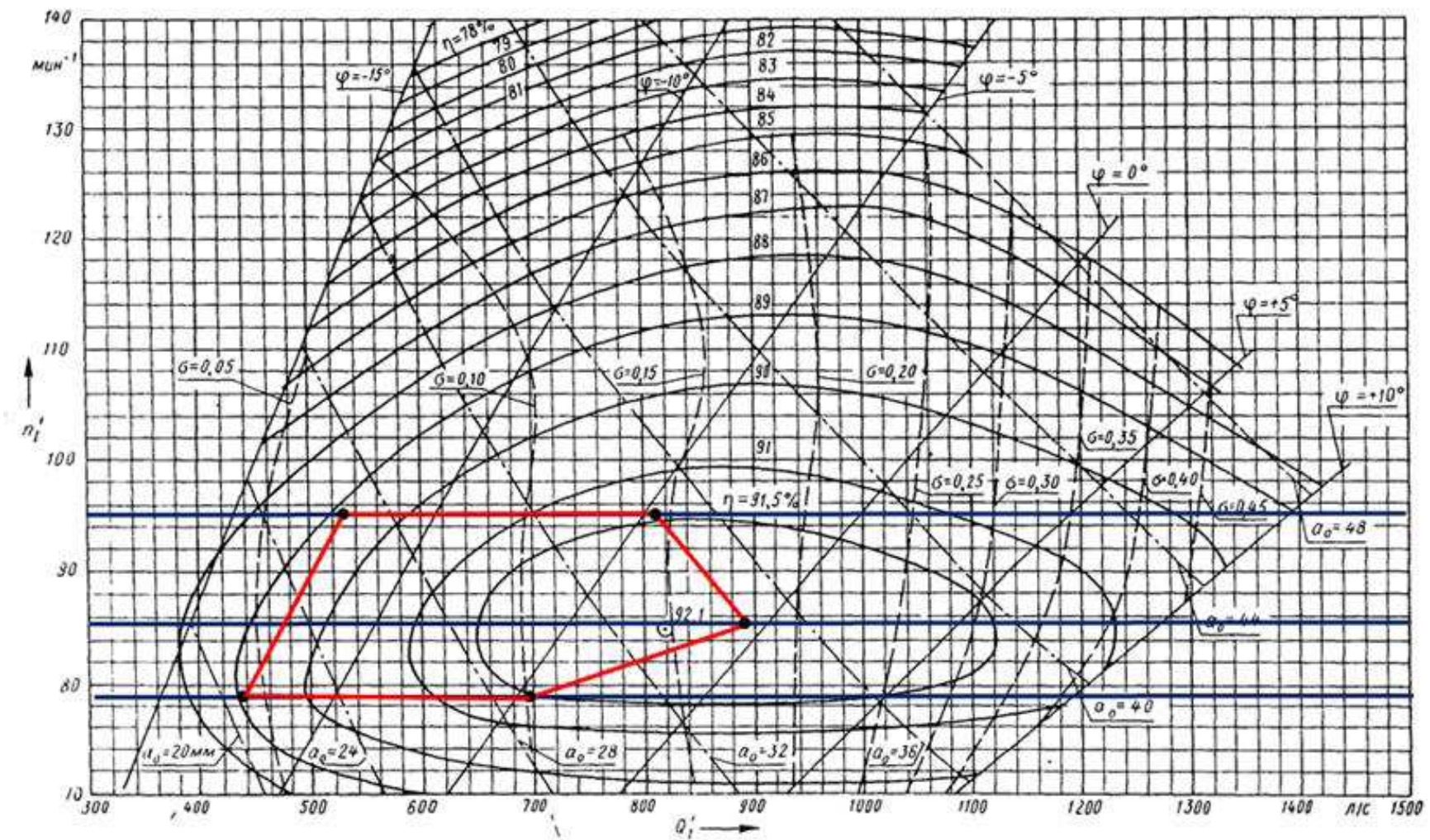


Рисунок Б.6 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД90-В45-800

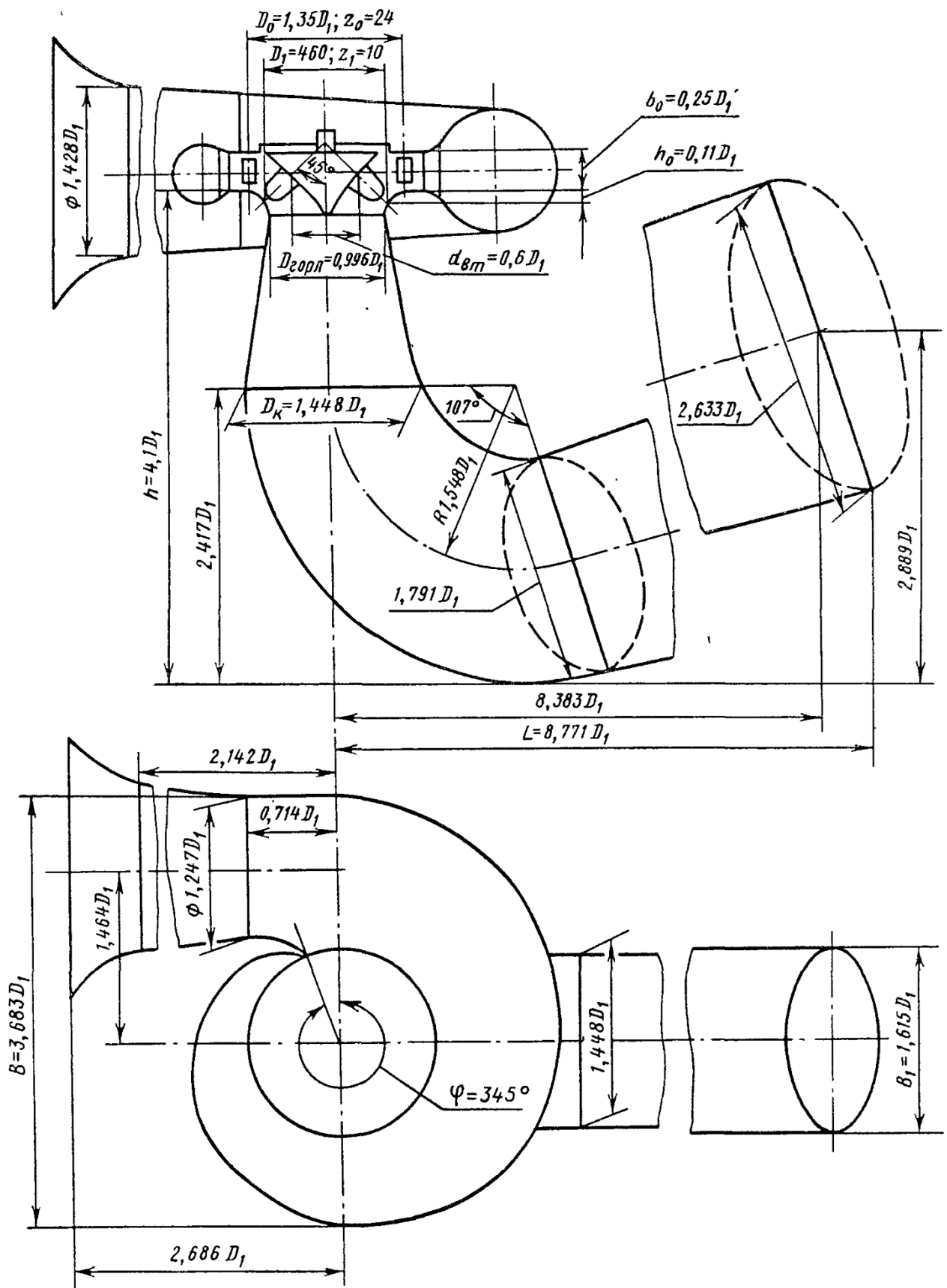


Рисунок Б.7 – Проточная часть гидротурбины ПЛД90-В45

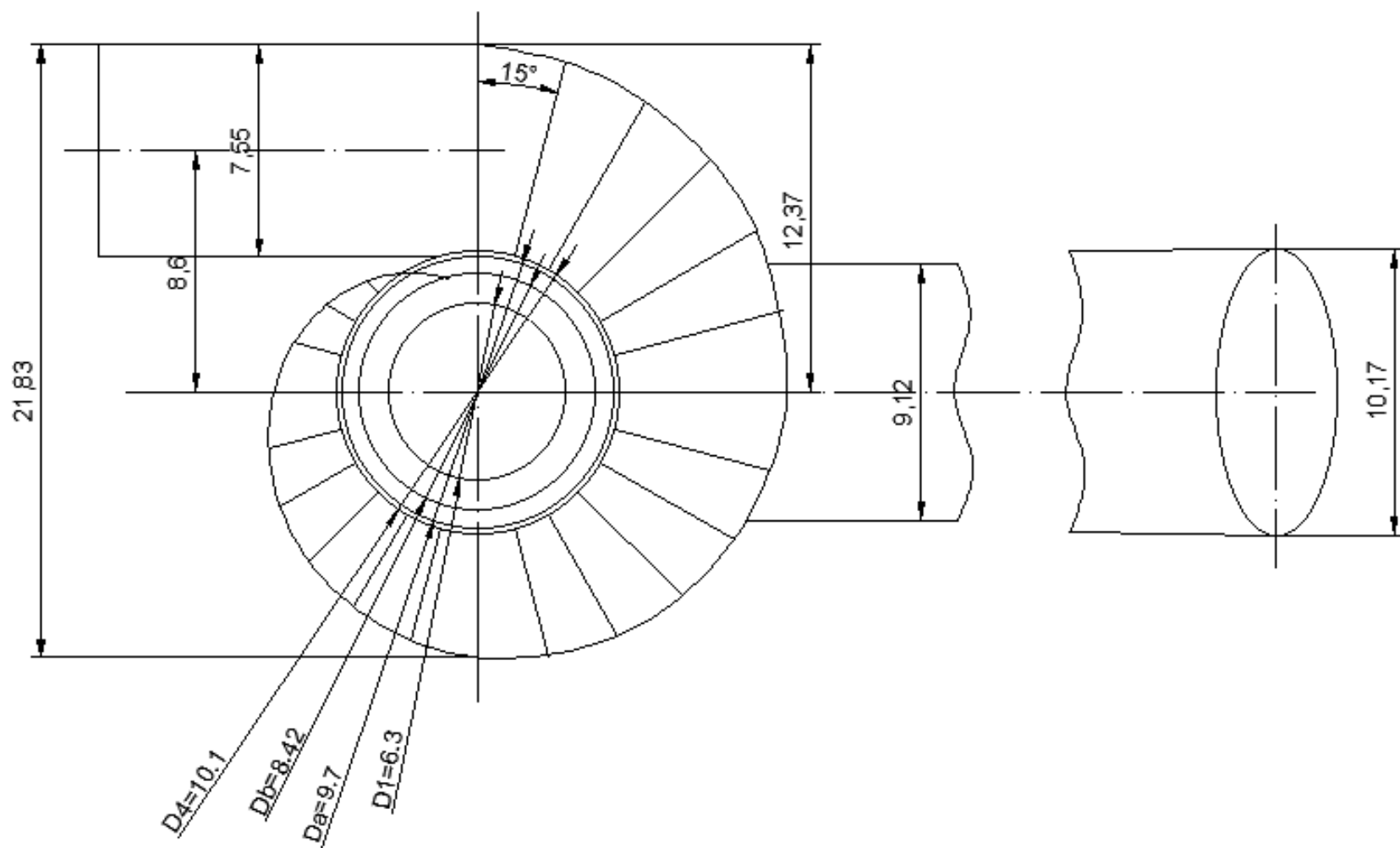


Рисунок Б.8 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Технико-экономические показатели

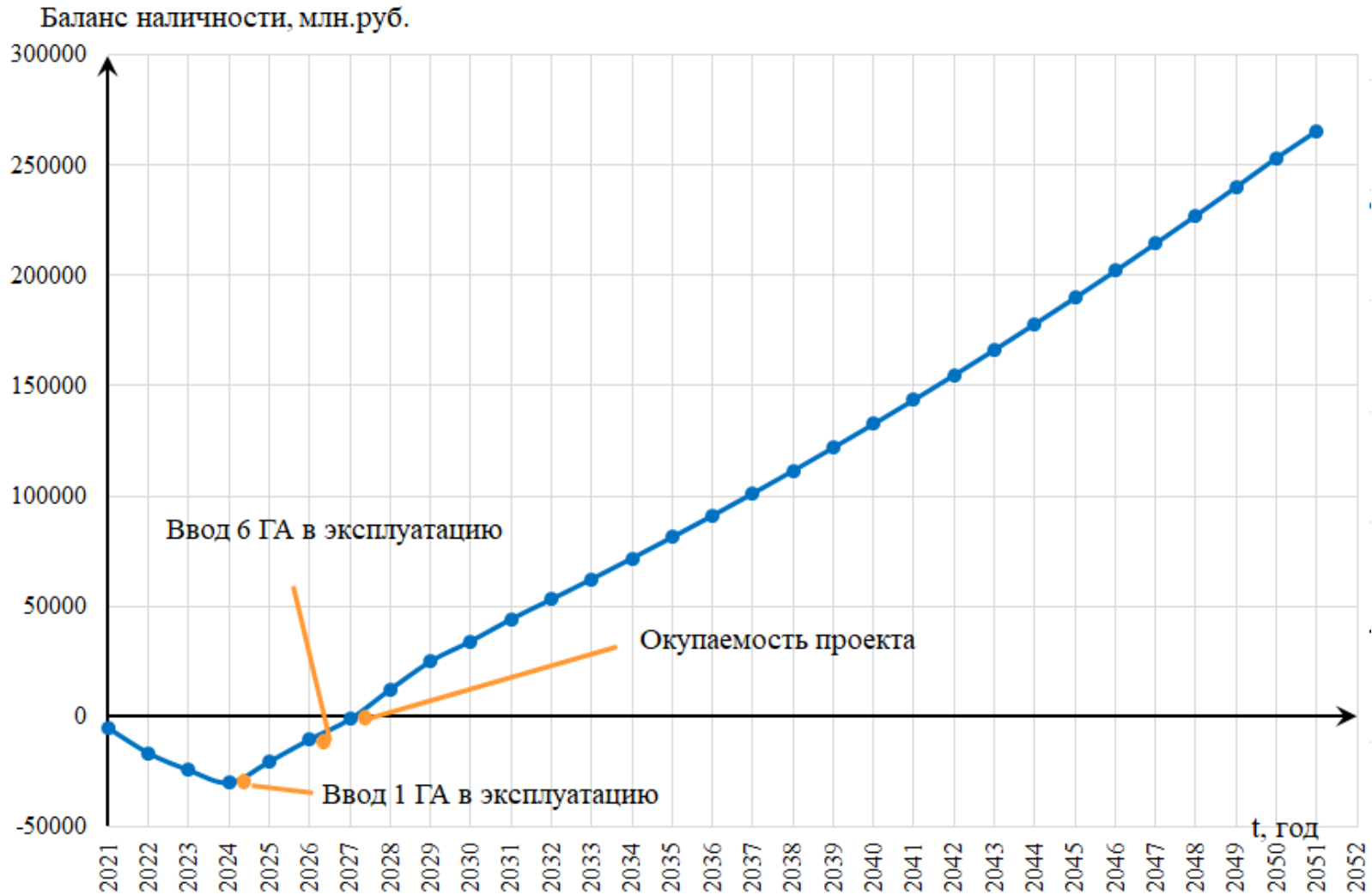


Рисунок В.1 – Укрупнённые этапы реализации проекта

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Нагрузка на водосливную плотину

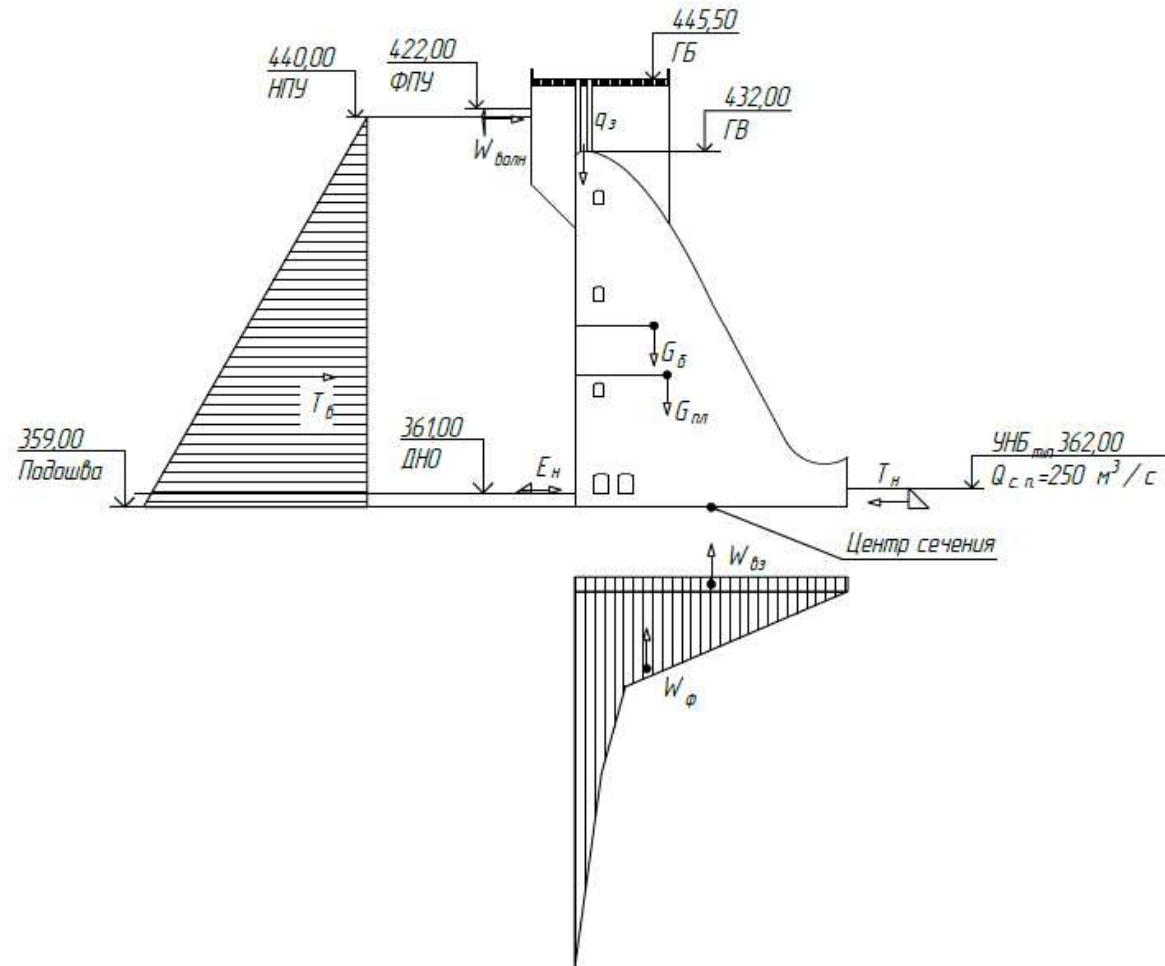


Рисунок Г.1 – Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействии

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Напряжение в контактном сечении “основание–бетон”

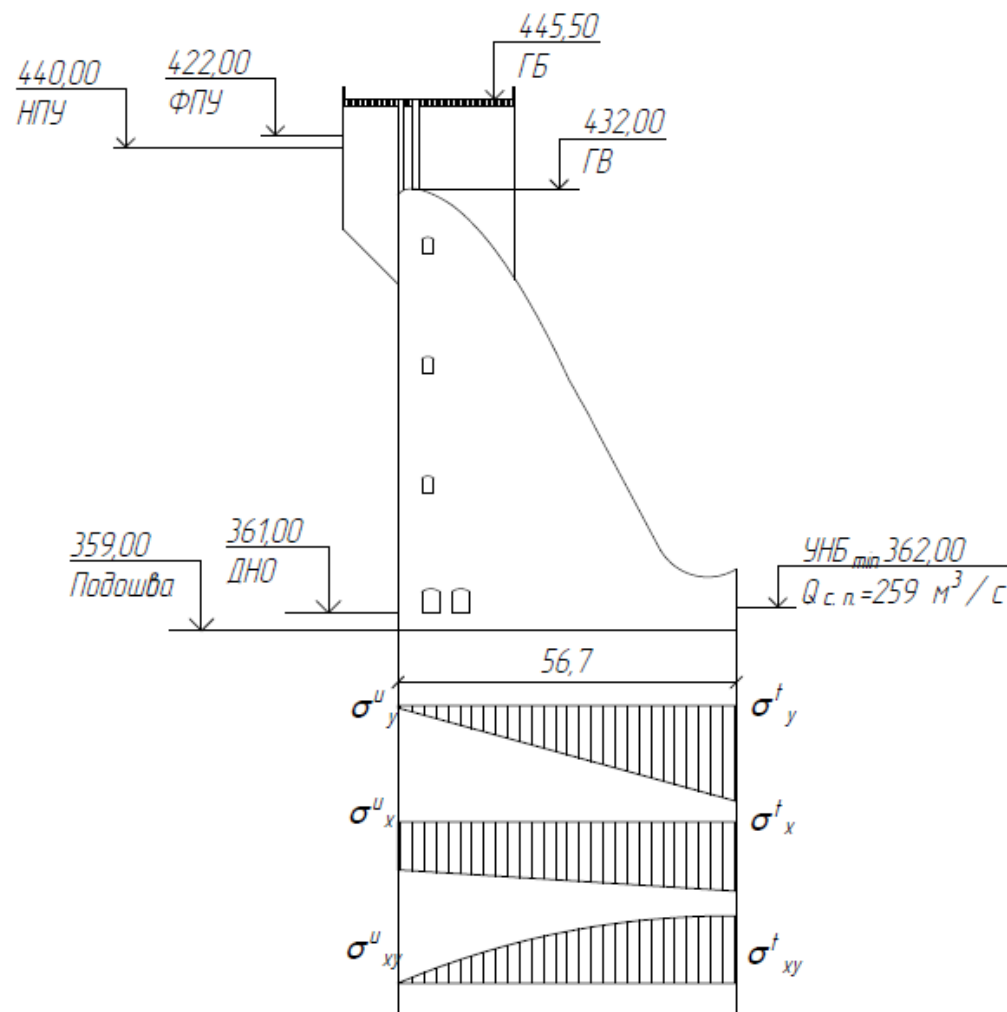





Рисунок Д.1 – Напряжение в контактном сечении “основание–бетон”

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
«17»  2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВИТИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИТИМ.
ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ FACTS НА
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Руководитель


подпись, дата

зав. кафедрой ГТЭЭС,
СШФ СФУ,
канд. техн. наук

А.А. Ачитаев

Выпускник


подпись, дата

С.Е. Пивкин

Саяногорск; Черемушки 2021