

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись.

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИЛЬМУРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГИЛЮЙ.
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ
ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС
тема

Руководитель _____
подпись, дата

Начальник
Оперативной службы
должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Р.И. Мисиров
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Гильмурской ГЭС на реке Гиллой. Совершенствование системы оперативного обслуживания оборудования ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Гильмурской ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общие сведения	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Сейсмологические условия.....	13
1.1.4 Инженерно-геологические условия	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	14
2 Водно-энергетические расчёты	15
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока	15
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	18
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	19
2.4 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф	20
2.5 Баланс энергии	22
2.6 Водно-энергетический расчёт в маловодном году.....	22
2.7 Определение рабочих мощностей ГЭС	23
2.8 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	24
2.9 Баланс мощностей	25
2.10 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	26
2.11 Построение режимного поля	26
3 Основное и вспомогательное оборудование	28
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	28
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	28
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	28
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	31
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	33
3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры	33
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	34
3.5.1 Расчёт вала на прочность	34
3.5.2 Расчёт подшипника.....	35
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки	36
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора	36
4 Электрическая часть	37
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	37
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	38

4.2.1	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	38
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком.....	39
4.2.3	Выбор трансформатор собственных нужд.....	40
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ.....	40
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР.....	41
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	43
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов.....	43
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	43
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	44
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов.....	45
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	46
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	46
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	47
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети.....	47
5	Устройства релейной защиты и автоматики.....	48
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	48
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	48
5.3	Расчёт номинальных токов.....	50
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	50
5.4.1	Продольная дифференциальная защита.....	50
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	53
5.4.3	Защита от повышения напряжения.....	55
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий.....	55
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	58
5.4.6	Дистанционная защита генератора.....	60
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	64
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор.....	65
5.6	Талица уставок и матрица отключений защит.....	66
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	68
6.1	Назначение класса ГТС.....	68
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта.....	68
6.2.1	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	68
6.2.2	Гидравлические расчёты.....	70
6.2.3	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы.....	78
6.3	Конструирование плотины.....	79
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	79
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	79

6.3.3 Быки	80
6.3.4 Устой	80
6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин	80
6.3.6 Галереи в теле плотины.....	80
6.4 Основные элементы плотины.....	81
6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	81
6.5 Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины.....	82
6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину	82
6.5.2 Оценка прочности плотины	86
6.5.3 Критерии прочности плотины и её основания.....	89
6.5.4 Обоснование устойчивости плотины.....	89
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	91
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	91
7.2 Пожарная безопасность.....	92
7.3 Охрана труда	93
7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Гильмурского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность	95
7.4.1 Общие сведения о районе строительства	95
7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	97
7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	99
7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	100
7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	101
8 Техничко-экономические показатели	103
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	103
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	103
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	104
8.1.3 Налоговые расходы	106
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	108
8.3 Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта	109
8.4 Оценка инвестиционного проекта.....	109
8.4.1 Методология, исходные данные.....	109
8.4.2 Коммерческая эффективность	110
8.4.3 Бюджетная эффективность	110
8.5 Анализ чувствительности	111
9 Совершенствование системы оперативного обслуживания оборудования ГЭС.....	114
9.1 Основные положения по организации оперативного обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений гидроэлектростанций	114
9.2 Нормы и требования к организации производственных процессов технического обслуживания	119

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	124
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчёты	127
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование.....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Техничко-экономические показатели	142

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электроэнергии является неотъемлемым условием существования человечества. В настоящее время количество потребителей электрической энергии стремительно расчёт за счёт развития технологий, в связи с этим, необходимо наращивать генерирующие мощности. Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях различного типа.

Гидроэлектростанции занимают фундаментальное место в современных энергосистемах, выполняя основную роль регулирования их параметров в нестабильных режимах, а также покрывая пиковые части графиков нагрузки.

Амурская область так же, как и другие регионы Российской Федерации на сегодняшний день интенсивно развивается. Энергосистема области становится остродефицитной. Собственное производство электроэнергии в регионе составляет около 37% от общего потребления. Потребление электроэнергии в округе в течение дня активно меняется, поскольку основным потребителем электроэнергии является население, поэтому данной системе крайне необходим мощный и маневренный источник электроэнергии.

Этот регион также имеет уникальную речную систему, но их гидроэнергетический потенциал ещё использован не полностью.

Все это способствует созданию на территории области современной мощной гидроэлектростанции, которая решит практически все проблемы электроэнергетики этой области. Также стоит отметить экологическую составляющую вопроса. Несмотря на создание водохранилищ, которые сопровождаются затоплением территорий, гидроэлектростанции являются одним из самых экологически чистых источников энергии. Также создание водохранилища позволит осуществить регулирование стока реки, что позволит контролировать паводки и половодья в данном регионе.

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

2 Водно-энергетические расчёты

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

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

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

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

n – общее число членов ряда.

Полученные значения занесены в таблицу 2.1.

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

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
1	2	1965	288	1965	661	1970	38
2	4	1961	268	1961	598	1985	38
3	6	1949	255	1949	568	1978	38
4	8	1972	248	1972	552	1959	38
5	10	1980	246	1980	547	1994	36
6	12	1989	244	1989	539	1957	35
7	14	1963	240	1963	535	1983	35
8	16	1993	223	1993	493	1966	34
9	18	1969	220	1969	493	1967	33
10	20	1995	218	1995	484	1989	33
11	22	1994	216	1962	483	1952	32
12	24	1962	215	1975	475	1961	32
13	25	1975	215	1986	470	1949	31
14	27	1986	210	1998	468	1955	31
15	29	1998	207	1994	466	1976	31
16	31	1974	201	1988	447	1972	30
17	33	1988	201	1974	445	1987	30
18	35	1983	200	1955	434	1980	30
19	37	1955	199	1990	434	1954	29
20	39	1990	195	1983	431	1963	29
21	41	1951	194	1951	430	1975	29
22	43	1978	190	1979	422	1993	29
23	45	1996	190	1996	418	1968	29

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
24	47	1979	190	1968	412	1950	29
25	49	1968	188	1984	405	1995	28
26	51	1958	185	1958	405	1958	28
27	53	1971	184	1978	404	1964	28
28	55	1984	183	1971	403	1971	28
29	57	1950	178	1991	400	1992	27
30	59	1991	178	1950	386	1996	27
31	61	1976	177	1981	384	1956	27
32	63	1966	175	1976	381	1974	27
33	65	1981	174	1956	381	1973	26
34	67	1956	174	1997	376	1951	26
35	69	1992	172	1992	375	1997	26
36	71	1987	172	1966	372	1953	25
37	73	1997	172	1987	370	1969	25
38	75	1970	172	1977	363	1988	25
39	76	1957	171	1957	363	1984	25
40	78	1985	170	1982	362	1977	24
41	80	1977	166	1973	359	1981	24
42	82	1973	165	1970	358	1990	24
43	84	1959	164	1985	354	1986	24
44	86	1982	163	1964	347	1979	24
45	88	1964	161	1959	341	1962	23
46	90	1960	154	1960	338	1960	23
47	92	1953	150	1953	325	1965	21
48	94	1954	146	1954	309	1982	21
49	96	1952	142	1952	297	1998	21
50	98	1967	141	1967	292	1991	19

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

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определены ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1958 и 1968 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности $405 \text{ м}^3/\text{с}$ – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности $28 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычислены коэффициенты приведения для 1968 года:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{П}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{П}1968}} = \frac{405}{412} = 0,98. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М}1968}} = \frac{28}{29} = 0,99. \quad (2.3)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1958 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1958}} = \frac{405}{405} = 1,00. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1958}} = \frac{28}{28} = 1,00. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения равны 1 для 1958 года. В качестве расчётного средневодного года принят 1958 год без корректировки (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1947 г. ($P = 50\%$), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1958	6	9	13	22	388	655	495	277	208	100	36	12	185

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

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1960 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 338 м³/с.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно 23 м³/с.

Вычислены коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1960}} = \frac{338}{338} = 1,00. \quad (2.6)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1960}} = \frac{23}{23} = 1,0. \quad (2.7)$$

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

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном маловодном году 1988 г. ($P = 90\%$), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1960	4	7	8	13	328	570	355	244	192	97	21	9	154

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

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

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	2	2	5	9	60	85	140	33	16	3	15	3

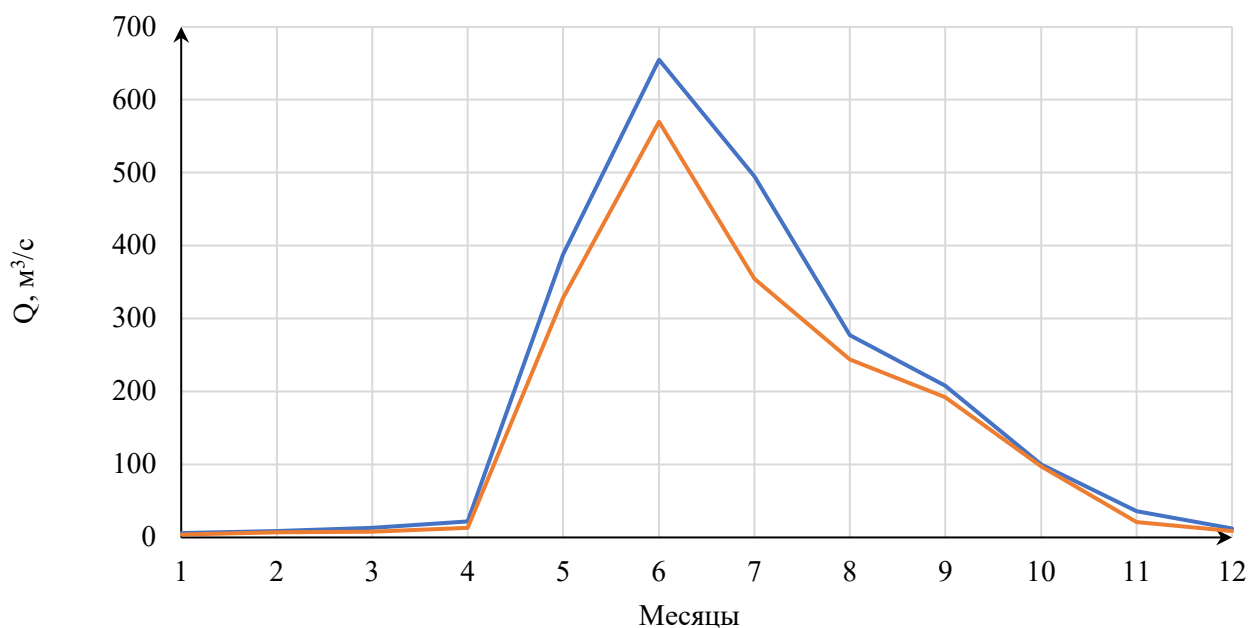


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Данные о потреблении электрической энергии в районе Амурского РДУ представлены в таблице 2.5. Для построения графиков нагрузки энергосистемы использованы данные о потреблении электрической энергии Амурского РДУ.

Таблица 2.5 – Потребление Амурского РДУ

23.01.2019	Мощность потребления РДУ, МВт	23.06.2019	Мощность потребления РДУ, МВт
0:00	1834	0:00	1041
1:00	1899	1:00	1109
2:00	1926	2:00	1162
3:00	1944	3:00	1193
4:00	1935	4:00	1210
5:00	1910	5:00	1206
6:00	1886	6:00	1198
7:00	1900	7:00	1190
8:00	1889	8:00	1184
9:00	1877	9:00	1178
10:00	1873	10:00	1175
11:00	1916	11:00	1189
12:00	1958	12:00	1198
13:00	1946	13:00	1207
14:00	1914	14:00	1220
15:00	1891	15:00	1230
16:00	1876	16:00	1188
17:00	1823	17:00	1104
18:00	1768	18:00	1045
19:00	1731	19:00	1000
20:00	1711	20:00	970

Продолжение таблицы 2.5

23.01.2019	Мощность потребления РДУ, МВт	23.06.2019	Мощность потребления РДУ, МВт
21:00	1707	21:00	958
22:00	1715	22:00	957
23:00	1750	23:00	974

На основании данных о мощности потребления, построены графики интегральной нагрузки (ИКН).

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:

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

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

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

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

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

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

Результаты вычислений представлены в таблице 2.6. По результатам вычислений построены годовые графики максимальный и среднемесячных нагрузок энергосистемы (рисунок 2.2).

Таблица 2.6 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
1	15	0,26	0,97	1946	1845
2	45	0,79	0,71	1851	1750
3	75	1,31	0,26	1688	1587
4	105	1,83	-0,26	1500	1399

Продолжение таблицы 2.6

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
5	135	2,36	-0,71	1337	1236
6	165	2,88	-0,97	1242	1141
7	195	3,40	-0,97	1242	1141
8	225	3,93	-0,71	1337	1236
9	255	4,45	-0,26	1500	1399
10	285	4,97	0,26	1688	1587
11	315	5,50	0,71	1851	1750
12	345	6,02	0,97	1946	1845

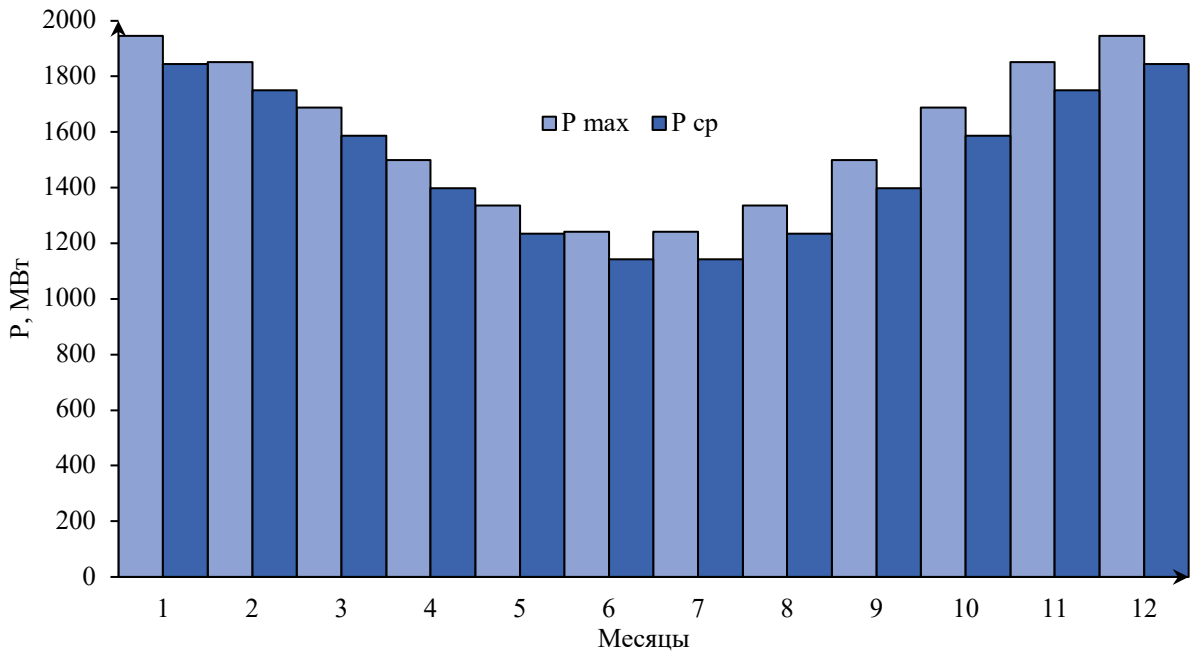


Рисунок 2.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

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

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

$$H_{ГЭС} = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.12)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;

$Z_{НБ}$ – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи $Z_{НБ} = f(Q)$;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Тогда бытовая мощность рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.13)$$

где k_N – коэффициент мощности;
 $Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;
 $H_{\text{ГЭС}}$ – напор ГЭС.
 Все полученные значения сведены в таблицу 2.7.

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

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	4	7	8	13	328	570	355	244	192	97	21	9
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	505	505	505	505	507	509	508	507	507	506	505	505
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	44	45	45	45	43	41	42	43	43	44	45	45
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	1	2	2	6	124	209	133	92	73	37	8	3

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

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ.

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

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

Полученные значения сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	70	70	70	70	120	120	120	120	120	70	70	70
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	505	505	505	505	507	509	508	507	507	506	505	505
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	44	45	45	45	43	41	42	43	43	44	45	45
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	27	27	27	27	46	46	46	46	46	27	27	27

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

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

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	1	2	2	6	124	209	133	92	73	37	8	3
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	27	27	27	27	46	46	46	46	46	27	27	27
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	-26	-25	-25	-21	79	163	87	46	27	10	-19	-24

$$N_{\text{изб.}} = 272 \text{ МВт.}$$

2.5 Баланс энергии

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

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

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

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

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

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

2.6 Водно-энергетический расчёт в маловодном году

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

Расчёты ведутся в табличной форме, основные формулы представлены ниже:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд.}} \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}} \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}} \quad (2.17)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9} \quad (2.18)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V \quad (2.19)$$

$$Z_{\text{ВБ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2} \quad (2.20)$$

$$H = Z_{\text{ВБ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.21)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H \quad (2.22)$$

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

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

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

2.7 Определение рабочих мощностей ГЭС

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

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

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

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик.}} \quad (2.23)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N Q_{\text{с.п.}} H, \quad (2.24)$$

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

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.25)$$

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

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.26)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.27)$$

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

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

Расчёты сведены в таблицу 2.10, размещение треугольников на ИКН показано на рисунках А.2 – А.7 (приложение А).

Таблица 2.10 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар.}}$, МВт	108	68	21	21	36	40	43	45	46	27	68	108
$\mathcal{E}_{\text{гар.}}$, млн. кВт·ч	2,59	1,62	0,51	0,50	0,88	0,96	1,04	1,08	1,10	0,65	1,62	2,59
$N_{\text{баз.}}$, МВт	11	11	11	11	11	12	13	13	14	14	13	12
$\mathcal{E}_{\text{баз.}}$, млн. кВт·ч	0,274	0,260	0,259	0,254	0,258	0,282	0,306	0,318	0,324	0,330	0,314	0,297
$\mathcal{E}_{\text{пик.}}$, млн. кВт·ч	118	84	60	55	75	85	85	75	80	63	82	117
$N_{\text{пик.}}$, МВт	2,213	1,365	0,251	0,247	0,618	0,677	0,735	0,764	0,778	0,320	1,311	2,290
$N_{\text{раб.}}$, МВт	129	95	71	66	86	97	98	88	95	77	95	129

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

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

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.28)$$

При составлении баланса мощностей учитывается следующее: аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 3 % от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представлена в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.29)$$

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

$$F_{\text{рем.сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.сущ.ГЭС}}^I}{6} = \frac{800}{6} = 133 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.30)$$

$$F_{\text{рем.проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.проект.ГЭС}}^I}{6} = \frac{129}{6} = 22 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.31)$$

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.ТЭС}}^I}{6} = \frac{1016}{6} = 170 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.32)$$

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

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 129 + 5 = 134 \text{ МВт}.$$

2.9 Баланс мощностей

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

Расчёт и распределение резервов посчитаны в п. 2.8 и сведены в таблицу 2.11, баланс мощностей изображен на рисунке А.8 (приложение А).

Таблица 2.11 – Распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт		
	P_{max}	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{рем.}}$
I	1946	39	136	800	33	0	129	5	0	1016	136	0
II	1851	37	130	740	33	0	95	4	0	1017	130	0
III	1688	34	118	720	31	0	71	3	0	897	118	0
IV	1500	30	105	670	27	0	66	3	0	764	105	0
V	1337	27	94	630	24	0	86	3	0	621	94	0
VI	1242	25	87	620	21	0	97	3	0	526	87	85
VII	1242	25	87	620	21	0	98	3	0	525	87	85
VIII	1337	27	94	630	23	0	88	3	0	618	94	0
IX	1500	30	105	670	26	0	94	4	0	736	105	0
X	1688	34	118	720	31	133	77	3	22	891	118	0
XI	1851	37	130	740	33	0	95	4	0	1016	130	0
XII	1946	39	136	800	33	0	129	5	0	1016	136	0

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

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году проводятся аналогично расчётам, описанным в п. 2.6.

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

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

При работе ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году выработка электроэнергии составила $\mathcal{E} = 554,1$ млн. кВт · ч.

На рисунке 2.3 показана сработка-наполнение водохранилища в маловодном и среднем по водности году.

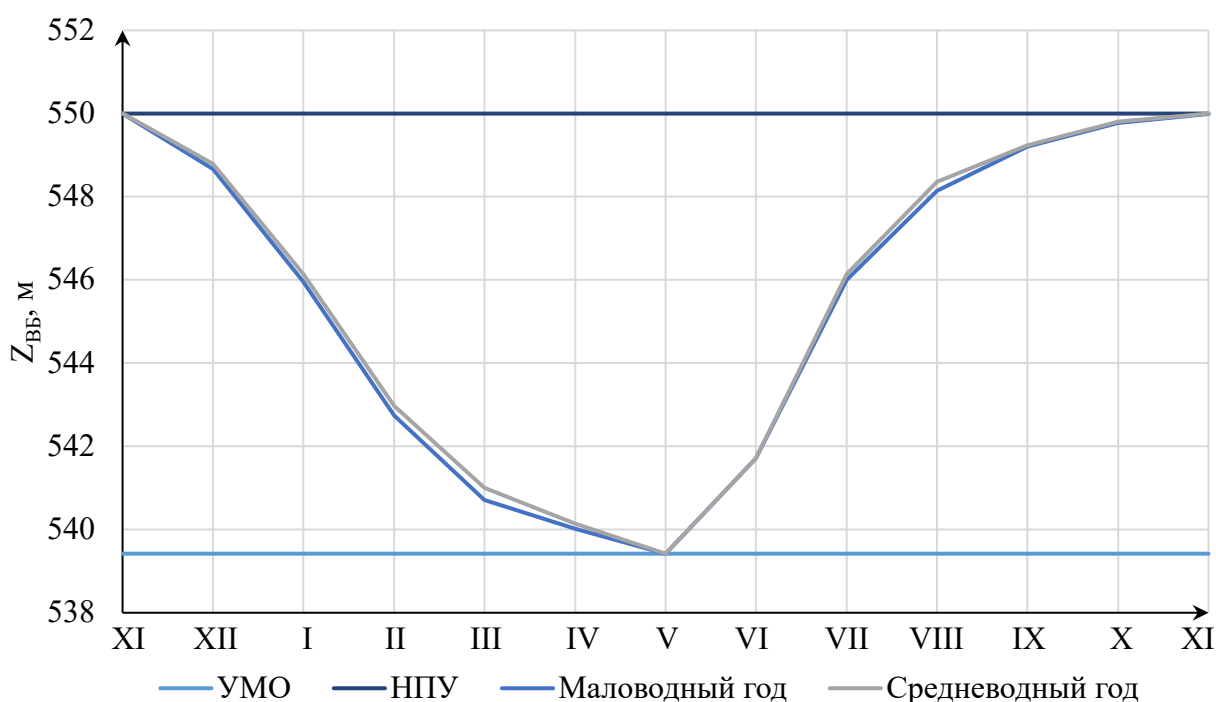


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и среднем по водности году

2.11 Построение режимного поля

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

$$N_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h. \quad (2.33)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot N_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (2.34)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}} \quad (2.35)$$

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

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан п-к} = 35 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяется диапазон изменения напоров и расходов. Режимное поле представлено на рисунке А.9 (приложение А). Результаты расчётов сведены в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$\nabla\text{НПУ}, \text{ м}$	$\nabla\text{УМО}, \text{ м}$	$H_p, \text{ м}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$
0	505,08	44,0	33,4	38,0	43,0	350,1	36,0	439,8
50	505,59	43,5	32,9	37,5	42,0	358,5	35,0	433,6
100	506,05	43,0	32,5	37,0	40,0	376,4	34,0	427,4
150	506,47	42,6	32,0	36,6	38,0	396,2	33,0	421,0
200	506,86	42,2	31,6	36,2	36,0	418,2	32,0	414,6
250	507,21	41,9	31,3	35,8	34,0	442,8	29,0	394,7
300	507,52	41,6	31,0	35,5	-	-	-	-
350	507,81	41,3	30,7	35,2	-	-	-	-
400	508,07	41,0	30,4	35,0	-	-	-	-
450	508,31	40,8	30,2	34,7	-	-	-	-
500	508,52	40,6	30,0	34,5	-	-	-	-
550	508,71	40,4	29,8	34,3	-	-	-	-
600	508,88	40,2	29,6	34,2	-	-	-	-
650	509,03	40,0	29,5	34,0	-	-	-	-
700	509,17	39,9	29,3	33,9	-	-	-	-

Из режимного поля (рисунок А.9) определено:

- максимальный напор $H_{max} = 43,6 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор $H_{расч} = 34,8 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 30,4 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

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

Таблица 3.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛД50-В	ПЛ50-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	50	50
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
$n'_{\text{opt}}, \text{ мин}^{-1}$	113	116
$\eta_{\text{м opt}}$	0,910	0,916
$Q_{I \text{ max}}, \text{ л/с}$	1650	1500
$D'_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,350	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	12	12

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:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{р}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.1)$$

где $Q'_{\text{р}}$ - приведённый расход в расчётной точке;

η_T - КПД натурной турбины;

η_G - КПД генератора, принимаем $\eta_G = 0,97$.

КПД натурной турбины:

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

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

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

Количество агрегатов:

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

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

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_m}. \quad (3.4)$$

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:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1.5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}. \quad (3.9)$$

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:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}. \quad (3.10)$$

Приведённые расходы:

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

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

Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2 – 3.3.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛД50-В

D_1 , м	3,75	4,00	4,25	4,50
η_T , о. е.	0,91	0,91	0,91	0,91
$N'_{\text{агр}}$, МВт	43972,68	50071,77	56568,89	63464,24
$Z'_{\text{агр}}$, ШТ	3,05	2,68	2,37	2,11
$Z_{\text{агр}}$, ШТ	4,00	3,00	3,00	3,00
$N_{\text{агр}}$, кВт	33500	44666	44666	44666
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,05	1,05	1,06	1,06
n'_c , об/мин	182,44	171,11	161,10	152,21
$n_{\text{синх}}$, об/мин	187,50	166,70	166,70	150,00
$n'_i(H_{\min})$, об/мин	103,75	98,35	104,46	99,49
$n'_i(H_{\text{расч}})$, об/мин	116,13	110,09	116,92	111,36
$n'_i(H_{\max})$, об/мин	124,25	117,79	125,10	119,15
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,23	1,44	1,28	1,14
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\max})$	0,88	1,03	0,91	0,81

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ50-В

D_1 , м	3,75	4,00	4,25	4,50
η_T , о. е.	0,93	0,93	0,93	0,93
$N'_{\text{агр}}$, МВт	39701,94	45201,20	51058,51	57274,03
$Z'_{\text{агр}}$, ШТ	3,38	2,96	2,62	2,34
$Z_{\text{агр}}$, ШТ	4,00	3,00	3,00	3,00
$N_{\text{агр}}$, МВт	33500,00	44666,67	44666,67	44666,67
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,04	1,04	1,04	1,04
n'_c , об/мин	186,28	174,69	164,46	155,37
$n_{\text{синх}}$, об/мин	187,50	187,50	166,70	150,00

Продолжение таблицы 3.3

$D_1, \text{м}$	3,75	4,00	4,25	4,50
$n'_I(H_{min}), \text{об/мин}$	104,31	111,23	105,04	100,05
$n'_I(H_{расч}), \text{об/мин}$	116,76	124,51	117,58	111,99
$n'_I(H_{max}), \text{об/мин}$	124,93	133,21	125,80	119,82
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	1,23	1,44	1,28	1,14
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	0,88	1,03	0,91	0,81

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа; ПЛ50-В-425, ПЛД50-В60-425, систему РО не рассматриваем, так как точка оптимум не лежит в зоне работы указанных диаметров.

Данный выбор связан с тем, что число агрегатов проектируемой ГЭС должно выбираться кратным двум или трем, что упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает условия и снижает затраты при проведении его ремонта.

После предварительного выбора необходимо построить рабочую зону работы гидротурбины. Для этого нужно найти расчетную и максимальную точки, которые рассчитывается при помощи уравнения.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

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

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

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

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

где $B = 10 \text{ м}$ – барометрическое давление;
 σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ (приложение Б);
 H – напор.

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

1. работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{расч}$;

3. Работа одного агрегата при H_{min} с соответствующей ему мощности ограничения.

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

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

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

Таблица 3.4 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Параметры	ПЛД50-В60-425	ПЛ50-В-425
$H_{max} = 43,6$ м		
σ	0,210	0.245
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	119	117
$Z_{НБ}(Q), \text{ м}$	505,40	505,35
$H_s, \text{ м}$	-0,09	-2,41
$\nabla Z_{р.к.}, \text{ м}$	505,31	502,94
$H_{расч} = 34,8$ м		
σ	0.430	0.500
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	152	152
$Z_{НБ}(Q), \text{ м}$	505,96	505,90
$H_s, \text{ м}$	-5,90	-9,13
$\nabla Z_{р.к.}, \text{ м}$	500,06	496,77
$H_{min} = 30,4$ м		
σ	0.380	0,480
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	137	137
$Z_{НБ}(Q), \text{ м}$	505,67	505,67
$H_s, \text{ м}$	-0,99	-4,82
$\nabla Z_{р.к.}, \text{ м}$	504,68	500,85

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, указанные в таблицах 1 и 2 приложения 2, и расчет определения отметки установки рабочего колеса, был проведен инженерно-технический расчет выбора гидротурбины на проектируемой «Гильмурской ГЭС». В данном расчете к сравнению было представлено 14 диаметров системы гидротурбин ПЛД и 14 диаметров системы ПЛ. На основе анализа был сделан вывод о том, что наиболее целесообразно использовать турбину ПЛД50-В60-425, с диаметром рабочего колеса $D_1=4,25$ м, так как в зоне работы находится точка оптимума, данный диаметр обеспечит минимально возможно заглубление под УНБ, данный размер РК обеспечивает экономически выгодное число агрегатов $Z_a = 3$, синхронная частота вращения $n_c = 166,7$ об/мин.

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

$$\nabla Z_{p.k.} = 500,06.$$

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_{grp}}{\cos \varphi} = \frac{44,66}{0,9} = 49,62 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

где $\cos \varphi = 0,9$ – коэффициент мощности.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{синх}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{166,7} = 36. \quad (3.17)$$

Выбран гидрогенератор по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ-733/130-36.

3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определены основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,3 \cdot D_1 = 2,3 \cdot 4,25 = 9,77 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{с.к.вх} = 1,43 \cdot D_1 = 1,428 \cdot 4,25 = 6,07 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{с.к} = 345^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{сп} = 4,145 \cdot D_1 = 4,145 \cdot 4,25 = 17,62 \text{ м}. \quad (3.20)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,5 \cdot D_1 = 4,5 \cdot 4,25 = 19,12 \text{ м}. \quad (3.21)$$

Ширина отсасывающей трубы на входе:

$$B_1 = 2,514 \cdot D_1 = 2,514 \cdot 4,25 = 10,68 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Расчёт спиральной камеры сведён в таблицу 3.5. План спиральной камеры изображён на рисунке Б.4 (приложение Б).

Таблица 3.5 – Расчёт спиральной камеры

Круглое сечение				
№	φ	a	p	R
1	345	6,310	3,1414	9,45
2	330	6,210	3,0509	9,26
3	315	6,108	2,9591	9,07
4	300	6,003	2,8659	8,87
5	285	5,895	2,7711	8,67
6	270	5,785	2,6747	8,46
7	255	5,671	2,5765	8,25
8	240	5,553	2,4762	8,03
9	225	5,431	2,3737	7,80
10	210	5,303	2,2686	7,57
11	195	5,168	2,1607	7,33
12	180	5,024	2,0494	7,07
13	165	4,870	1,9341	6,80
Эллиптическое сечение				
№	φ	p1	R	p2
14	150	2,3154	6,61	1,6652
15	135		6,33	1,4943
16	120		6,19	1,4089
17	105		5,95	1,2624
18	90		5,71	1,116
19	75		5,5	0,9878
20	60		5,2	0,8047
21	45		4,80	0,5606
22	30		4,5	0,3775
23	15		4	0,0724
24	0		3,51	-0,2266

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность производится с

учётом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала рассчитывается предварительно по следующей формуле:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}}\right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{2,61}{30}\right)^{0,33} = 720 \text{ мм}, \quad (3.23)$$

где $\tau_{доп} = 30$ МПа.

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 44666}{166,7} = 2,61. \quad (3.24)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала $D_B = 750$ мм.

3.5.2 Расчёт подшипника

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

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8N}{n_{синх}D_1} = \frac{0,8 \cdot 44666}{166,7 \cdot 4,25} = 50,43 \text{ кН}. \quad (3.25)$$

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

$$d_{п} = D_B + 20 = 750 + 20 = 770 \text{ мм}. \quad (3.26)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п}h_{п}} = \frac{50,43}{0,77 \cdot 0,4} = 218,31 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 29U = 389,76 \text{ кПа}, \quad (3.27)$$

где $h_{п} = 400$ мм;

$$U = \frac{\pi n_{синх} d_{п}}{30} = \frac{3,14 \cdot 166,7 \cdot 0,77}{30} = 13,44 \text{ м/с}. \quad (3.28)$$

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно: $Z_{сегм} = 8$, $h_{п} = 400$ мм.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{50,43}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 20,89 \text{ кН}, \quad (3.29)$$

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

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} h_{\text{п}}} = \frac{20,89}{0,43 \cdot 0,4} = 622,59 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 50U = 672,00 \text{ кПа}, \quad (3.30)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,77}{8} = 0,27 \text{ м}$.

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

3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки

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

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением.

На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

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

По номограмме [37] определяем маслонапорную установку МНУ2,5/1–40 –4–2.

Эта маслонапорная установка номинальным объемом 2,5 м³ давление 40 кгс/см².

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛД, то выбран ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 150 мм . Выбранный регулятор ЭГРК-150.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

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

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

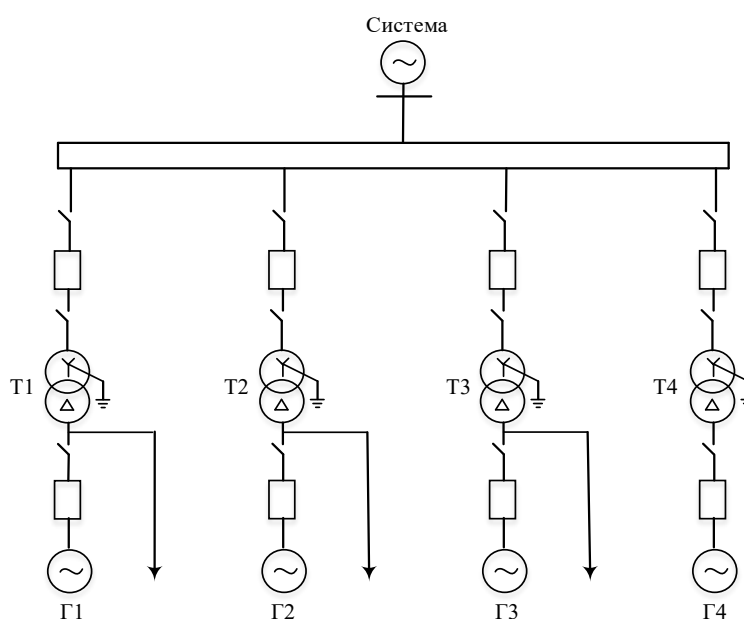


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

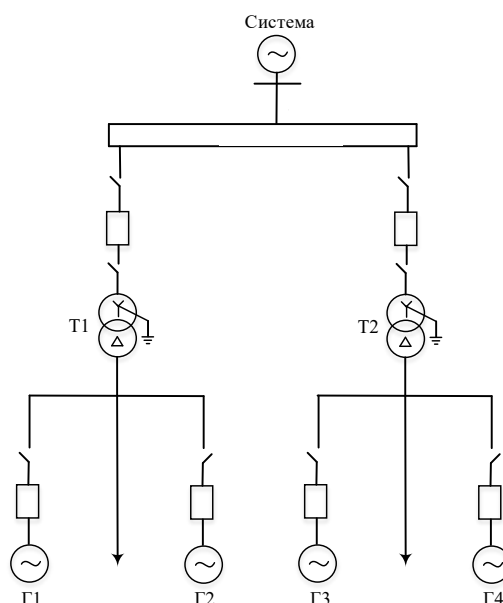


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{40 - 0,01 \cdot 40}{0,9} = 44 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-80000/110 марки ООО «Трансинжиниринг». Данные трансформатора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/110

$S_{\text{ном}},$ МВ · А	$U_{\text{н}},$ кВ		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{хх}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
80	121	10,5	10,5	315	70	0,6

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

$T_{\text{пл}} = 30$ ч – время плановых простоев блока;

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока;

$T_{\text{в}} = 60$ ч – среднее время аварийно-восстановительных работ.

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,070 \cdot 8728,5 = 611 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_T = 1$ – число параллельно работающих трансформаторов.
Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,315}{1} \cdot \left(\frac{44}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 229 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

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

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

$$И_{(1)} = 611 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 229 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 5,728 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 3 \cdot 5,728 = 17,185 \text{ тыс. руб./год,} \quad (4.7)$$

где $n = 3$ – количество блоков.

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{T \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_T} = 2 \cdot \frac{40 - 0,01 \cdot 40}{0,9} = 88 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-125000/110 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/110

$S_{\text{ном}},$ МВ · А	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{кВт}$	$I_x, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	121	10,5	10,5	400	80	0,55

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,080 \cdot 8442 = 698 \text{ МВт} \cdot \text{ч,} \quad (4.9)$$

где $t_{\text{раб}} = 8760 - 0,5 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8442$ ч.

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,400}{1} \cdot \left(\frac{88}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 477 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$I_{(1)} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{H}} \cdot \beta_2 = 698 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 477 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 8,481 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$I_2 = I_1 + I_{(1)} = 8,481 + 5,728 = 14,209 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.10)$$

4.2.3 Выбор трансформатор собственных нужд

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

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_{\Gamma} \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 0,01 \cdot 3 \cdot \frac{40}{0,9} = 444 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-630/10. Данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-630/10

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{H}}, \text{кВ}$		$U_{\text{K}}, \%$
	$U_{\text{ВH}}$	$U_{\text{НН}}$	
630	10,5	0,5	5,5

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\Gamma} \cdot n_{\Gamma} - S_{\text{СН}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(40 \cdot 4 - 3,4) \cdot 0,9}{1,4 \cdot 30} + 1 = 3,67 \approx 4, \quad (4.13)$$

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

$P_{\text{нат}} = 30$ МВт – натуральная мощность линий электропередач.

Рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{132}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 0,17 \text{ кА.} \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 1100 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 0,17 \cdot 1 \cdot 1,05 = 0,18 \text{ кА}, \quad (4.15)$$

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

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_3} = \frac{0,18}{1,1} = 163,63 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

где $j_3 = 1,1 \text{ А/мм}^2$ – нормированная плотность тока.

Выбран провод АС-95/16, допустимый продолжительный ток которого 605 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км $x_0 = 43,4 \text{ Ом}$, удельное активное сопротивление на 100 км $r_0 = 3,06 \text{ Ом}$, проводимость $b_0 = 2,61 \cdot 10^{-4} \text{ См}$, число проводов в фазе $n_{\text{п}} = 1$.

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{132}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 0,23 \text{ кА}. \quad (4.17)$$

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

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Стоимость выбранных трансформаторов и КРУЭ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2020 года, цены на оборудование представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-80000/110	45000
ТДЦ-125000/110	60000
ТСЗ-630/10	8000
КРУЭ-1100	4000

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

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

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

$$K_1 = 3 \cdot 45000 + 3 \cdot 8000 + 6 \cdot 4000 = 228 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

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

где $n = 1$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 5$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 1 \cdot 60000 + 3 \cdot 8000 + 5 \cdot 4000 = 234 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$З_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 228000000 + 17185 = 34217 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

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

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$З_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 234000000 + 14209 = 35114 \text{ тыс. руб.} \quad (4.21)$$

$$\Delta З = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{34217185 - 35114209}{34217185} \cdot 100\% = 3\% < 5\%. \quad (4.22)$$

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

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ 110 кВ: 7 (3 ВЛЭП 110 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема РУ 110 кВ представлена на рисунке 4.3.

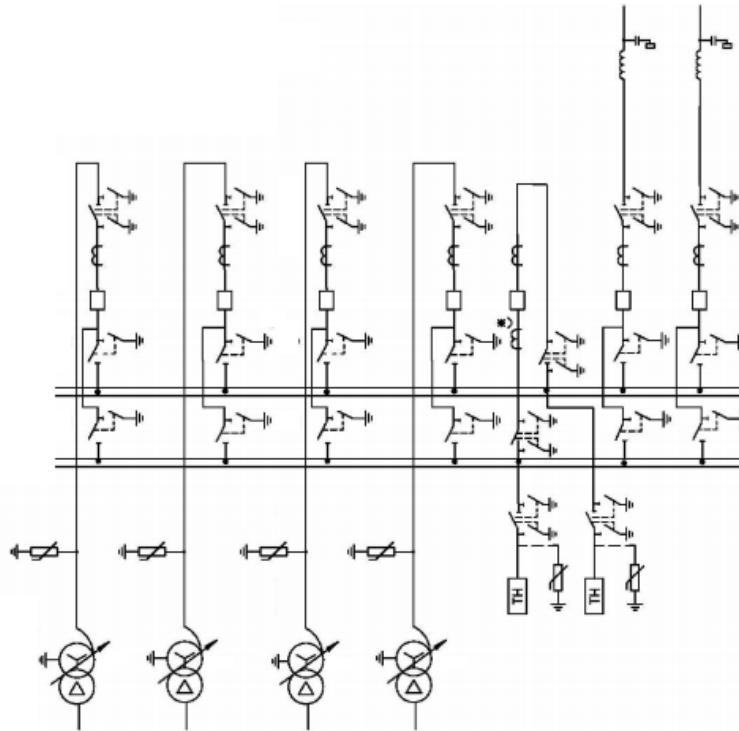


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 110 кВ

4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,33 \cdot \frac{10,5^2}{45,6} = 0,80 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_{K\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 80} = 19,22 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{121^2}{120} = 100,83 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l = 0,434 \cdot 100 = 43,4 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{б1} = 1,0 \cdot 121 = 121 \text{ кВ.} \quad (4.28)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{121} = 0,087. \quad (4.29)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_T = \frac{x_{*T}}{T_{a,T} \cdot \omega} = \frac{0,33}{0,045 \cdot 314} = 0,02 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$r_C = \frac{x_{*C}}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{100,83}{0,035 \cdot 314} = 9,18 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,306 \cdot 100 = 30,6 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{315 \cdot 121^2}{80^2} = 0,72 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

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

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

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		12
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		12
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		12
4	<input type="checkbox"/>			у	4	ТР 1		12
5	<input type="checkbox"/>			у	5	ТР 2		12
6	<input type="checkbox"/>			у	6	ТР 3		12
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ 110		110
8	<input type="checkbox"/>			у	8	СИСТЕМА		110

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	тип0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Ktr/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Г2 - ТР 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Г3 - ТР 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		ТР 1 - КРУЭ 110	0,72	19,22					0,087
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7	1	ТР 2 - КРУЭ 110	0,72	19,22					0,087
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7	2	ТР 3 - КРУЭ 110	0,72	19,22					0,087
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8	3	КРУЭ 110 - СИСТЕМА	30,60	43,40					
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8	1	КРУЭ 110 - СИСТЕМА	30,60	43,40					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,020	0,800	0,020	0,800	0,020	0,800	11,870
2			2	Г2	2	0,200	0,800	0,020	0,800	0,020	0,800	11,870
3			3	Г3	3	0,200	0,800	0,020	0,800	0,020	0,800	11,870
4			4	СИСТЕМА	8	9,180	100,830	9,180	100,830	9,180	100,830	121,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$
1ф	9	18,20	28,32
3ф	9	12,38	19,25
3ф	1	8,81	13,71

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{Г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot 2,51 = 2,61 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max} (\text{РУВН}) = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{45,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 114,95} = 0,23 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{132 \cdot 10^3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,17 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{132 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,23 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

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

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

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

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-10 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

Разъединитель РВ СЭЩ-2-10/1600 У2. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВ СЭЩ-2-10/1600 У2
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 8,81 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 13,71 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эд.ст}} = 51 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 28,32 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 20 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 8,81^2 \cdot (0,05 + 0,01) =$ $= 4,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА} \cdot \text{с}$

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Принимается трансформатор тока ТОЛ-10 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 8,81 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 102 \text{ кА}$

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ-10 марки ОАО «СЗТТ». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-10,5/550/12,7 марки ОАО «Разряд».

4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице 4.9.

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 4.9 – 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	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

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 Гильмурской ГЭС.

Таблица 5.1 – Паспортные данные генератора СВ-733/130-36

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	45,60
	активная, МВт	40,00
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.	1,15
	переходное, о. е.	0,37
	сверхпереходное, о. е.	0,33
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,20
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,9

Таблица 5.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/110

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	80
Номинальное напряжение, кВ	121/10,5
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ-733/130-36 – 45,60 МВ · А:

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

- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
 - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
 - Защита от повышения напряжения;
 - Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
 - Защита от симметричных перегрузок статора;
 - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
 - Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
 - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/110:
- 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 110 кВ;
 - Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-110);
 - Резервная максимальная токовая защита;
 - Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 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 110 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 110 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ).

5.3 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМГ}}} = \frac{45600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,51 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{ГТ}}} = \frac{1 \cdot 2507}{3000/5} = 4,18 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения (ТВ) для схемы самовозбуждения:

$$S_{\text{НОМ.ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ.рот.}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ.рот.}} = \frac{1030}{1,2255} \cdot 305 = 256,3 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (5.3)$$

Из стандартного ряда принят ТВ мощностью 400 кВ · А.
Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТВ}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.рот.}}} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 305} = 757,18 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НН ТВ}}^2 = \frac{I_{\text{ВН ТВ}}^1}{K_{\text{ГТ}}} = \frac{757,18}{800/5} = 4,73 \text{ А.} \quad (5.5)$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 2507 \text{ А.}$

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{НОМ} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2507 = 125,37 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

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

где $K = 2$ – коэффициент надёжности.

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

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

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

Следовательно, максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,20} \cdot 2507 = 859 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

где $K_H = 2$ – коэффициент надёжности;

$I_T = I_{max} = 8586 \text{ А}$.

$$K_T > \frac{859 \cdot 2}{8586} = 0,2.$$

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:

$$I_{OTC} = (5 - 6) \cdot I_{НОМ} = 6 \cdot 2507 = 15,04 \text{ кА}. \quad (5.13)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

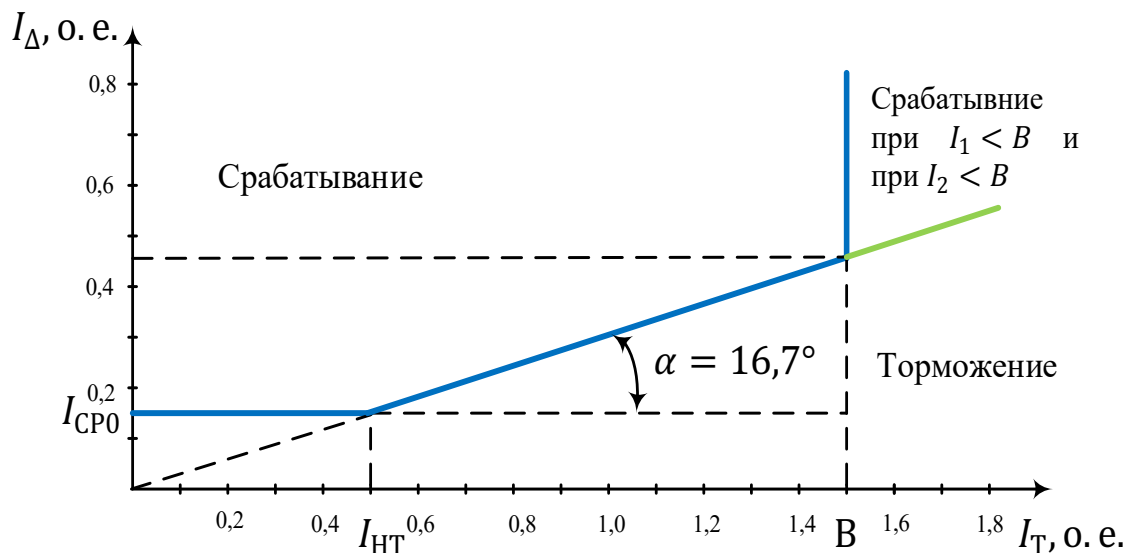


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

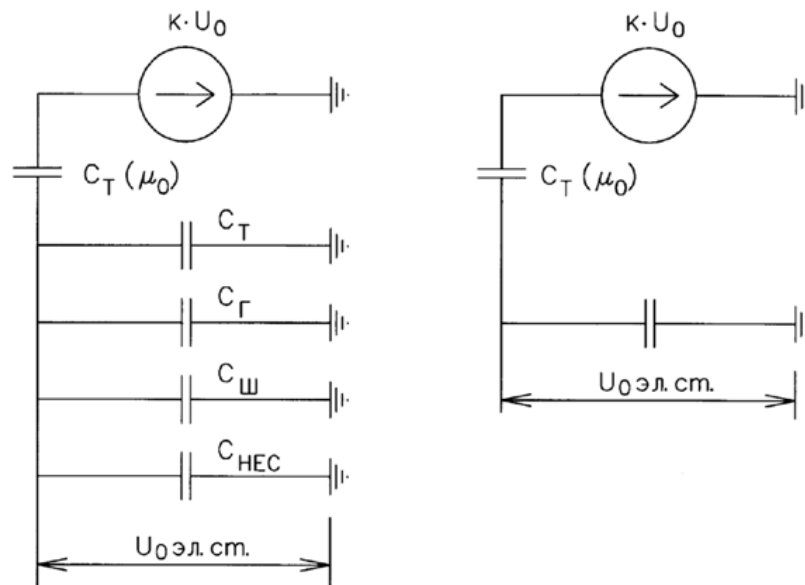


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0 \text{эл.ст.}}$.

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_\text{Ш} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.14)$$

где $C_T = 0,0073$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_\Gamma = 0,7$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

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

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

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 23,29 \cdot \frac{0,010}{0,010 + 0,965} = 119,4 \text{ В}, \quad (5.15)$$

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

$C_T(\mu_0) = 0,010$ 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:

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

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

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

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 119,4}{10,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 3,11 \text{ В}, \quad (5.18)$$

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

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

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

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

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

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

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

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

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

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,6 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.4.3 Защита от повышения напряжения

1. Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

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

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

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

Уставка $U1 >$ рассчитывается:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Защита включает в себя следующие органы:

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

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:

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

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (5.25)$$

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 $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,17$.

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,17^2} = 1038 \text{ с.}$$

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

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

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

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}	30	83	120	188	333	750

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

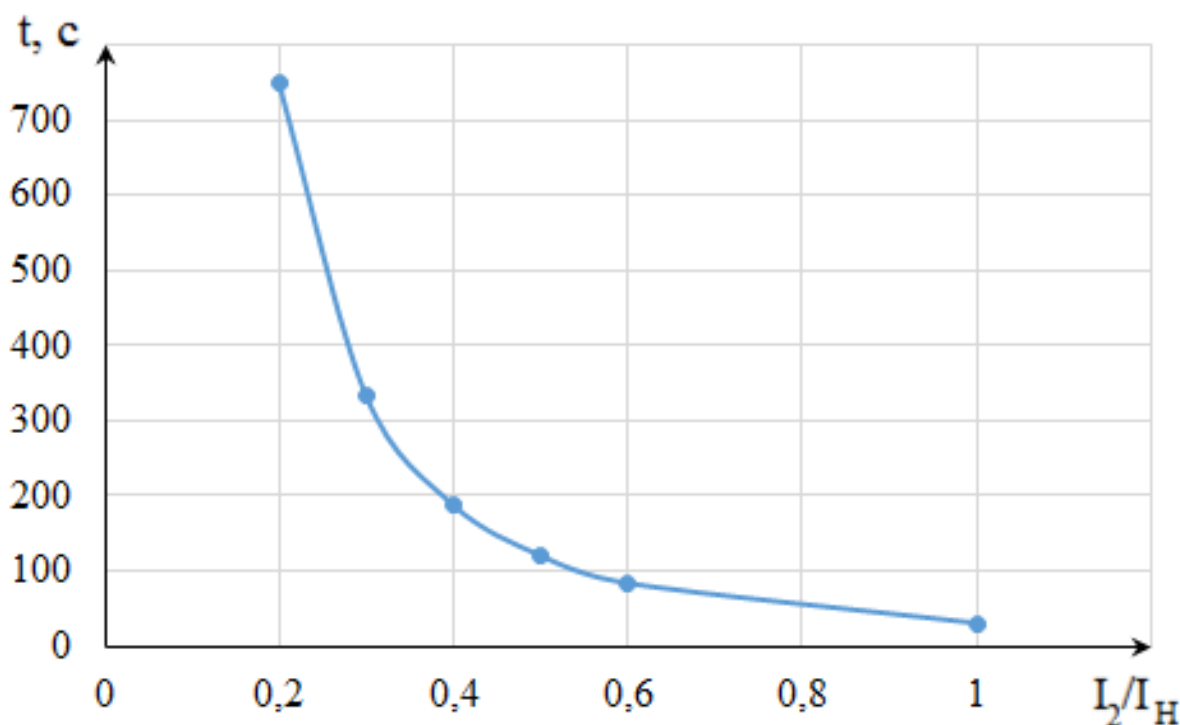


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принято: $t_{мин} = 20 c, t_{макс} = 700 c$.

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

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

где $X_L^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 43,4 \cdot \frac{45,60}{121^2} = 0,135;$

$X_{d''\text{ВН}} = X_{d''} \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,33 \cdot (121/10,5)^2 = 43,82$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{45,60}{80} = 0,06$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (43,82 + 0,06 + 0,135)} = 0,0087 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0087 \cdot 2 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,20. \quad (5.29)$$

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: $I_{2\text{ОТС}} = 0,20$.

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

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

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

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

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка пускового органа:

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

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.4 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки, $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

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

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

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

Уставка органа отсечки:

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

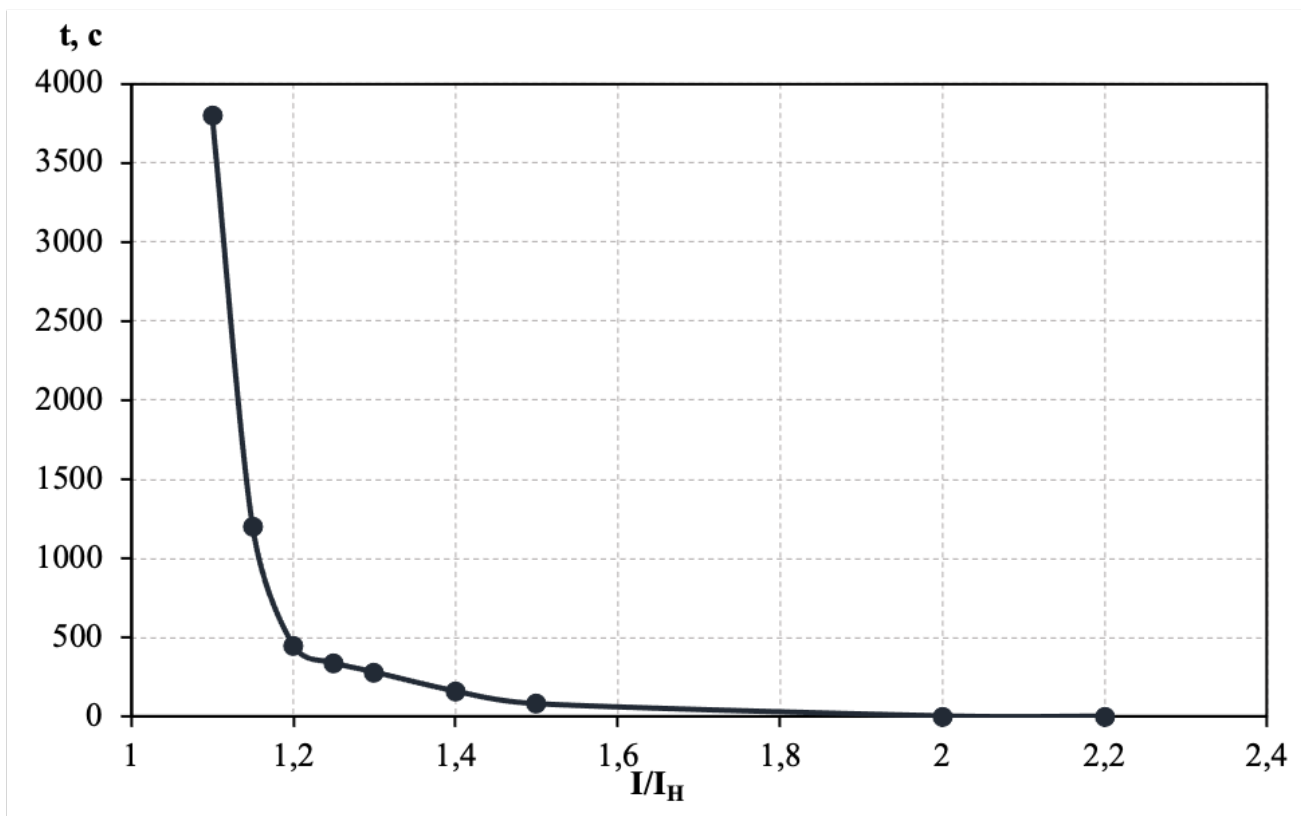


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$.
Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМГ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 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 110 кВ ГЭС одного блока Z_1 , приведённое к напряжению 110 кВ, по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Гильмурская ГЭС – Гильмур может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 19,22 + \frac{0,8}{4} \cdot 53,10 = 25,99 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где $K_T = 4$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;
 Z_T – сопротивление трансформатора, приведённое к напряжению стороны 110 кВ;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление воздушной линии.

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{80} = 19,22 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{43,4^2 + 30,6^2} = 53,10 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

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

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{45,60}{80} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{45,60}{121^2} \cdot 53,10 = 0,081.$$

Z_I в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,081 \cdot 2,42 = 0,20 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НОМГ}} = \frac{10,5^2}{45,60} = 2,64$.

Уставка будет равна:

$$Z_{I \text{ сз}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,20 \cdot \frac{3000/5}{10,5/0,1} = 1,12 \text{ Ом}. \quad (5.39)$$

Принята уставка: $Z_1 = 1,12 \text{ Ом}$.

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 110 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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 2760} = 2,42 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 2,42 \cdot \frac{3000/5}{10,5/0,1} = 13,82 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,84 - 0,95}{1,15} = 2,37 \text{ о. е.,} \quad (5.42)$$

где x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси;

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

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,37 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,37} = 0,40 \text{ о. е.} \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,37} = 0,40. \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен: $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 66,48^\circ$.

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,38 \cdot \frac{3000/5}{10,5/0,1} = 5,53 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,40}{1,1} = 0,36 \text{ о.е.} \quad (5.46)$$

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,36 \cdot 2,42 = 0,88 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,88 \cdot \frac{3000/5}{10,5/0,1} = 5,03 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Принята уставка: $Z_2 = 5,03 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,17 \text{ Ом}$; $Z_{CM2} = 0,75 \text{ Ом}$.

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

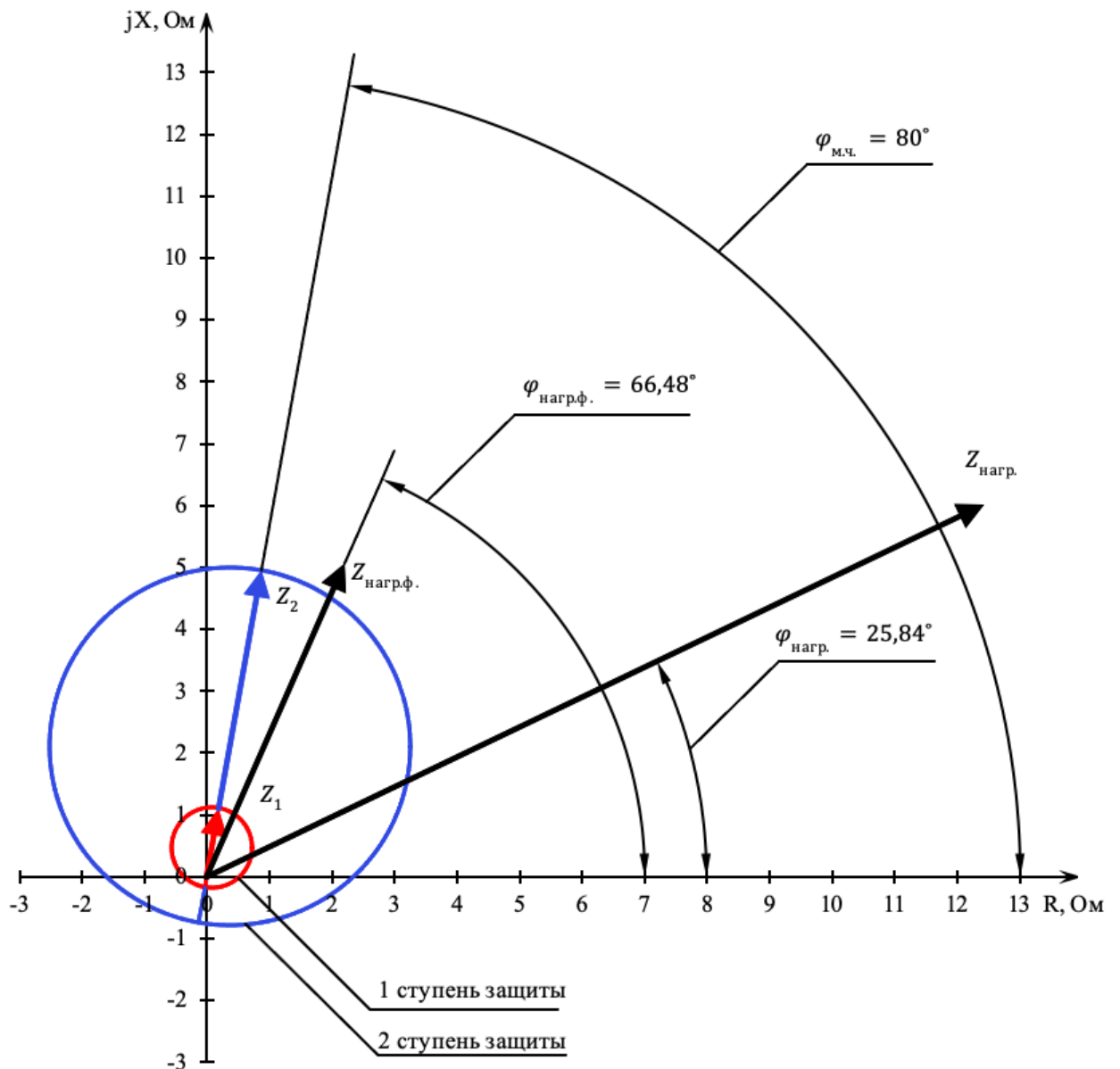


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

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

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

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

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

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

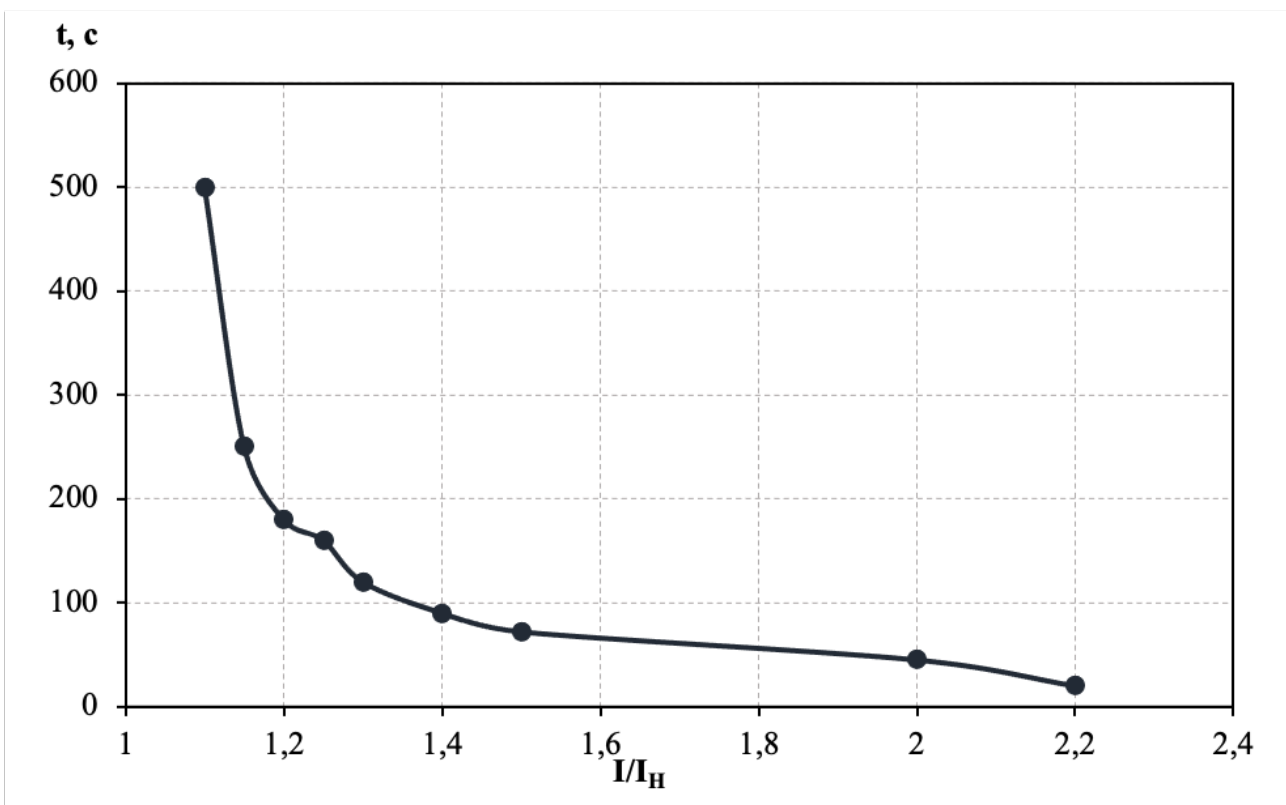


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Гильмурской 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, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	–
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	6,27 А
		$I_{отс}$	$6 \cdot I_H$	25,07 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1	–	5 В
		t_2	–	15 В
	$U_{0з}$	Коэффициент торможения, K_T	1,5	–
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
		ОТС I	$0,20 \cdot I_H$	1,04 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$I_{1сигн}$	$1,07 \cdot I_H$
		ПО	$I_{1пуск}$	$1,1 \cdot I_H$
		ОТС	$I_{1отс}$	$1,531 \cdot I_H$
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,081
			$Z_{см1}$	$0,15 \cdot Z_1$
		2 ступень	Z_2	0,36
			$Z_{см2}$	$0,15 \cdot Z_2$
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО	$I_{Pсигн}$	$1,07 \cdot I_{ном.р}$
		ПО	$I_{Pпуск}$	$1,1 \cdot I_{ном.р}$
		ОТС	$I_{Pотс}$	$2,245 \cdot I_{ном.р}$

Таблица 5.7 – Матрица отключений

Защиты		Действие								
Наименование	Обозначение		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал	
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$		+	+	+	+				
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1							+	
		t_2	+	+	+					
	U_{03}		+	+	+					
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	+	+						
		1 ступень	+	+						
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	t_1					+		
			t_2							
t_3	+	+								
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	t_1					+		
			t_2							
t_3	+	+								
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	t_1				+			
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1						+	
			t_2					+		
			t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузок	I_p	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС		+	+					

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [32]. Высота $550,00 - 505,00 = 45,00$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [32]. Установленная мощность ГЭС 134 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии, число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены составит более 20000. 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 бетонной плотины

Отметка гребня бетонной плотины вычислена по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 550,00 + 0,66 + 0,002 + 0,8 = \\ &= 551,47, \end{aligned} \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,71 + 0,002 + 0,8 = 2,51, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,8$ м – конструктивный запас.

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

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,65 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 1210}{9,81 \cdot 22,5} \cdot \cos 0 = 0,002 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $k_w = 1,65 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый по СП [33, Приложение Б];

$V_w = 15$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 1210$ 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:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{550,00 - 505,00}{2} = 22,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1210}{15^2} = 52,76; \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 14126, \quad (6.6)$$

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:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 52,76 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0137; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,32.$$

$$\text{Для } \frac{gT}{V_w} = 14126 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,095; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,22.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 1,32 \frac{V_w}{g} = 1,32 \cdot \frac{15}{9,81} = 2,02 \text{ с.}$$

$$\bar{h} = 0,0137 \frac{V_w^2}{g} = 0,0137 \cdot \frac{15^2}{9,81} = 0,31 \text{ м.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,02^2}{2 \cdot 3,14} = 6,36 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $22,5 > 6,36 \cdot 0,5 = 3,18$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,31 \cdot 2,11 = 0,66 \text{ м,} \quad (6.8)$$

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

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

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,25 \cdot 2,29 \cdot 0,66 = 1,71 \text{ м}, \quad (6.9)$$

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

$k_{sp} = 1,25$ – коэффициент, принимаемый по [33, Приложение Д, табл. Д.2];

$k_{run} = 2,29$ – коэффициент, принимаемый по графикам [33, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{6,36}{0,66} = 9,59$ на глубокой воде.

Принята отметка гребня бетонной плотины $\nabla_{ГБП} = 551,50$.

6.2.2 Гидравлические расчёты

По кривой зависимости отметки НБ от расхода определены отметки НБ при основном и поверочном случаях (рисунок 6.1). В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 0,1%, поверочный – 0,01%.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1770 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{НБ}} = 510,40$.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 2575 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{НБ}} = 511,40$.

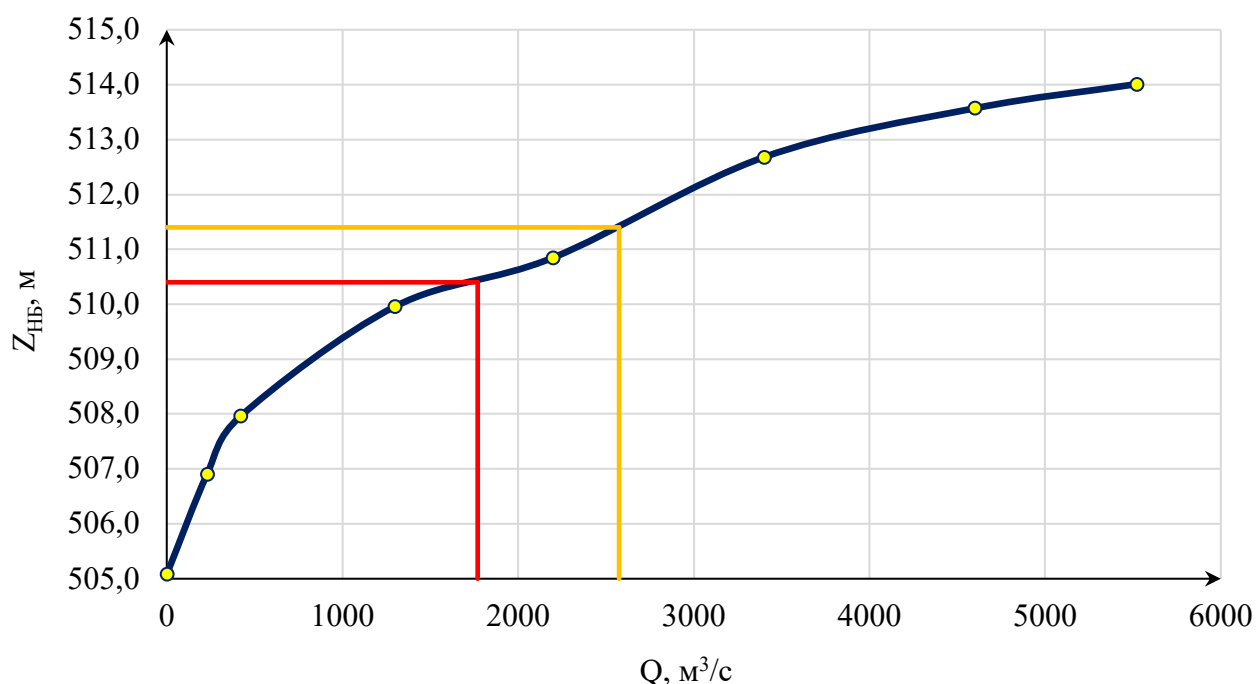


Рисунок 6.1 – Отметки $\nabla_{\text{НБ}}$ при основной и поверочной обеспеченностях

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 550,00 - 510,40 = 39,6 \text{ м}. \quad (6.10)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{осн}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$.

Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{44,67 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (39,6 - 0,45) \cdot 0,91} = 127,8 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.11)$$

Согласно СП [4] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 3 - 1 = 2$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 127,8 \cdot 2 = 255,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

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

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

где $Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(3,2 + 0,23) \cdot 10^9}{15552000} = 220,5 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1770 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 1770 - 255,6 - 220,5 = 1293,9 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1293,9}{33,75} = 38,3 \text{ м}, \quad (6.14)$$

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 27,0 = 33,75 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.15)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_{\text{h}}] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 5,40 = 27,0 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.16)$$

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

$h_{\text{НБ}} = 5,40 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 10 \cdot 4 = 40 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где $b = 10$ 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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1293,9}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,06 \text{ м}, \quad (6.18)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1293,9}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,32 \text{ м}, \quad (6.19)$$

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

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{6,06}{10} = 0,94; \quad (6.20)$$

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:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 6,32 - \frac{1,1 \cdot 0,59^2}{2 \cdot 9,81} = 6,30 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla \text{НПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1293,9}{(550,00 - 505,00) \cdot (40 + (4-1) \cdot 3)} = 0,59 \text{ м/с};$

$\delta_B = 3$ м – толщина быка;

$B = 40$ м – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 550,00 - 6,0 = 544,00, \quad (6.22)$$

где $H_{ст} = 6,0$ м – стандартный напор, ближайший к H (6.21) в соответствии с техническим регламентом.

6.2.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{пов} = \nabla ФПУ - \nabla НБ(Q_{макс.расч}^{пов}) = 552,00 - 511,40 = 40,6 \text{ м}. \quad (6.23)$$

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

$$Q_{га}^{пов} = \frac{N_{га}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{пов} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{44,67 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (49,6 - 0,45) \cdot 0,91} = 124,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.24)$$

$$Q_{ГЭС}^{пов} = Q_{га}^{пов} \cdot m = 124,6 \cdot 2 = 249,2 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.25)$$

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

$$Q_{расч}^{пов} = Q_{макс.расч}^{пов} - Q_{ГЭС}^{пов} - Q_c = 2575 - 249,2 - 220,5 = 2105,3 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{макс.расч}^{осн} = 2575 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2105,3}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,38 \text{ м}; \quad (6.26)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2105,3}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,89 \text{ м}, \quad (6.27)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{8,38}{10} = 0,91; \quad (6.28)$$

$b = 10$ – ширина пролёта;

$n = 4$ – число пролётов, с учётом дополнительного пролёта;
 $\zeta_y = 0,7$ – 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:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 8,89 - \frac{1,1 \cdot 0,91^2}{2 \cdot 9,81} = 8,85 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_{\text{Б}})} = \frac{2105,3}{(552,00 - 505,00) \cdot (40 + (4-1) \cdot 3)} = 0,91 \text{ м/с};$

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

$B = 40 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 544,00 + 8,85 = 552,85. \quad (6.30)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 552,85$.

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 $H_{\text{ст}} = 6,0 \text{ м}$.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 12 м, определённым по таблице 6-14 [35].

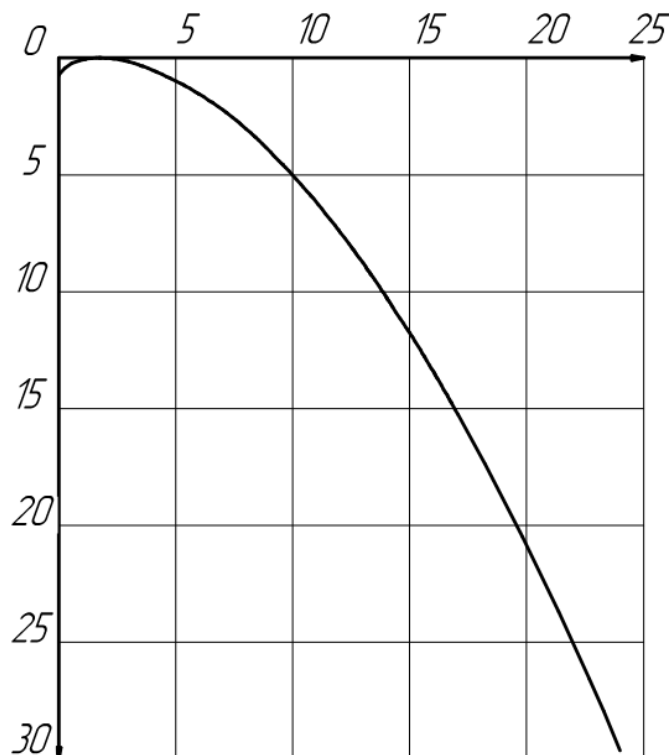


Рисунок 6.2 – Профиль А

Таблица 6.1 – Координаты для построения профиля

X	Y	X*	Y*	X	Y	X*	Y*
0	0,126	0	0,756	2,0	1,235	12	7,41
0,1	0,036	0,6	0,216	2,1	1,369	12,6	8,214
0,2	0,007	1,2	0,042	2,2	1,508	13,2	9,048
0,3	0	1,8	0	2,3	1,653	13,8	9,918
0,4	0,006	2,4	0,036	2,4	1,894	14,4	11,364
0,5	0,027	3	0,162	2,5	1,96	15	11,76
0,6	0,06	3,6	0,36	2,6	2,122	15,6	12,732
0,7	0,1	4,2	0,6	2,7	2,289	16,2	13,734
0,8	0,146	4,8	0,876	2,8	2,462	16,8	14,772
0,9	0,198	5,4	1,188	2,9	2,64	17,4	15,84
1,0	0,256	6	1,536	3,0	2,824	18	16,944
1,1	0,321	6,6	1,926	3,1	3,013	18,6	18,078
1,2	0,394	7,2	2,364	3,2	3,207	19,2	19,242
1,3	0,475	7,8	2,85	3,3	3,405	19,8	20,43
1,4	0,564	8,4	3,384	3,4	3,609	20,4	21,654
1,5	0,661	9	3,966	3,5	3,818	21	22,908
1,6	0,764	9,6	4,584	3,6	4,031	21,6	24,186
1,7	0,873	10,2	5,238	3,7	4,249	22,2	25,494
1,8	0,987	10,8	5,922	3,8	4,471	22,8	26,826
1,9	1,108	11,4	6,648	3,9	4,698	23,4	28,188

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 544,00 + 1,6 \cdot 6 = 553,60. \quad (6.31)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla ГП = \text{НАИБ}[\nabla ГБП, \nabla ГБ] = \nabla ГБ = 553,60. \quad (6.32)$$

6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНА = 550,00 - 505,00 = 45 \text{ м}. \quad (6.33)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1293,9^2}{(40 + 4 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,28 \text{ м}. \quad (6.34)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}}, \quad (6.35)$$

где $q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{1293,9}{40 + 3 \cdot (4-1)} = 26,40 \text{ м}^3/\text{с};$

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

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

$$h'_c = \frac{26,40}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (45-0)}} = 0,94 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{26,40}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (45-0,94)}} = 0,95 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{\text{кр}}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,95}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (4,28/0,95)^3} - 1 \right] = 12,40 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Так как $h''_c = 12,40 \text{ м} > h_{\text{нб}} = 5,4 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой от 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.2.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{\text{нб}}^{\text{max}} + 2 = 6,40 + 2 = 8,4 \text{ м,} \quad (6.37)$$

где $h_{\text{нб}}^{\text{max}} = 6,40 \text{ м}$ при УНБ($Q_{0,01\%}$)=511,40

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 505,00 + 8,4 = 513,40. \quad (6.38)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 550,00 - 513,40 = 36,6 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 36,6} = 24,12 \text{ м/с,} \quad (6.40)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{36,12}{24,12} = 1,5 \text{ м.} \quad (6.41)$$

$$q = \frac{Q_{\text{расч.мах осн}}}{B+(n-1)\delta_6} = \frac{1770}{40+(4-1)\cdot 3} = 36,12 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.42)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{24,12^2}{9,81 \cdot 1,5} = 39,59. \quad (6.43)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.44)$$

где K_a - коэффициент аэрации, принимаю равным 0,9; α - угол наклона носка, принимаю равным 30° ; $Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 550,00 - 510,40 = 39,6 \text{ м.}$

$$\begin{aligned} L &= 0,9 \cdot 36,6 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{39,6}{36,6} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = \\ &= 50,5 \text{ м.} \end{aligned}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L = 50,5 > 0,4Z_0 = 15,84$ – дальность отлета безопасна.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.45)$$

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

d – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{39,59}) \cdot \sqrt{39,59} \cdot \sqrt[4]{\frac{5,4}{1}} \cdot 1,5 = 17,65.$$

$$h_{\text{раз}} = 17,65 - 5,4 = 12,25 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1}, \quad (6.46)$$

где α_1 – угол входа в воду.

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}. \quad (6.47)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,5 \cdot \cos 30^\circ + 8,4 - 5,4)}{24,12^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,71.$$

$$L_1 = 50,5 + \frac{17,65}{0,71} = 75,5 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 4,28 + 3,7 \cdot 12,25 = 56 \text{ м.} \quad (6.48)$$

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

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 4,28 = 10,7 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2; уклон низового откоса 1:1,5.

6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 3,0 \text{ м}$.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,5 + 2,0 = 3,5 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 4,5 = 505,00 + 3,5 + 3,5 = 512,00. \quad (6.50)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{505,00 - 539,42}{2} - 512,00 = 32,71 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Расход через отверстие:

$$q_{вв} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 32,71} = 143,3 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.52)$$

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

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,5^2 = 7,07 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{220,5}{143,3} = 1,54. \quad (6.53)$$

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

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 550,00 - 505,00 = 45 \text{ м}. \quad (6.54)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - 3 = 505,00 - 3 = 502,00. \quad (6.55)$$

Ширина подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 45 = 34,0 \text{ м}. \quad (6.56)$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

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

Расстояние между секционными швами в бетонных плотинах принимаем 13 м. Температурные швы на скальном основании принимаем шириной 0,1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри плотины 0,3. Уплотнение осуществляется в виде шпонок.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Толщину неразрезного быка принимаем 3,0 м.

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

6.3.4 Устои

Устои, сопрягающие здание ГЭС и водосбросную плотину, а также водосбросную и глухую плотины имеют ширину равную ширине быка, высота и длина сопрягающих стенок со стороны НБ выбраны в соответствии с параметрами здания ГЭС. Длина стенки, сопрягающей водосбросную плотину и здание ГЭС 70 м, длина стенки, сопрягающей водосбросную и глухую плотины равна 34 м.

Устой, сопрягающий бетонную глухую плотину с берегом, имеет трапецеидальную форму, размеры устоя: ширина 3 м, длина 50 м.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

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

$$a_{др} \leq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.г}}, \quad (6.57)$$

$$2 \text{ м} \leq \frac{39,6 \cdot 1,25}{15} = 3,3 \text{ м},$$

где $H_d = 39,6$ м – напор над расчётным сечением;

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

$I_{кр.г} = 15$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Принимаем $a_{др} = 3,5$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 12,0 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального

дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 505,00$ и $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 520,00$; $534,00$ и размеры галерей, соответственно, $3,0 \times 3,5$ и $2 \times 2,5$ м.

6.4 Основные элементы плотины

В состав плотины входят следующие основные элементы: водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, цементационная завеса, дренажи в теле плотины и в основании.

6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.4.1.1 Противофильтрационная завеса

Противофильтрационные завесы применяют в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта, когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_z \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.г}}} = \frac{26,28 \cdot 1,25}{15} = 2,2 \text{ м}, \quad (6.58)$$

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

$\Delta H = 26,28$ м – потеря напора на завесе;

$J_{\text{кр.г}} = 15$ – критический градиент напора на завесе в скальных грунтах, определяемый в соответствии с СП [39].

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_z = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 34,0 = 3,4 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где $B_n = 34,0$ м – ширина подошвы плотины;

Глубина цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 43,8 = 21,9 \text{ м}, \quad (6.60)$$

где $H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 550,00 - 506,20 = 43,8$ м.

Принимаем глубину цементационной завесы 22 м.

6.4.1.2 Дренажные устройства в основании

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

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 100 мм, удаленных от оси цемзавесы на 6 м.

Глубина скважины:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 22 = 11, \quad (6.61)$$

где $h_{зав} = 22$ м – глубина цементационной завесы.

Принимаем глубину дренажа 11 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляется насосами.

6.5 Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе - $\nabla_{УНБ_{min}}$.

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_{б}$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 891,20$ м², $S_{б} = 1226,60$ м².

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{891,20 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 3} = 16140,32 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

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:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \rho_{б} \cdot g}{b + \delta_{б}} = \frac{1226,60 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{10 + 3} = 6664,40 \text{ кН/м}. \quad (6.63)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.64)$$

где f - площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (552,85 - 544,00 + 0,5) \cdot 10 = 93,48 \text{ м}^2. \quad (6.65)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 93,48 \cdot \sqrt{93,48} \cdot 9,81 = 487,62 \text{ кН}.$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{487,62}{10 + 3} = 37,51 \text{ кН/м}. \quad (6.66)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

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

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 48,0^2}{2} = 11301,12 \text{ кН/м}, \quad (6.67)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 550,00 - 502,00 = 28,0 \text{ м}$.
Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,2^2}{2} = 86,52 \text{ кН/м}, \quad (6.68)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 506,20 - 502,00 = 4,2 \text{ м}$.

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,2 = 41,20 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

где $h_1 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 506,20 - 502,00 = 4,2 \text{ м}$.
Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 142,80 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1400,87 \text{ кН/м}, \quad (6.70)$$

где $S_{\text{ЭП}} = h_1 \cdot B_n = 4,2 \cdot 34,0 = 142,80 \text{ м}^2$.

6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

По СП [38] представлены приведенные к действующему напору значения напора по оси цементационной завесы и дренажа при основном сочетании нагрузок.

Геометрические параметры эпюры фильтрации.

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 550,00 - 506,20 = 43,8 \text{ м.} \quad (6.71)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40. \quad (6.72)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15. \quad (6.73)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 43,8 = 17,52 \text{ м.} \quad (6.74)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 43,8 = 6,57 \text{ м.} \quad (6.75)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных ее участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, с помощью AutoCAD.

$$S_{\text{эп}} = 257,32 \text{ м}^2.$$

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}. \quad (6.76)$$

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 257,32 = 2524,31 \text{ кН/м.}$$

6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.77)$$

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

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

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2 \cdot 9,81}{2} = 9,81 \text{ кН/м.} \quad (6.78)$$

Давление грунта:

$$p'_{гр} = \gamma_H h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.79)$$

$$p'_{гр} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -67,46 \text{ кН/м}^2,$$

где c – сцепление грунта, 70 кН/м²

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 9,81 = 13,42 \text{ кН/м}^2, \quad (6.80)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта равный 19,5 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, 0,38;

γ_w – удельный вес воды, 9,81 кН/м³

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта:

$$p''_{гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.81)$$

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 13,42 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -56,55 \text{ кН/м}^2,$$

где $h_{гр} = 3$ м – толщина слоя грунта.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-67,46 - 56,55}{2} \cdot 3 = -186,02 \text{ кН/м.} \quad (6.82)$$

Так как значение активного давления по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта учитываться не будет.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

$$p'_{пн} = 0. \quad (6.83)$$

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

$$p''_{\text{пн}} = (13,42 \cdot 3) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 70 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 83,79 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{\text{ав}} = \frac{p'_{\text{пн}} + p''_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{0 + 83,79}{2} \cdot 3 = 125,68 \text{ кН/м} \quad (6.85)$$

6.5.1.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.86)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,66 \cdot \left(\frac{6,36}{3,14} + \frac{0,22}{2} \right) = 6,94 \text{ кН/м},$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,66^2}{6,36} = 0,22 \text{ м}. \quad (6.87)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,36}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,66 = 0,76 \text{ м}. \quad (6.88)$$

6.5.2 Оценка прочности плотины

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

Для удобства расчётов составлена таблица 6.2, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f [34]. В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	11301,12	16,00	180817,92
T_H	1,0	←	86,52	1,40	-121,13
G_6	0,95	↓	6331,18	5,79	-36684,76
$G_{пл}$	0,95	↓	15333,30	4,70	-72005,18
$W_{ВЗВ}$	1,0	↑	1400,87	0	0
W_ϕ	1,0	↑	2524,31	9,21	23255,96
E_H	1,2	→	11,77	3,27	38,48
E_H	0,8	←	125,68	13,97	-1755,12
$W_{волн}$	1,0	→	6,94	47,24	327,68
q_3	0,9	↓	33,76	11,98	-404,50
		$\Sigma \downarrow \uparrow$	25623,42	ΣM	93469,34

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

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{25623,42}{34,0} + \frac{6 \cdot 93469,34}{34,0^2} = -268,49 \text{ кН/м}^2, \quad (6.89)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.90)$$

$$\sigma_x^u = -268,49 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 48,0 \cdot (1 - 0^2) = -470,88 \text{ кН/м}^2,$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 550,00 - 502,00 = 48,0 \text{ м}$ – 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 $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 48,0 + (-268,49)) \cdot 0 = 0. \quad (6.91)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.92)$$

$$\sigma_1^u = -268,49 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 48,0 \cdot 0^2 = -268,49 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 48,0 = -470,88 \text{ кН/м}^2. \quad (6.93)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{25623,42}{34,0} - \frac{6 \cdot 93469,34}{34,0^2} = -1238,76 \text{ кН/м}^2, \quad (6.94)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.95)$$

$$\sigma_x^t = -1238,76 \cdot 0,47^2 - 9,81 \cdot 4,2 \cdot (1 - 0,47^2) = -301,60 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 506,20 - 502,00 = 4,2 \text{ м}$ - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 25^\circ = 0,47. \quad (6.96)$$

где $\alpha_2 = 25^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

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

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 4,2 - 1238,76) \cdot 0,47 = 558,43 \text{ кН/м}^2,$$

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

$$\sigma_3^t = -1238,76 \cdot (1 + 0,47^2) + 9,81 \cdot 4,2 \cdot 0,47^2 = -1499,17 \text{ кН/м}^2,$$

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

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 4,2 = -41,20 \text{ кН/м}^2,$$

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 6.3.

Таблица 6.3– Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-268,49	-1238,76
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-470,88	-301,60
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	558,43
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-268,49	-41,20
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-470,88	-1499,17

6.5.3 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

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

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

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [4, п. 8.16];

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

$\gamma_{cd} = 0,9$ – коэффициент условия работы [8, таблица 6];

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-1499,17| \leq 0,9 \cdot 7,5.$$

$$1,87 \text{ кН/м}^2 \leq 6,75 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

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

$$-268,49 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

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

$$268,49 \text{ кПа} \geq 117,72 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.5.4 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных 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];
 $\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [34];
 $\gamma_c = 0,95$ – коэффициент условий работы [38];
 R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);
 F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пн} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega, \quad (6.104)$$

где $\gamma_c = 0,7$ – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;
 $\omega = 34,0$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.

$$R = (16140,32 + 6664,40 + 37,51 - 2524,31 - 1400,87) \cdot \operatorname{tg} 35^\circ + 125,68 \cdot 0,7 + 70 \cdot 34 = 15713,84 \text{ кН.}$$

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

$$F = 11301,12 - 86,52 + 6,94 + 11,77 + 0 = 11231,34 \text{ кН.}$$

$$\frac{15713,84 \cdot 0,95}{11231,34 \cdot 1,0} = 1,33 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Основной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений является обеспечение их работоспособного состояния, при соблюдении норм безопасности, требований охраны окружающей среды и создании условий для бесперебойной и экономичной работы основного технологического оборудования гидроэлектростанций.

В соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности Гильмурской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого 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 безопасность гидротехнического сооружения несёт собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Гильмурской ГЭС осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры (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.

На основании вышеизложенного и Акта обследования состояния ГТС 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

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России.

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, кабельных помещениях КРУ, 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 (верхнего) 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 80000/110, 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 Гильмурской 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, по вопросам пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Персонал ГЭС несёт ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

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-733/130-36 мощностью 40,00 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

7.3 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартом безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, ПУЭ, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений Гильмурской ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На Гильмурской ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На Гильмурской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и самих гидротехнических сооружений должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть 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.

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

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Гильмурский гидроузел расположен в Амурской области на реке Гиллой вблизи села Маревая.

Основные притоки – Могот и Тында. Длина реки 545 км, площадь бассейна 22500 км². Зарождается на южном склоне Станового хребта, носит характер горной реки, большая часть русла которой пролегает в каньонообразном рельефе. В бассейне реки более 400 озёр общей площадью около 27 км². Впадает с северо-западного направления в южную часть Зейского водохранилища в районе хребта Тукурингра. Образует извилистый, протяженный залив общей длиной до 50-70 км приблизительно в 30 км от сооружений Зейской ГЭС. До создания водохранилища скорость течения на этом отрезке достигала 5 м/с, и река изобиловала многочисленными перекатами и порогами.

Основными источниками загрязнения реки Гиллой в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с

коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Приоритетные загрязняющие вещества для водохранилища: нитраты (3–5 ПДК), медь (3–35 ПДК), на участке Маревая – Зея постоянно отмечается повышенное содержание органических веществ, нефтепродуктов и общего железа (до 3 ПДК). Особенно высокие концентрации меди фиксируются в районах Саратова и Камышина (до 90 ПДК).

Скорость накопления донных осадков в водохранилище на разных этапах его эксплуатации менялась от 4,0 до 9,0 мм/год; средняя толщина слоя донных осадков к 2015 г. составила около 25 см, максимальная толщина донных отложений в приплотинном районе водохранилища в затопленном русле Гиллой достигает 2 м.

В водохранилище обитают рыбы 50 видов, из которых около 10 – естественные вселенцы или виды, интродуцированные человеком (толстолобик, амур). Основные промысловые рыбы – лещ, щука, судак, бёрш, плотва, сом, густера, синец, чехонь, окунь, язь, жерех, толстолобик, амур, краснопёрка. В уловах встречаются также линь, карась, налим, осётр, стерлядь, белуга, севрюга, белорыбица, сельдь-черноспинка (залом), сельдь волжская. По сравнению с прошлыми периодами промысловые уловы в 2000-е гг. снизились в 3–4 раза и составляют около 1000 т; рекреационный вылов оценивается в 500–700 т, величины браконьерских уловов достоверно не оценены. Половину уловов составляют малоценные виды – мелкий частик (плотва, окунь, густера, краснопёрка). В водохранилище сохранилось не более 100 га нерестилищ осетровых рыб, которые весьма требовательны к экологическим условиям естественного воспроизводства (высокое качество воды, скоростной режим, галечниковое дно); до создания водохранилища площадь естественных нерестилищ была в 10 раз больше.

На территории заповедника обитают млекопитающие – 52 вида. Наиболее типичны для Зейского заповедника изюбрь, косуля, лось, медведь, соболь. Изюбрь – дальневосточная форма настоящего оленя. Птиц отмечено – 241 вид. Из земноводных в заповеднике наиболее обыкновенна сибирская лягушка. Сибирский углозуб обитает на кочковатых болотах, редкостойных лиственничных марях и в сырых лиственничных лесах. По прогреваемым опушкам встречается живородящая ящерица. Обыкновенный щитомордник на юго-востоке заповедника встречается повсеместно. Из насекомых хорошо изучены чешуекрылые или бабочки, их в Зейском заповеднике найдено около 1400 видов (данные на февраль 2015 года); наиболее интересные виды – хохлатка Тукурингра, известная в России только с территории Зейского заповедника, и редчайшая медведица Менетрие. Уникальны самые северные в мире места

произрастания монгольского дуба (в районе кордона Тёплый на берегу Зейского водохранилища), где встречаются животные, характерных для данных лесов. На хребте Тукурингра выявлено 158 видов грибов, относящихся к 106 родам и 41 семейству. Кроме того, в восточной части хребта обнаружено 208 видов почвенных грибов, часть из которых фитопатогенны. Сосудистых растений выявлено 637 видов.

В связи с этим, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности для контроля популяции этих видов, а также для минимизации негативного воздействия объектов Гильмурского гидроузла на численность этих животных.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 №818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Гиллой на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Гиллой необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Гильмурской 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 Гильмурского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;

- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Гиллой в нижнем бьефе Гильмурского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 17.06.2011 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

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

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

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

В период подготовки к строительству, процессу строительства, монтажа оборудования ГЭС, эксплуатации ГЭС должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 г. (изменён 13.07.2015 г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;

- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных объектах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспыливания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 17.06.2011 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Основные мероприятия, проводимые для подготовки ложа водохранилища в следствие контакта его с населёнными пунктами и деятельности человека:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения;
- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте;
- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;
- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки;
- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию;
- навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля;
- почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

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 (603872 м³);
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{603872 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 27174 \text{ т}.$$

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 (80 т);
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{80 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 1,6 \text{ т}.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 27174 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 1,6 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 Гильмурского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- регулирование водным режимом водотока;
- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что ГЭС находится вблизи населённого пункта Полигус, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Гиллой от сбросов Гильмурской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселений Полигус, Байкит, в пределах промплощадок объектов Гильмурской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме этого, для обеспечения собственных нужд ГЭС требуется потребление определённого объёма воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

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

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

- трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;

- турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающие протечки масла в нижний бьеф;

- сточные производственные воды сбрасывать в водоём незагрязнёнными;

- хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоём очищать и хлорировать;

- твёрдые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

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				
		101	134	134	134	134
Установленная мощность	МВт	4135	4135	4135	4135	4135
Число часов использования установленной мощности	Часы	415692	554255	554255	554255	554255
Выработка электроэнергии	МВт · ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	4157	5543	5543	5543	5543
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	411535	548713	548713	548713	548713
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	1143	1175	1206	1235	1262
Тариф на электроэнергию	руб./МВт · ч	470,38	644,74	661,75	677,66	692,48
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	78,40	107,46	110,29	112,94	115,41
НДС к выручке	млн. руб.	101	134	134	134	134

На основании данных таблицы 8.1 можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей и рост тарифов на электроэнергию.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и объектов незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	34,207
Прочие	274,0	36,727
Итого по ГЭС	–	70,934

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
От 100 до 399	0,060%	0,090%	0,140%	0,200%

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	18,146
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	1,270
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	0,368
Итого	–	19,785

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Гиллой составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	117,72	136,41	165,62	183,17	212,32
Расходы на страхование, млн.руб.	17,41	21,82	26,59	30,21	34,68
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	27,55	36,73	36,73	36,73	36,73
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	13,06	16,37	29,91	33,99	39,01
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	14,84	19,78	19,78	19,78	19,78

Продолжение таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на воду, млн.руб.	3,70	5,56	5,56	5,56	5,56
Итого, млн.руб.	194,28	236,66	284,18	309,43	348,07

Исходя из данных таблицы видно, что затраты по гидроузлу ежегодно увеличиваются за счёт ежегодного увеличения расходов на страхование и амортизационных отчислений.

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

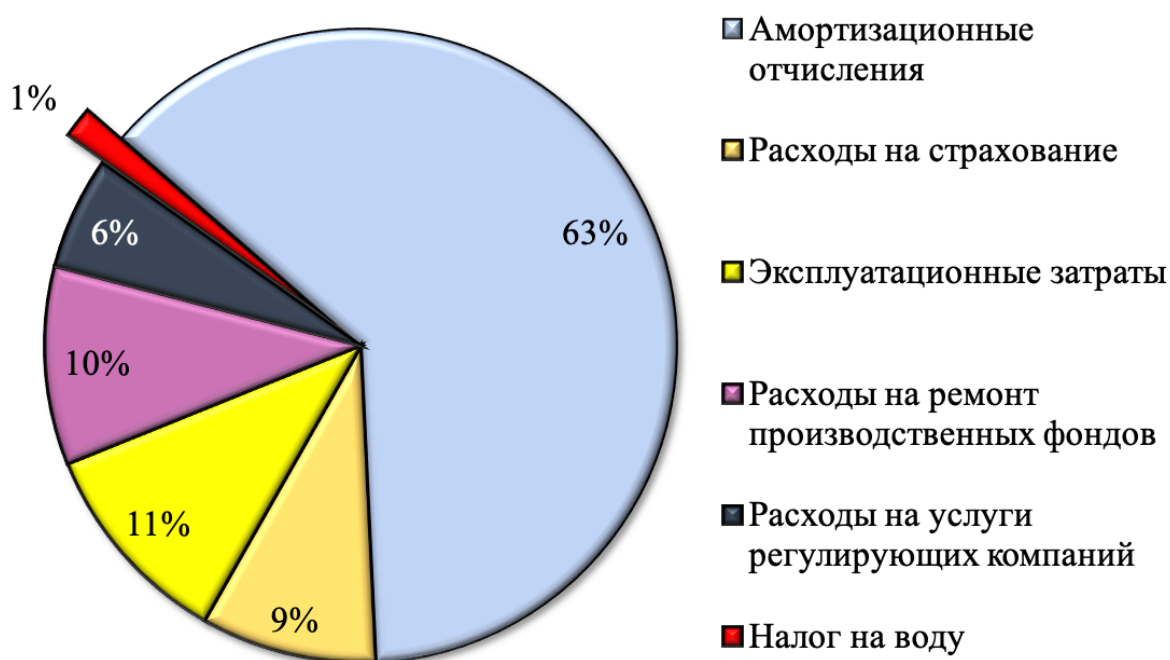


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольшую долю от общих текущих затрат по гидроузлу составляют амортизационные отчисления, так как производство электроэнергии на ГЭС капиталоемкое. Это объясняется тем, что данная категория необходима для обеспечения обновления и повышения технического уровня основных фондов, особенно оборудования. В амортизационном фонде должны быть накоплены необходимые средства для своевременной замены устаревшего оборудования и других фондов без ущерба для предприятия.

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				
	2027	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб.	158,72	156,82	161,73	168,36	174,83
НДС, млн.руб.	90,14	144,74	256,69	262,37	267,56
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	45,38	44,70	44,70	44,70	44,70
Налог на имущество, млн.руб.	65,43	78,63	77,04	72,28	67,52
Итого, млн.руб.	359,66	424,88	540,16	547,70	554,61

Наибольшую долю от общих налоговых расходов имеют налог на прибыль и НДС. Объёмы данных налогов обусловлены числом часов использования установленной мощности, а также обеспечением выработки электроэнергии Гильмурской ГЭС, которая имеет определённую стоимость.

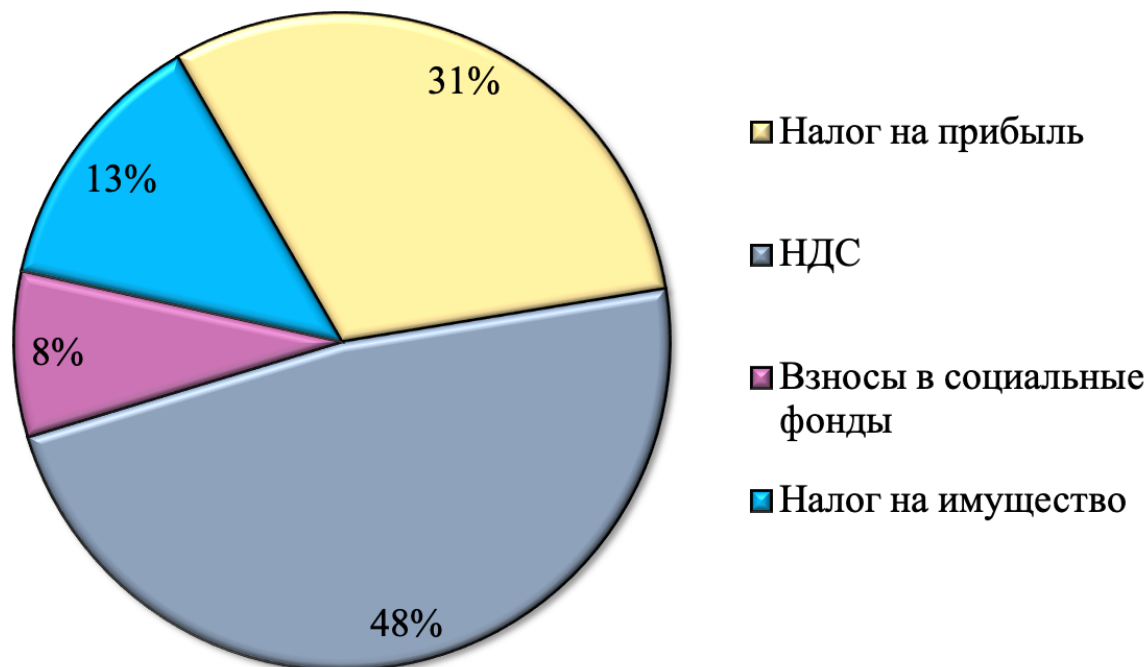


Рисунок 8.2 – Структура налогов, %

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	854,33	1170,71	1201,38	1230,09	1259,06
Текущие расходы, млн.руб.	194,28	236,66	284,18	309,43	348,07
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	850,17	1165,15	1195,82	1224,54	1253,50
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	501,99	786,21	776,76	793,04	785,30
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	34,75	157,60	155,10	158,72	156,82
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	454,22	628,97	621,40	634,43	628,24
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 8.3 показана сумма чистой прибыли по годам прогнозирования.

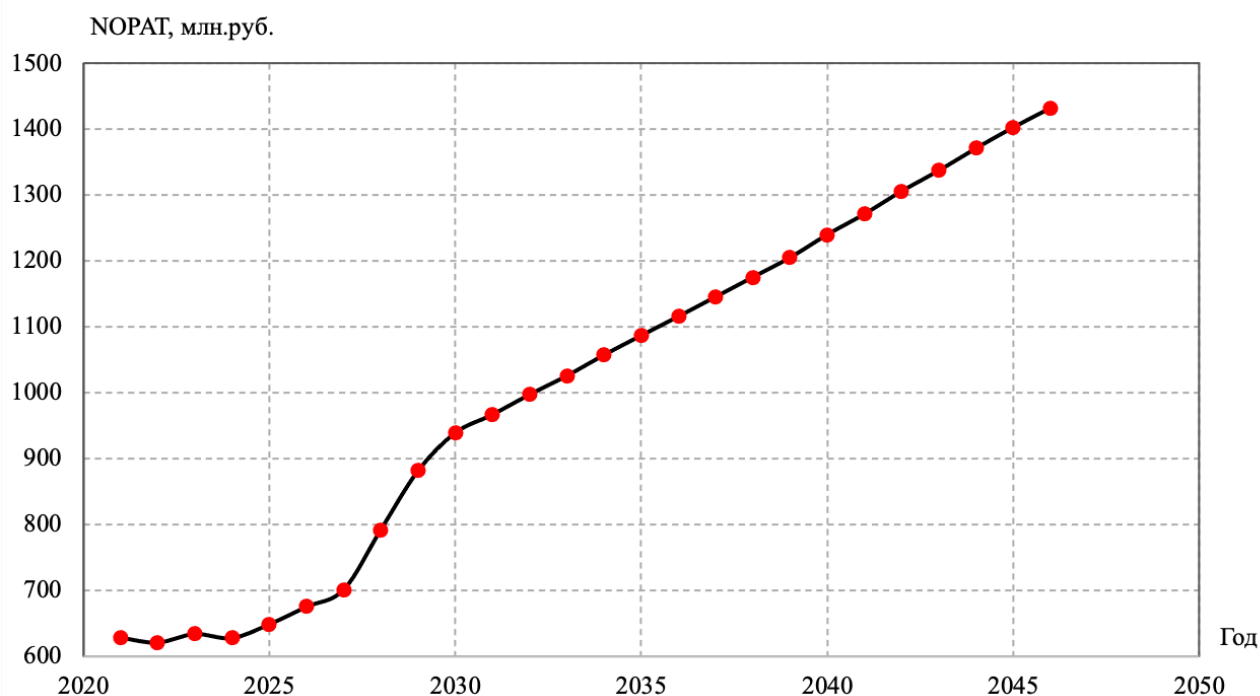


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн.руб.

В связи с ростом цен на электроэнергию и мощность в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» в прогнозируемом периоде

наблюдается рост суммы чистой прибыли. Провалы графика (рисунок 8.3) 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 с указанием этапов реализации проекта. Рисунок В.1 представлен в приложении В.

По рисунку В.1 видно, что проект полностью окупается ещё до конца строительных работ, это связано с запуском последнего гидроагрегата, пуск которого запланирован на конец 2028 года. В связи с этим гидроэлектростанция выйдет на проектную мощность, что обеспечит большие продажи электроэнергии, а соответственно увеличится и прибыль.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учётом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

8.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:
а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утверждённых приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №2 4-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утверждёнными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113;

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Расчёты проведены с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSysytems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Гильмурской 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 «Гильмурская ГЭС на реке Гилюй»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости – РВ, мес.	111
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	2436,418
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,87
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	19,37
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,29
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	39765

Показатель чистого приведённого дохода инвестиционного проекта $NPV > 0$, следовательно, проект пригоден для инвестирования. Индекс прибыльности ($PI = 1,87$ руб.) больше единицы, а значит инвестиции в проект эффективны и инвестированные средства приносят доход. Период окупаемости проекта составляет 111 месяцев, следовательно, проект окупится ещё до окончания, так как длительность проекта составляет 360 месяцев (30 лет).

8.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб.	86,73	211,93	209,43	299,80	351,81

Продолжение таблицы 8.9

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
В региональный бюджет, млн.руб.	39,30	45,20	60,58	65,43	78,63
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	126,03	257,13	270,01	365,22	430,44

Налоговым законодательством РФ предусмотрены налоги и сборы, которые подлежат перечислению в федеральный и региональный бюджеты. Каждый из них служит для выполнения соответствующих функций. В связи с увеличением прибыли, которая растёт с каждым годом реализации проекта, увеличиваются и налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты (таблица 8.9).

8.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности – это основной метод оценки эффективности и рисков любого проекта в зависимости от изменения ключевых параметров. В данном разделе проведён анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- объёма инвестиций;
- цены сбыта;
- ставки дисконтирования.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения объёма инвестиций в рассматриваемый проект представлено на рисунке 8.4.

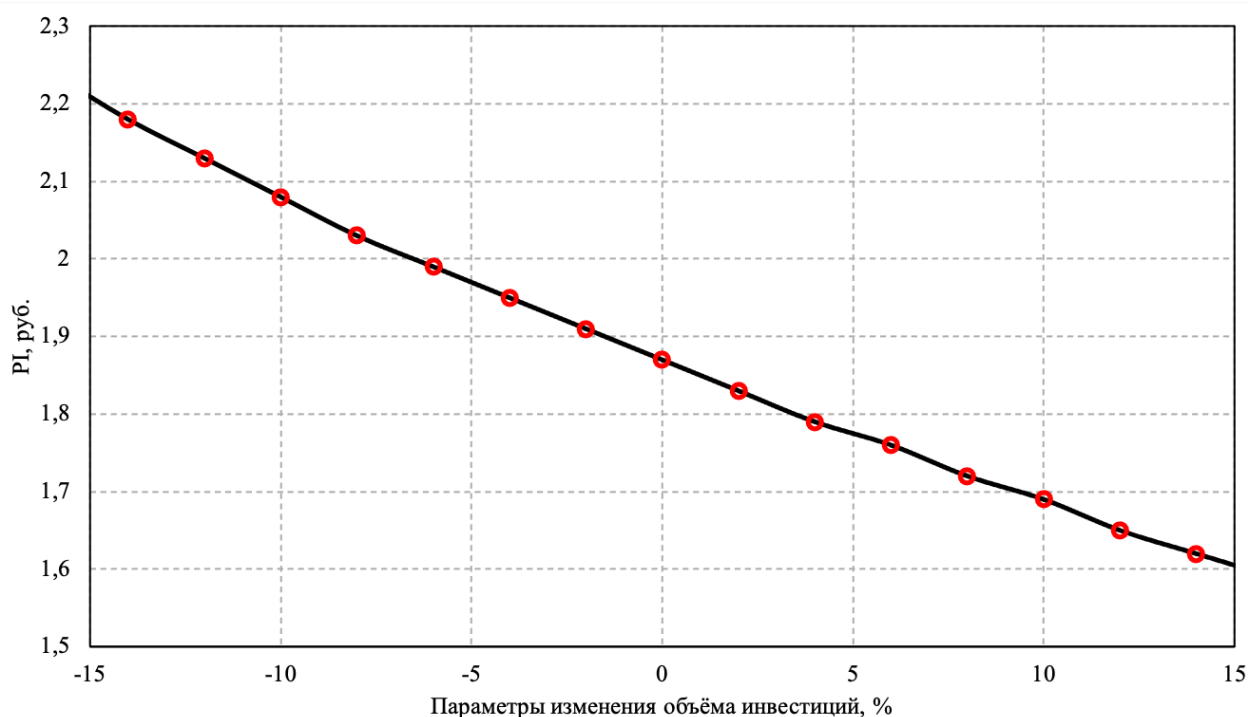


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

По графику, представленному на рисунке 8.4, видно, при увеличении объёма инвестиций на 15 процентов индекс доходности снижается на 0,3 руб., в то время как, при снижении объёма инвестиций на те же 15 процентов, индекс доходности увеличивается на 0,3 руб. Следовательно, можно сказать, что увеличение объёма инвестиций неизбежно ведёт к обратному эффекту величины индекса доходности (PI), а именно к его уменьшению.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения цены сбыта в рассматриваемом проекте представлено на рисунке 8.5.

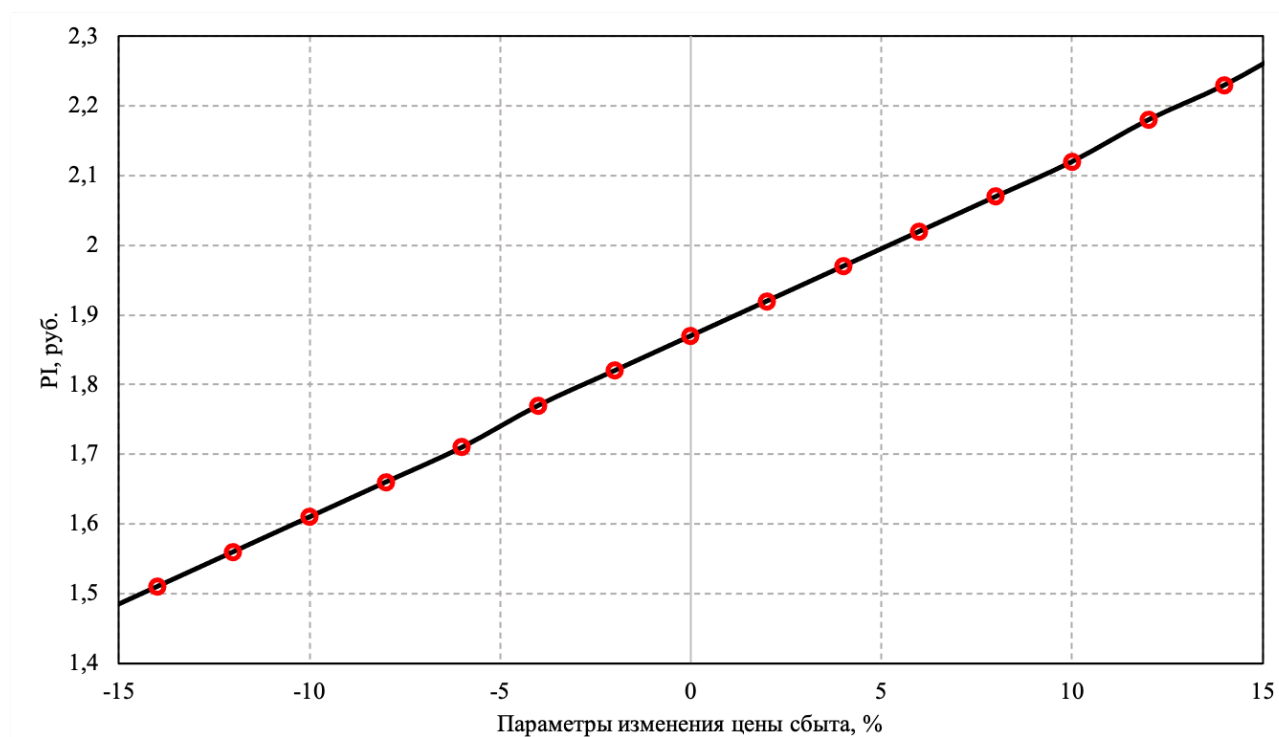


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

По графику, представленному на рисунке 8.5, можно сказать, что наблюдается прямая зависимость, так как при увеличении цены сбыта на 15 процентов индекс доходности увеличивается на 0,4 руб.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения ставки дисконтирования в рассматриваемом проекте представлено на рисунке 8.6.

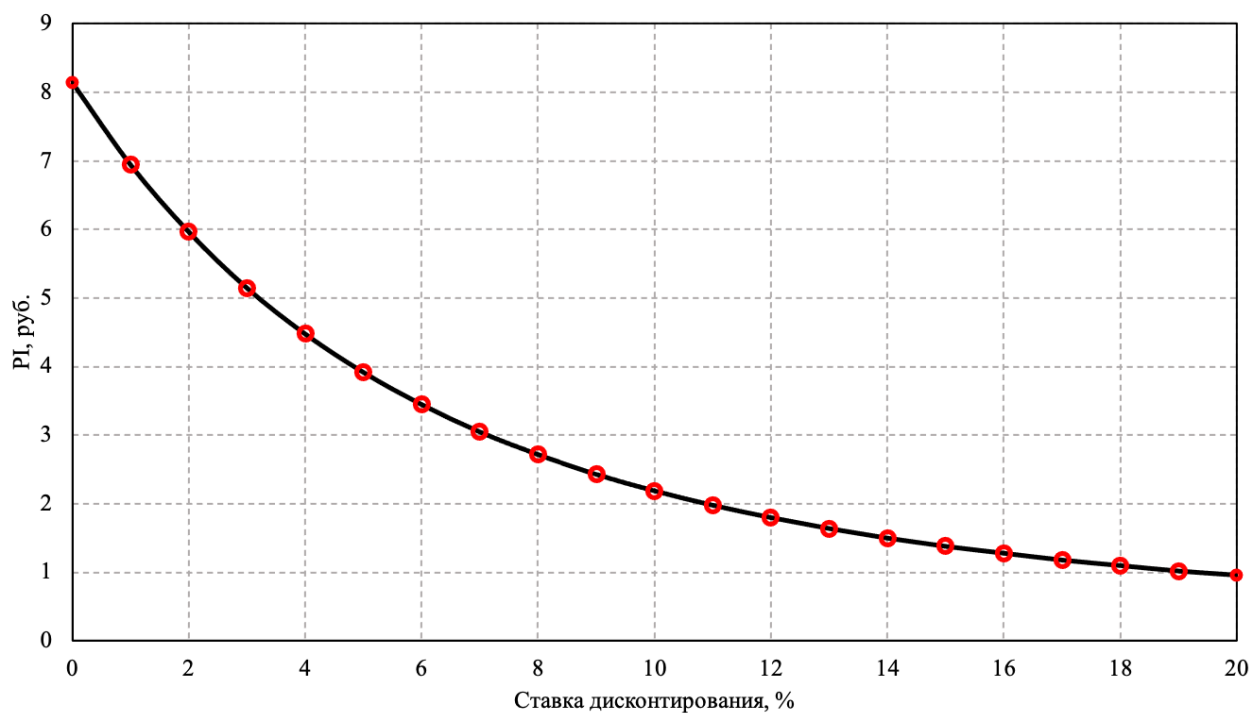


Рисунок 8.6 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По графику, представленному на рисунке 8.6, видно, что величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведённый доход.

9 Совершенствование системы оперативного обслуживания оборудования ГЭС

На каждой ГЭС должны быть организованы техническое обслуживание, плановые ремонт и модернизация оборудования.

За техническое состояние оборудования, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами, а также за сроки и качество выполненных ремонтных работ отвечает собственник.

Объем технического обслуживания и планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования с учетом его фактического технического состояния. Рекомендуемый перечень и объем работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту оборудования приведены в стандартах в области ремонта энергетического оборудования электростанций.

9.1 Основные положения по организации оперативного обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений гидроэлектростанций

Организация производственных процессов технического обслуживания и ремонта оборудования, производственных зданий и сооружений ГЭС должна формироваться на уровнях:

- гидрогенерирующей компании (эксплуатирующей организации);
- гидроэлектростанций, входящих в состав гидрогенерирующей компании (в организационную структуру эксплуатирующей организации).

Организация ТОиР основных производственных фондов гидроэлектростанций в гидрогенерирующей компании должна обеспечивать надежную, безопасную и экономичную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, системное и эффективное решение задач восстановления и поддержания их исправного состояния при оптимальных затратах на ТОиР.

Структурные подразделения компании (организации) исполняют следующие функции по организации производственного процесса ТОиР на ГЭС, входящих в структуру компании (организации):

- организация и координация деятельности ГЭС по обеспечению поддержания систем и оборудования, зданий и сооружений в исправном состоянии;
- обеспечение соответствия отремонтированного оборудования, зданий и сооружений и процессов ТОиР требованиям технических регламентов, нормативных и технических документов по ТОиР;
- разработка стандартов организации, определяющих положения, нормы и требования Стандарта применительно к составу оборудования, зданий и сооружений гидроэлектростанций компании (организации) и регламентирующего организацию производственных процессов и порядок, и

правила взаимодействия компании (организации), гидроэлектростанций и подрядных организаций и отраслевых институтов (инженерных центров);

- формирование оптимальной организационной структуры управления ТОиР оборудования, зданий и сооружений гидроэлектростанций;

- формирование для конкретных гидроэлектростанций организационных схем ремонтного обслуживания, определение оптимального соотношения «хозспособа» и «подряда» по технологическим группам оборудования, зданий и сооружений, определение состава «базовых» подрядных организаций, привлекаемых к выполнению ТОиР;

- создание и обеспечение функционирования интегрированной автоматизированной системы управления ТОиР;

- разработка методических документов по определению и оценке технико-экономической эффективности деятельности ГЭС по ТОиР или установление состава применяемых для этих целей документов;

- установление контрольных технико-экономических показателей деятельности ГЭС по ТОиР, достижение которых должно быть обеспечено при перспективном и годовом планировании ТОиР;

- координация разработки рассмотрение и утверждение годовых, среднесрочных и долгосрочных программ ремонтов оборудования, зданий и сооружений ГЭС; контроль за их выполнением;

- обеспечение финансирования ТОиР оборудования, зданий и сооружений, включая обеспечение сбалансированности номенклатуры и объемов ремонтных работ, установленных в перспективных и годовых планах ТОиР и необходимых для их выполнения финансовых ресурсов, рассмотрение и утверждение перспективных и годовых бюджетов ремонтной деятельности ГЭС;

- координация проведения гидроэлектростанциями конкурентных процедур по выбору подрядных организаций на выполнение работ по ремонту и по выбору организаций - поставщиков материально-технических ресурсов для ТОиР, формирование технических требований к проводимым конкурентным процедурам;

- координация взаимодействия ГЭС с привлеченными к выполнению ТОиР подрядными организациями;

- координация деятельности ГЭС по обеспечению запасными частями и материалами, оборудованием взамен выработавшего ресурс, средствами технологического оснащения ТОиР, включая средства контроля и испытаний, другими необходимыми для ТОиР материально-техническими ресурсами;

- координация разработки, рассмотрение и утверждение перспективных и годовых планов подготовки к ремонтам;

- координация и контроль деятельности ГЭС по выполнению при планировании, подготовке и производстве ТОиР оборудования, зданий и сооружений требований нормативных документов, регламентирующих промышленную и экологическую безопасность, охрану труда и пожарную безопасность;

- оказание необходимого содействия ГЭС в подготовке и обеспечении выполнения сложных сверхтиповых работ по ремонту оборудования, зданий и

сооружений, работ по замене выработавшего ресурс оборудования, его реконструкции, техническом перевооружении, модернизации;

- организация проведения технического аудита для определения технического состояния оборудования, зданий и сооружений ГЭС и оценки по его результатам уровней надежности и рисков эксплуатации с целью уточнения номенклатуры, объемов ремонтных работ и сроков их выполнения;

- организация мониторинга технико-экономических показателей ремонтного обслуживания ГЭС, исследований и анализа полученных результатов, выполняющего при необходимости с привлечением специализированных научных организаций;

- организация анализа информации о повреждениях, отказах и дефектах оборудования, зданий и сооружений, выявляемых при эксплуатации, ТОиР, об их надежности, организация разработки на основе этого анализа соответствующих мероприятий по повышению надежности, в том числе путем модернизации;

- организация выполнения ГЭС мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации гидротехнических сооружений и создание запаса необходимых материалов для ликвидации аварийных ситуаций на гидротехнических сооружениях;

- организация проведения аудита деятельности ГЭС по ТОиР оборудования, зданий и сооружений;

- организация разработки мероприятий по повышению эффективности ТОиР на ГЭС, формирование программы НИОКР на уровне гидрогенерирующей компании по повышению эффективности и организационно-технического уровня ТОиР оборудования, зданий и сооружений ГЭС;

- организация разработки нормативных документов и стандартов генерирующей компании по обеспечению качества ремонтных работ и отремонтированного оборудования, зданий и сооружений ГЭС;

- организация разработки технологических процессов ремонта оборудования ГЭС, типовой технологической документации, разработки и изготовления специальных средств технологического оснащения, включая средства контроля и испытаний;

- взаимодействие с проектными организациями, организациями-разработчиками и предприятиями-изготовителями оборудования, и другими организациями, включая зарубежные, для обеспечения инженерно-технической поддержки ТОиР на ГЭС;

- согласование исходных требований и технических заданий на разработку конструкторской документации и технических условий на поставку оборудования в части обеспечения выполнения требований по ремонтнопригодности и поставке ремонтной документации и специальной технологической оснастки;

- рассмотрение и согласование проектной документации при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении ГЭС в части обеспечения ремонтнопригодности компоновок оборудования, организации и

механизации ремонта, необходимых площадей для раскладки составных частей оборудования при ремонте, ремонтных площадок и т.д.;

- формирование централизованного запаса важнейших узлов и деталей для ремонта оборудования, создание системы управления централизованным запасом, координация их расходования и возобновления запаса;

- формирование централизованного аварийного запаса материально-технических ресурсов для ремонта, создание системы управления аварийным запасом, координация его расходования и пополнения;

- организация обеспечения ГЭС техническими средствами диагностирования, контроля и испытаний;

- организация и координация подготовки и повышения квалификации персонала ремонтных подразделений ГЭС;

Гидроэлектростанция (руководство и структурные подразделения) в пределах функций, предоставленных компанией (организацией), является ответственной за организацию, подготовку и выполнение работ по ТОиР для обеспечения исправного технического состояния оборудования, зданий и сооружений ГЭС, их надежной и безопасной эксплуатации, осуществляя при этом:

- планирование и подготовку ТОиР;

- подготовку и разработку сметно-технической документации для обеспечения ТОиР финансовыми, материальными и трудовыми ресурсами;

- организацию и выполнение необходимых объемов работ по ТОиР, обеспечивающих надежность и эффективность эксплуатации;

- обеспечение качества отремонтированного оборудования, зданий и сооружений, сроки и качество выполненных работ по ТОиР.

Организация производственных процессов ТОиР оборудования, зданий и сооружений на ГЭС должна обеспечивать системное решение задач поддержания основных производственных фондов в исправном состоянии при оптимальных затратах на ТОиР, что достигается путем:

- организации системы управления ТОиР, базирующейся на разделении труда и технической ответственности соответствующих специалистов и работников структурных подразделений ГЭС за планирование, подготовку, производство, финансовое и материально-техническое обеспечение ТОиР и их исполнение;

- создания интегрированной автоматизированной системы управления ТОиР, базирующейся на систематизированном подходе к выполнению работ по ТОиР так, чтобы их выполнение могло быть прослежено и, следовательно, заранее спланировано и всесторонне подготовлено;

- создания системы контроля ТОиР на стадиях планирования, подготовки, обеспечения, исполнения, контроля и анализа полученных результатов.

Для обеспечения поддержания основных производственных фондов в исправном состоянии при оптимальных затратах на ТОиР структурные подразделения ГЭС осуществляют исполнение следующих функций по организации производственного процесса ТОиР:

- систематизированный учет объектов ТОиР на ГЭС (установок, оборудования, зданий, сооружений), количества пусков, наработки и выполняемых на них ремонтных работ;
- планомерный контроль фактического технического состояния объектов ТОиР;
- своевременное и качественное перспективное, годовое и оперативное планирование и подготовку технического обслуживания, капитальных, и текущих ремонтов оборудования, зданий и сооружений, формирование технических требований, номенклатуры и объемов ремонтных работ;
- рациональное сочетание планово-предупредительных ремонтов и ремонтов по техническому состоянию (ремонт по техническому состоянию - ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными в нормативно-технической документации, а объем и момент начала ремонта определяется техническим состоянием оборудования, зданий и сооружений);
- организационное обеспечение финансирования ТОиР;
- обеспечение планомерного и своевременного заказа и поставки материально-технических ресурсов для ТОиР;
- обеспечение необходимых условий для выполнения работ по ТОиР при обязательной тщательной организационно-технической подготовке и необходимом финансовом, материально-техническом и трудовом обеспечении;
- координацию и оперативное управление производством ремонтных работ, контроль качества их выполнения и проведение тестирования ремонтируемого оборудования;
- организацию приемки из ремонта оборудования, зданий и сооружений, оценки качества проведенного ремонта;
- обеспечение документационного оформления проведенного ремонта;
- создание базы данных о выполненных плановых и неплановых ремонтных работах, использованных ресурсах с идентификацией во времени в течение жизненного цикла объекта, сопоставление результатов ремонтных воздействий с понесенными затратами;
- учет и анализ повреждаемости оборудования, зданий и сооружений;
- создание и использование в ремонтной деятельности минимально необходимого и достаточного документооборота, обязательного для применения, как собственным ремонтным персоналом ГЭС, так и привлекаемыми к выполнению ремонтных работ подрядными ремонтными организациями;
- обеспечение производственных процессов ТОиР необходимыми нормативными, техническими, технологическими, организационными документами, обоснованными нормативами и нормами и поддержание их в актуализированном виде;
- обеспечение высокого качества ТОиР;
- анализ и сопоставление полученных результатов ТОиР с понесенными затратами, и выработку организационно-технических мероприятий по

повышению эффективности ТОиР, снижению издержек, повышению надежности и экономичности эксплуатации;

- организацию и обеспечение подготовки и повышения квалификации персонала подразделений ГЭС, участвующих в ТОиР;
- обеспечение промышленной, экологической, пожарной безопасности и охраны труда при ТОиР.

9.2 Нормы и требования к организации производственных процессов технического обслуживания

ТОиР зданий и гидротехнических сооружений предусматривает выполнение комплекса работ, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, направленных на обеспечение исправного состояния зданий и гидротехнических сооружений, надежной и экономичной их эксплуатации.

Комплекс проводимых работ включает:

- техническое обслуживание зданий и гидротехнических сооружений;
- установление оптимальной периодичности проведения текущих и капитальных ремонтов;
- организационно-техническую подготовку ремонтов;
- обеспечение ремонтных работ материально-техническими ресурсами;
- применение прогрессивных форм организации и управления ремонтом;
- применение передовых методов ремонта, комплексной и передовой технологии;
- контроль качества выполняемых работ; анализ технического состояния зданий и гидротехнических сооружений до и после ремонта;
- анализ технико-экономических показателей ремонтной деятельности и разработка мероприятий по улучшению этих показателей.

Техническое обслуживание зданий и гидротехнических сооружений предусматривает выполнение комплекса мероприятий по инженерному надзору и контролю за исправным состоянием зданий и гидротехнических сооружений, их инженерных систем и промплощадки, своевременному устранению отдельных дефектов и выполнению мелких разовых ремонтных работ.

Нормы и требования по организации технического обслуживания зданий и гидротехнических сооружений установлены в СТО 70238424.27.140.015-2008, СТО 70238424.27.140.003-2008 и СТО 70238424.27.140.016-2008.

На каждой гидроэлектростанции:

- устанавливается состав работ по техническому обслуживанию и периодичность их выполнения по каждому зданию и гидротехническому сооружению в соответствии с 6.2.2 и с учетом местных условий;
- назначаются ответственные исполнители по техническому обслуживанию по каждому зданию и гидротехническому сооружению, вводится

система контроля со стороны ответственных исполнителей за устранением дефектов на закрепленных за ними зданиях и гидротехнических сооружениях.

Для учета работ по техническому обслуживанию ведется журнал технического обслуживания, на каждое здание и гидротехническое сооружение, в который заносятся записи о всех выполненных работах и исполнителях. Журнал технического обслуживания является основным документом, характеризующим состояние эксплуатируемых объектов. Сведения, помещенные в журнале, должны отражать техническое состояние зданий и гидротехнического сооружения на данный период времени, а также о начале его эксплуатации, служить исходными данными при составлении ведомостей (описей) объемов работ.

Своевременность проведения и выполненный объем работ по техническому обслуживанию, а также ведение журналов технического обслуживания постоянно контролируются службой, группой или смотрителем зданий и гидротехнических сооружений гидроэлектростанции.

Система ремонта представляет собой совокупность организационных и технических мероприятий по установлению технического состояния зданий и гидротехнических сооружений, проведению ремонтов конструктивных элементов и инженерного оборудования зданий и гидротехнических сооружений с определенной периодичностью с целью обеспечения исправного состояния зданий и гидротехнических сооружений, надежной и экономичной их эксплуатации, предупреждения их преждевременного износа.

Ремонт зданий и гидротехнических сооружений подразделяется на текущий и капитальный.

Текущий ремонт является основой нормальной эксплуатации и предусматривает выполнение работ по систематическому и своевременному предохранению и защите частей зданий и гидросооружений и инженерного оборудования от преждевременного износа путем устранения мелких повреждений и неисправностей.

К капитальному ремонту зданий и гидротехнических сооружений относятся работы по смене изношенных конструкций и деталей зданий и гидротехнических сооружений или замена их на более прочные и экономичные, за исключением полной смены или замены основных конструкций, срок службы которых в зданиях и гидротехнических сооружениях является наибольшим.

Капитальный ремонт зданий и строений при проведении которого затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности этих объектов должен производиться в соответствии с нормами Градостроительного кодекса РФ от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ.

Капитальный ремонт гидротехнических сооружений должен производиться в соответствии с нормами Федерального закона РФ от 21 июля 1997 г. № 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений».

Капитальный ремонт установленных в зданиях и на сооружениях объектов, которые могут быть идентифицированы как опасные производственные объекты, должен производиться в соответствии с нормами

Федерального закона РФ от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Планирование ремонта зданий и гидротехнических сооружений включает в себя разработку:

- перспективных планов ремонта основных зданий и гидротехнических сооружений гидроэлектростанции;
- годовых планов ремонта зданий и гидротехнических сооружений гидроэлектростанции.

Перспективные и годовые планы ремонта зданий и гидротехнических сооружений гидроэлектростанции разрабатывают в сроки, аналогичные срокам разработки перспективных и годовых планов ремонта оборудования.

Годовые и месячные графики ремонтов зданий и гидротехнических сооружений гидроэлектростанций должны быть согласованы в установленном порядке с системным оператором в случае необходимости снижения в период ремонта располагаемой мощности гидроэлектростанции.

Перспективный план капитального ремонта зданий и гидротехнических сооружений разрабатывается компанией (организацией) на 5 лет на основании проектов перспективных планов, представляемых гидроэлектростанциями, и служит основанием для разработки проектно-сметной документации, планирования трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Гильмурского гидроузла на реке Гиллой, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 134 МВт и среднемноголетняя выработка 554 млн. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 43,6 м;
- расчетный – 34,8 м;
- минимальный – 30,4 м;

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛД50-В и ПЛ50-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛД50-В60-425. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 166,7 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-733/190-88 с номинальной активной мощностью 40,0 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (3 одиночных блока, 4 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-80000/110, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-630/10, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-95/16.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной с водосбросами совмещенного типа. В состав сооружения входят:

- левобережная глухая бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- КРУЭ-110 кВ;
- Здание административно-технического персонала.

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.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 111 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,29 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 39765 руб./кВт.

Таким образом строительство Гильмурского 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.cztt.ru/main.html>
23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
24. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
25. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
28. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.

29. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
30. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
31. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
32. Постановление Правительства Российской Федерации «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс]: постановление правительства от 02.11.2013 №986 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
33. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
34. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
35. Справочник по гидравлическим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
36. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
37. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
39. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
40. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
41. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117-ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчёты

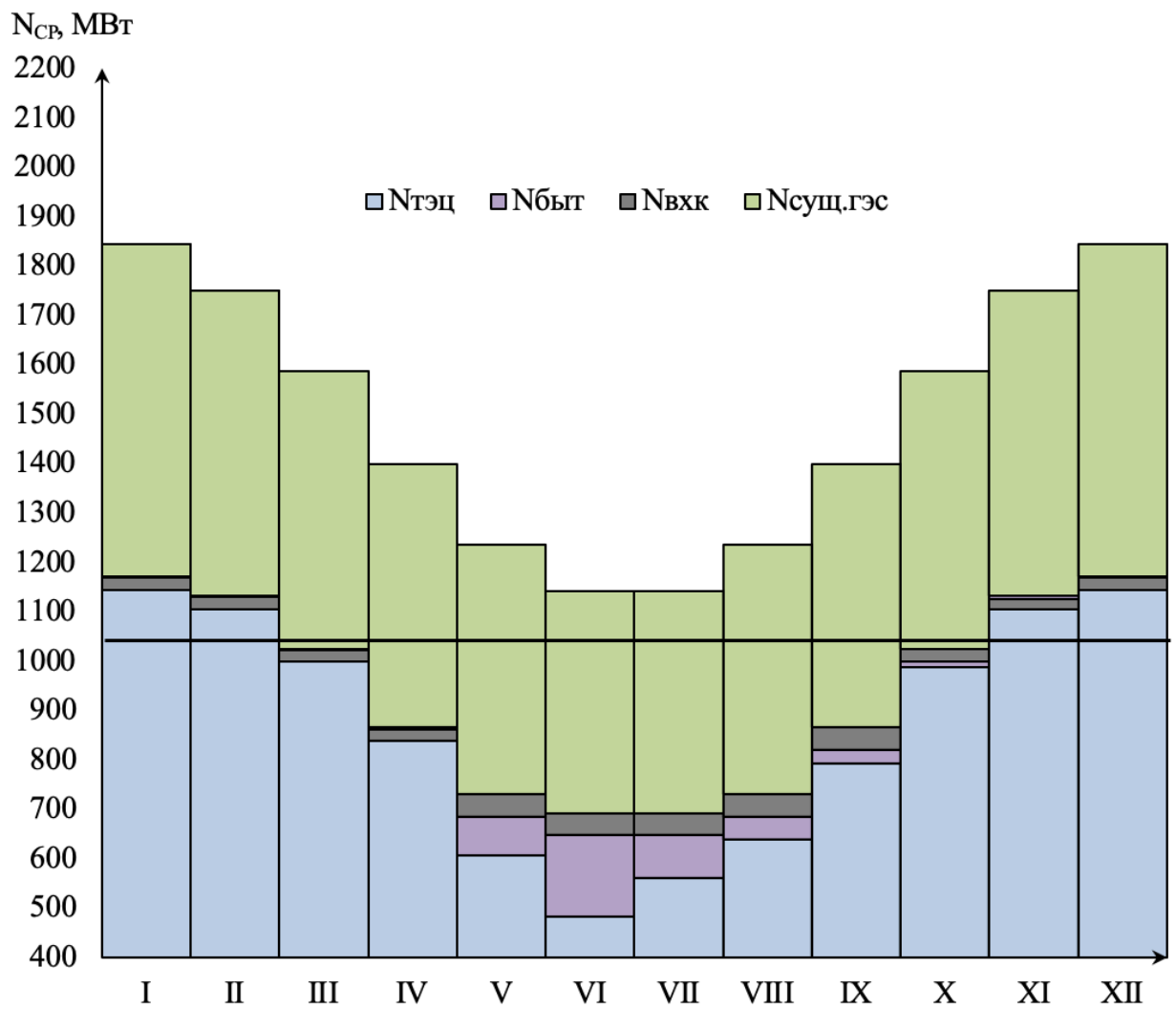


Рисунок А.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	$Q_{п.быт},$ м ³ /с	$Q_{вдхр},$ м ³ /с	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$Q_{ВХК},$ м ³ /с	$Q_{х.сб},$ м ³ /с	$Q_{нб},$ м ³ /с	$V_{в-ща},$ км ³			$Z_{вб},$ м			$Z_{нб},$ м	$H,$ м	$N_{ГЭС},$ МВт	$N_{гар},$ МВт
							$V_{нач}$	ΔV	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$				
XI	19	184	203	70	0	204	6,770	0,48	6,29	550,00	548,49	549,24	506,88	41,60	75	75
XII	7	322	329	70	0	330	6,29	0,86	5,43	548,49	545,54	547,01	507,70	39,31	115	115
I	2	358	360	70	0	361	5,43	0,96	4,47	545,54	541,98	543,76	507,87	35,89	115	115
II	5	246	251	70	0	252	4,47	0,60	3,88	541,98	539,57	540,77	507,22	33,56	75	75
III	6	63	69	70	0	70	3,88	0,17	3,71	539,57	538,84	539,21	505,78	33,43	21	ВХК
IV	14	55	69	70	0	70	3,71	0,14	3,57	538,84	538,21	538,53	505,71	32,82	20	ВХК
V	329	-210	119	120	0	120	3,57	-0,56	4,13	538,21	540,61	539,41	506,12	33,29	35	ВХК
VI	567	-448	119	120	0	120	4,13	-1,16	5,29	540,61	545,03	542,82	506,12	36,70	39	ВХК
VII	352	-233	119	120	0	120	5,29	-0,62	5,91	545,03	547,22	546,12	506,12	40,00	42	ВХК
VIII	241	-122	119	120	0	120	5,91	-0,33	6,24	547,22	548,31	547,76	506,12	41,65	44	ВХК
IX	189	-70	119	120	0	120	6,24	-0,18	6,42	548,31	548,90	548,61	506,12	42,49	45	ВХК
X	95	-26	69	70	0	70	6,42	-0,07	6,49	548,90	549,13	549,02	505,78	43,24	27	ВХК

Таблица А.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	$Q_{п.быт},$ м ³ /с	$Q_{вдхр},$ м ³ /с	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$Q_{ВХК},$ м ³ /с	$Q_{х.сб},$ м ³ /с	$Q_{нб},$ м ³ /с	$V_{в-ща},$ км ³			$Z_{вб},$ м			$Z_{нб},$ м	$H,$ м	$N_{ГЭС},$ МВт	$N_{гар},$ МВт
							$V_{нач}$	ΔV	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$				
XI	19	162	181	70	0	182	6,77	0,42	6,35	550,00	548,67	549,33	506,72	41,94	68	68
XII	7	298	305	70	0	306	6,35	0,80	5,55	548,67	545,96	547,31	507,56	39,75	108	108
I	2	329	331	70	0	332	5,55	0,88	4,67	545,96	542,74	544,35	507,71	36,64	108	108
II	5	214	219	70	0	220	4,67	0,52	4,15	542,74	540,71	541,73	507,00	34,73	68	68
III	6	63	69	70	0	70	4,15	0,17	3,99	540,71	540,02	540,36	505,78	34,59	21	ВХК
IV	14	55	69	70	0	70	3,99	0,14	3,84	540,02	539,42	539,72	505,71	34,01	21	ВХК
V	329	-210	119	120	0	120	3,84	-0,56	4,41	539,42	541,71	540,57	506,12	34,45	36	ВХК
VI	567	-448	119	120	0	120	4,41	-1,16	5,57	541,71	546,01	543,86	506,12	37,74	40	ВХК
VII	352	-233	119	120	0	120	5,57	-0,62	6,19	546,01	548,14	547,08	506,12	40,96	43	ВХК
VIII	241	-122	119	120	0	120	6,19	-0,33	6,52	548,14	549,21	548,68	506,12	42,56	45	ВХК
IX	189	-70	119	120	0	120	6,52	-0,18	6,70	549,21	549,78	549,49	506,12	43,38	46	ВХК
X	95	-26	69	70	0	70	6,70	-0,07	6,77	549,78	550,00	549,89	505,78	44,11	27	ВХК

Продолжение приложения А

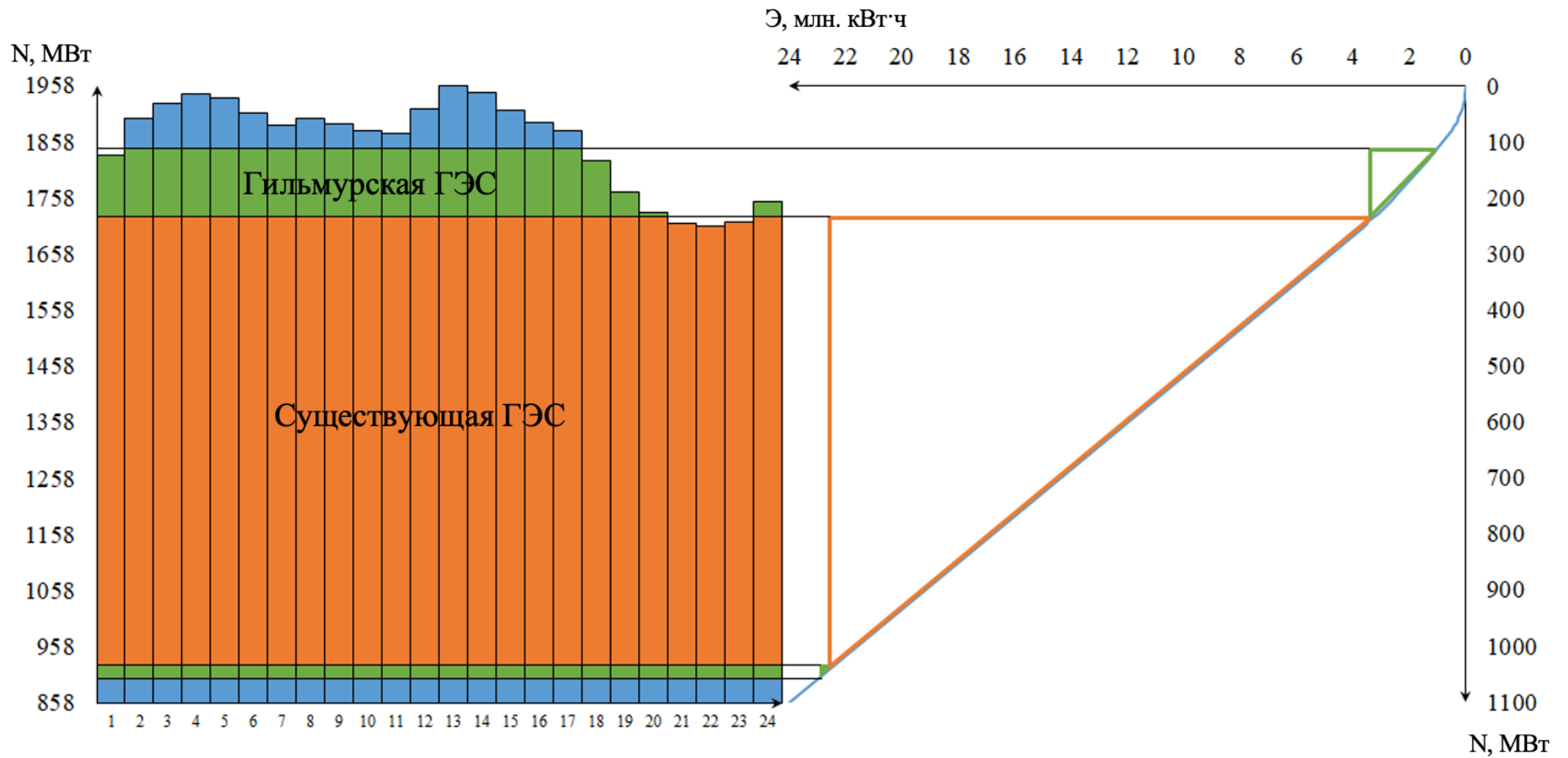


Рисунок А.2 – Суточный график нагрузки января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

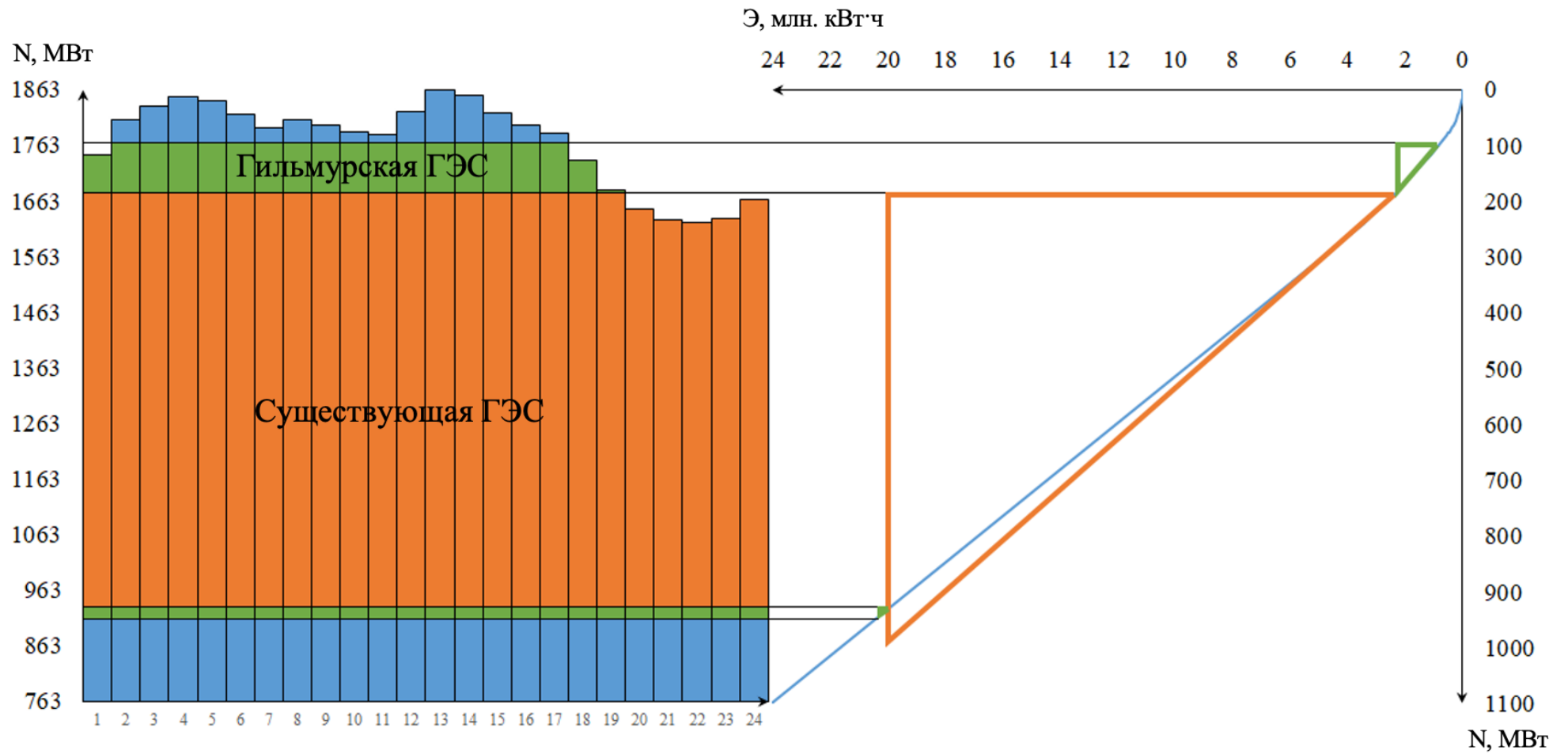


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки февраля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

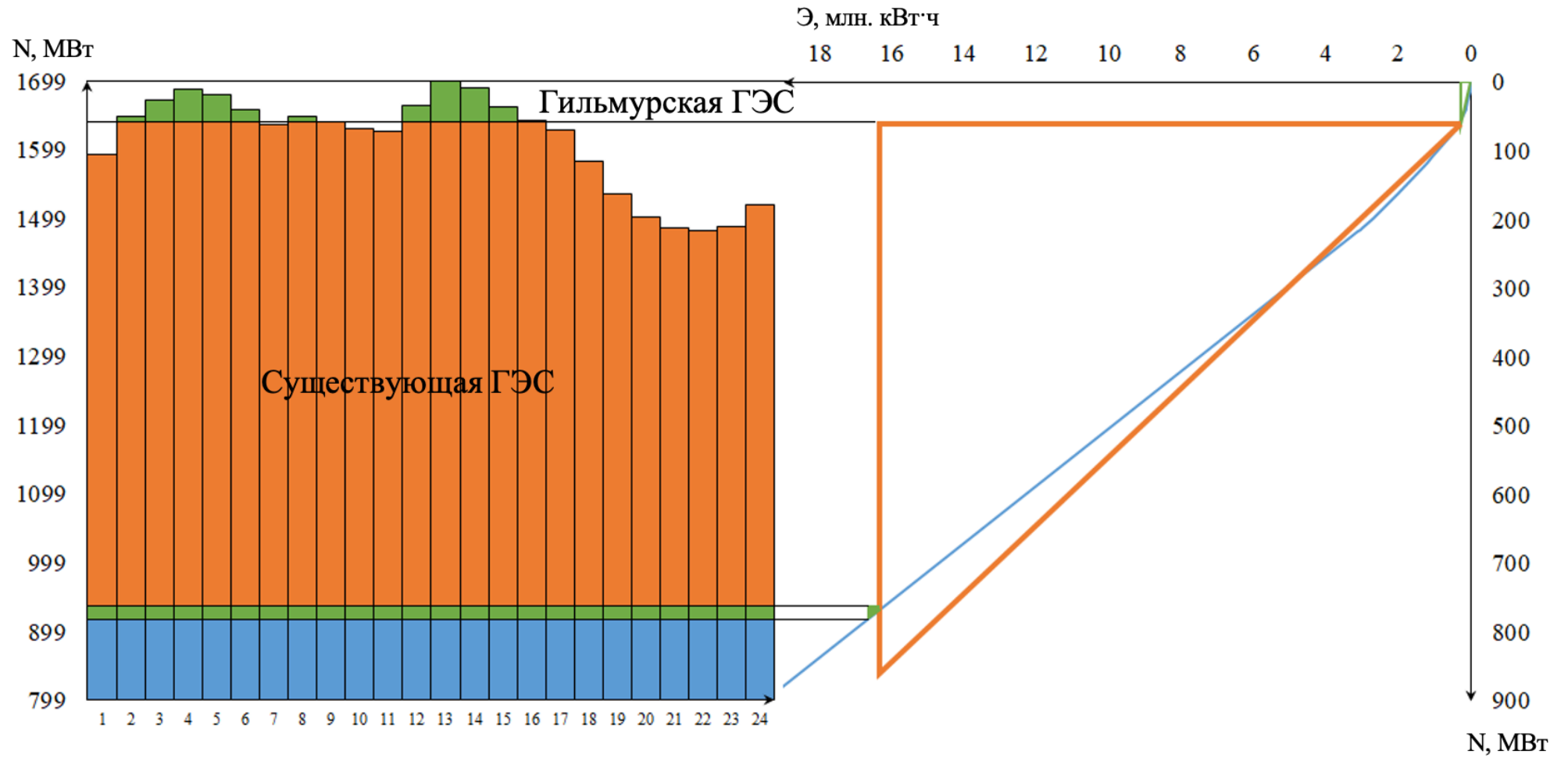


Рисунок А.4 – Суточный график нагрузки марта, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

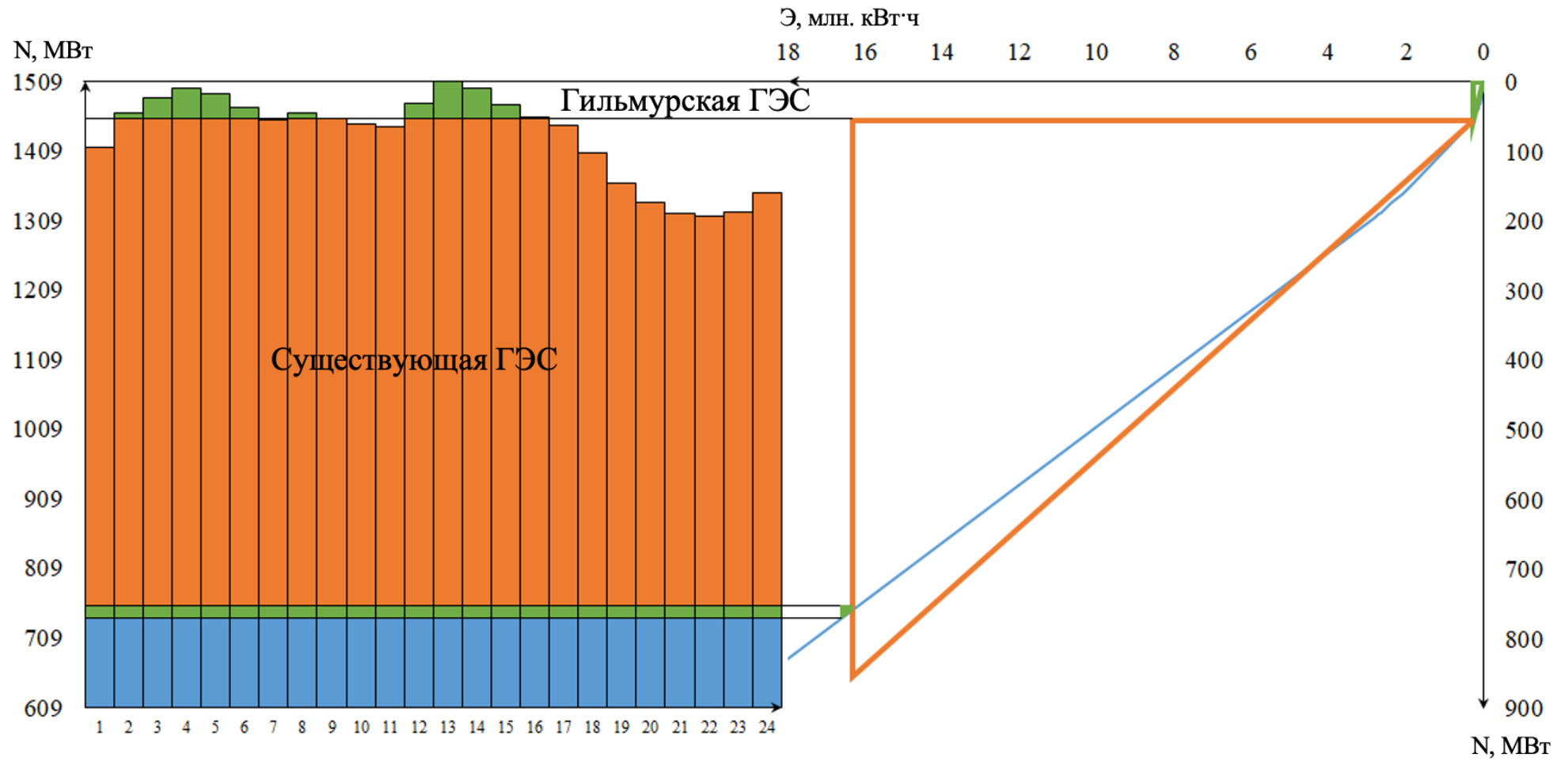


Рисунок А.5 – Суточный график нагрузки апреля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

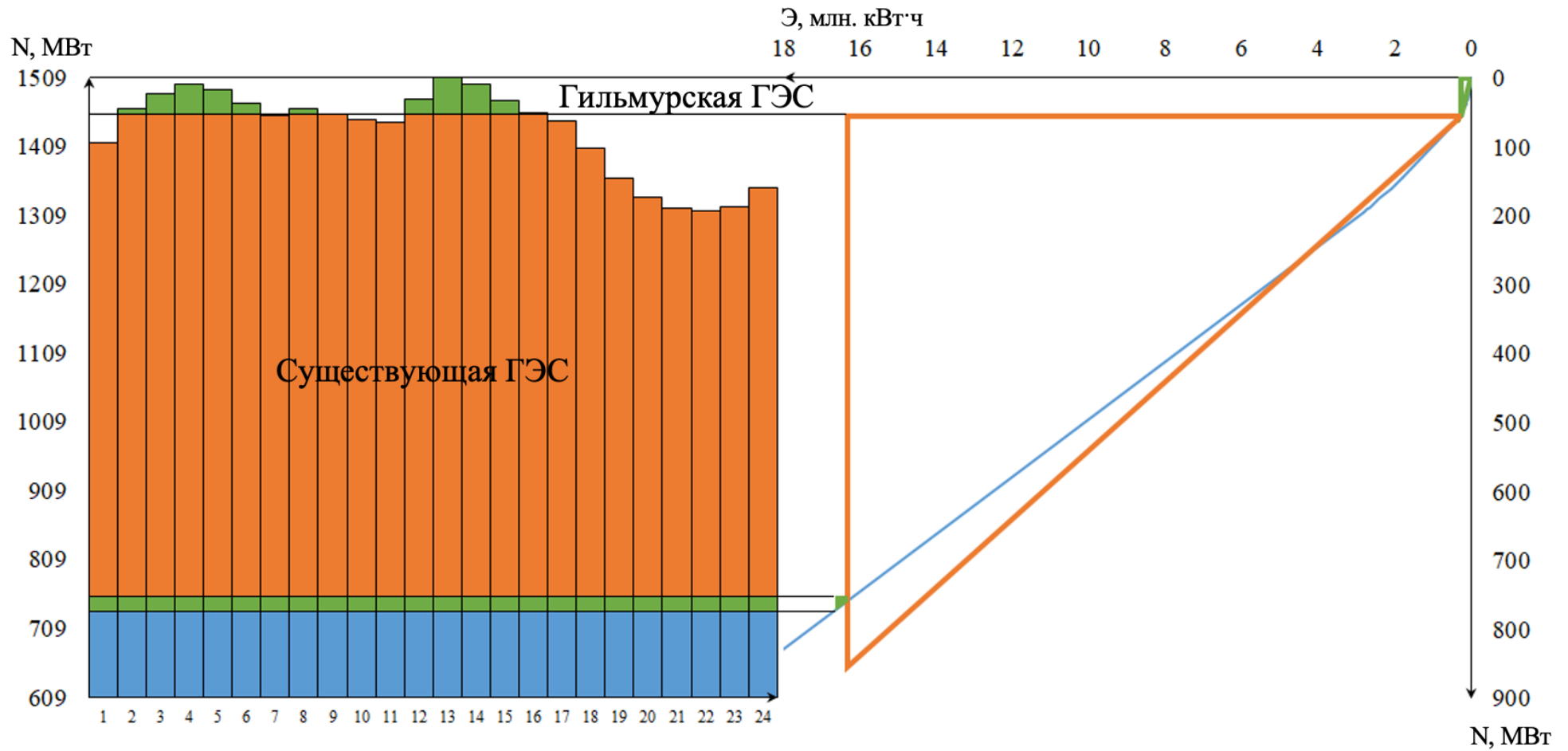


Рисунок А.6 – Суточный график нагрузки мая, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

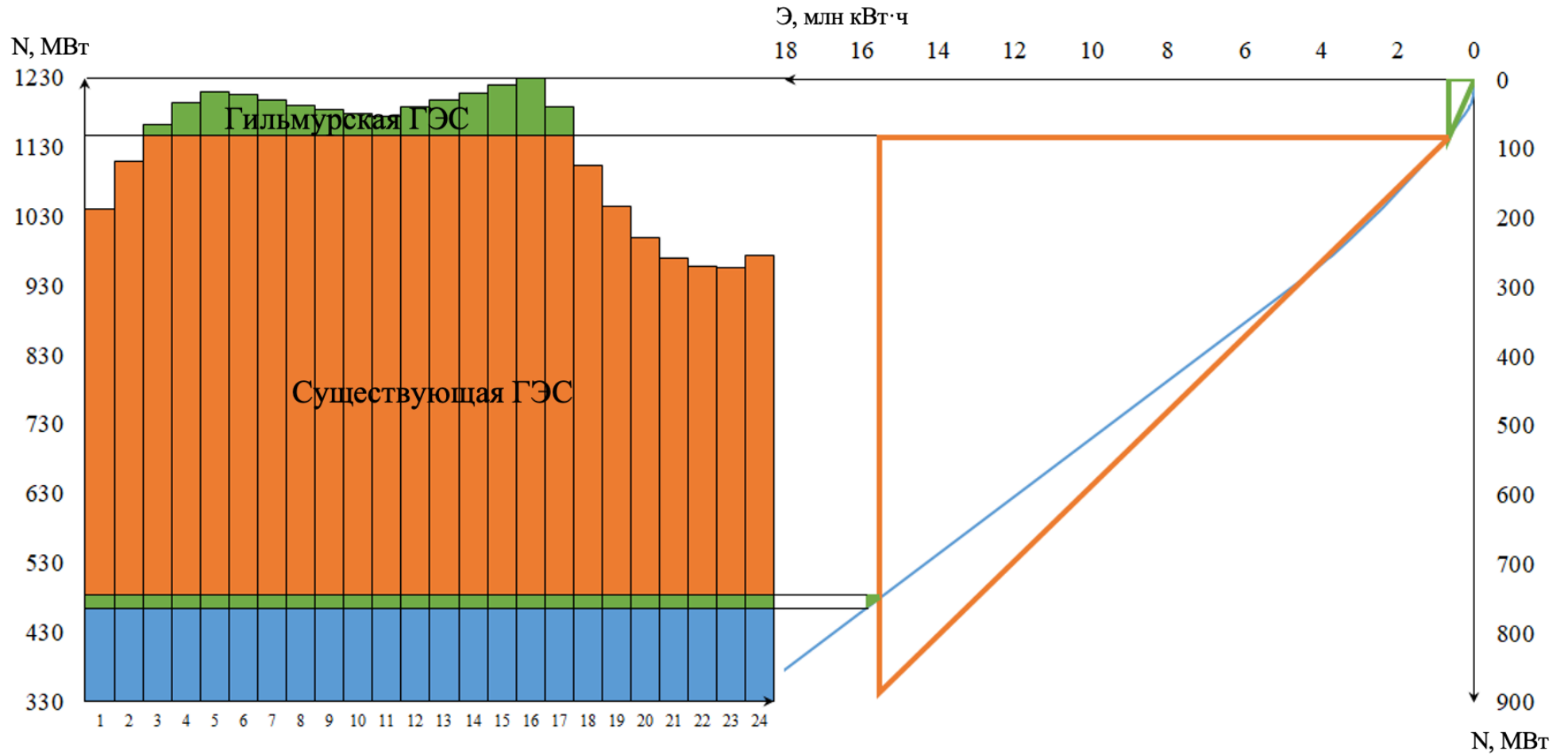


Рисунок А.7 – Суточный график нагрузки июня, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

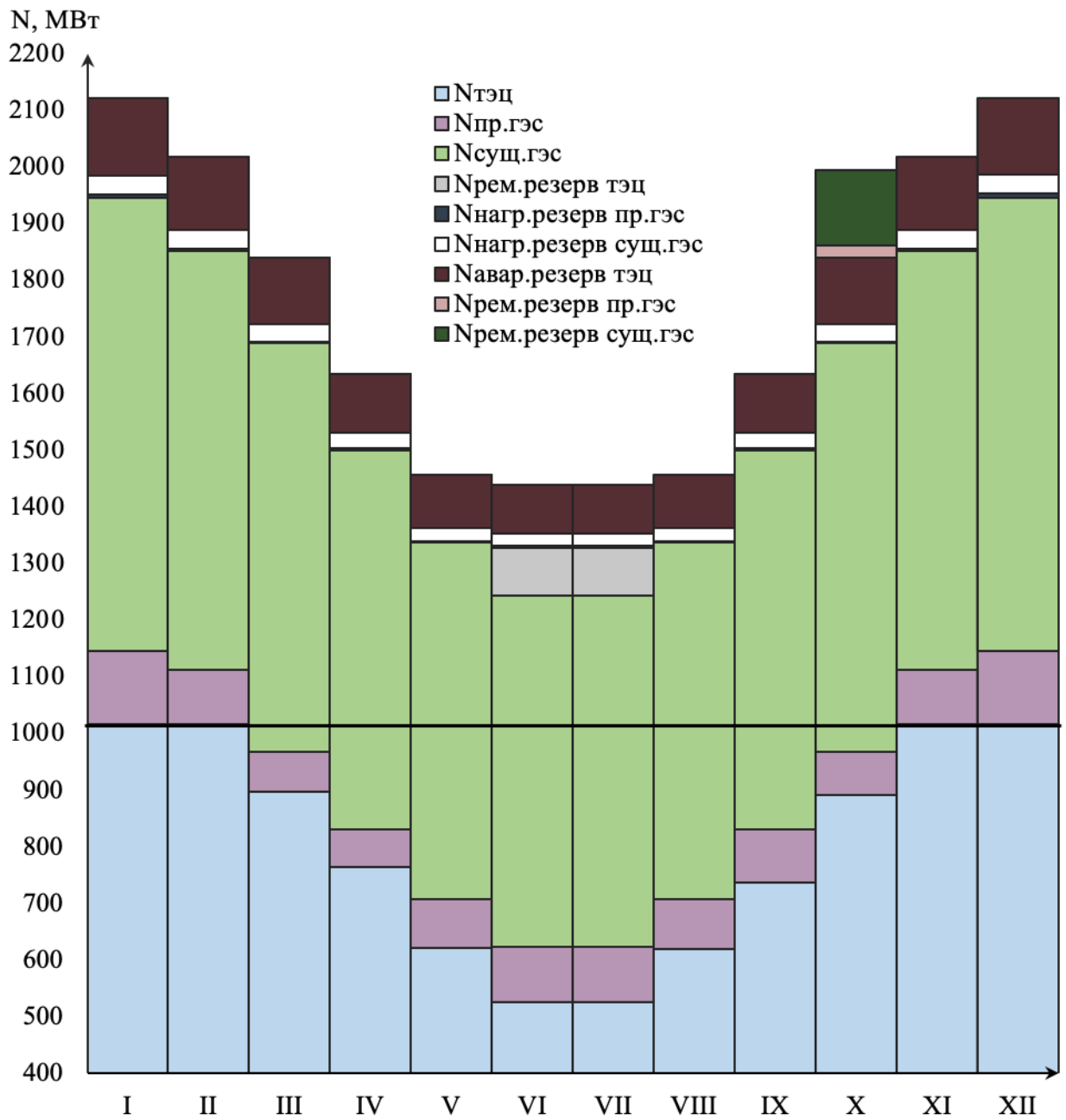


Рисунок А.8 – Баланс мощности

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году

Месяц	$Q_{п.быт},$ м ³ /с	$Q_{вдхр},$ м ³ /с	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$Q_{ВХК},$ м ³ /с	$Q_{х.сб},$ м ³ /с	$Q_{нб},$ м ³ /с	$V_{в-ща},$ км ³			$Z_{вб},$ м			$Z_{нб},$ м	$H,$ м	$N_{ГЭС},$ МВт	$N_{гар},$ МВт	Э, млн. кВт · ч
							$V_{нач}$	ΔV	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$					
XI	34	147	181	70	0	182	6,77	0,38	6,39	550,00	548,80	549,40	506,72	42,08	68	48744,11	182
XII	10	293	303	70	0	304	6,39	0,79	5,60	548,80	546,14	547,47	507,55	39,92	108	80202,87	304
I	4	325	329	70	0	330	5,60	0,87	4,73	546,14	542,98	544,56	507,70	36,86	108	80203,03	330
II	7	210	217	70	0	218	4,73	0,51	4,23	542,98	541,00	541,99	506,99	35,00	68	45494,03	218
III	11	78	89	70	0	90	4,23	0,21	4,02	541,00	540,15	540,57	505,96	34,62	27	20399,51	90
IV	23	67	90	70	0	91	4,02	0,17	3,84	540,15	539,42	539,78	505,89	33,90	27	19549,78	91
V	389	-210	179	120	0	180	3,84	-0,56	4,41	539,42	541,71	540,57	506,57	34,00	54	40299,09	180
VI	652	-463	189	120	0	190	4,41	-1,20	5,61	541,71	546,15	543,93	506,64	37,29	63	45167,13	190
VII	492	-243	249	120	0	250	5,61	-0,65	6,26	546,15	548,36	547,25	507,03	40,22	89	66313,59	250
VIII	274	-100	174	120	0	175	6,26	-0,27	6,52	548,36	549,23	548,80	506,53	42,26	65	48695,83	175
IX	205	-71	134	120	0	135	6,52	-0,18	6,71	549,23	549,81	549,52	506,23	43,29	52	37167,73	135
X	98	-23	75	70	0	76	6,71	-0,06	6,77	549,81	550,00	549,91	505,83	44,07	29	21887,95	76

Окончание приложения А

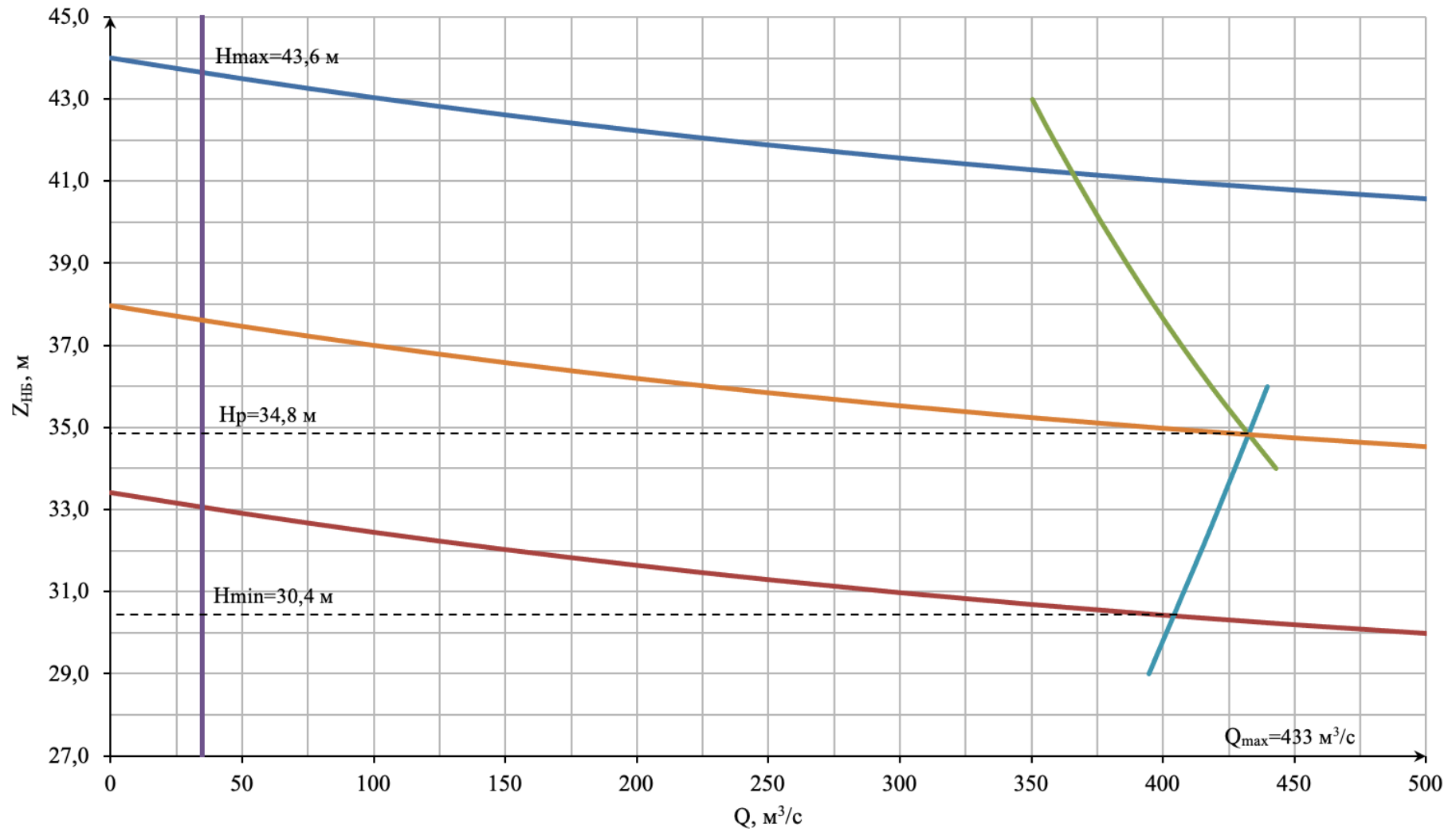


Рисунок А.9 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

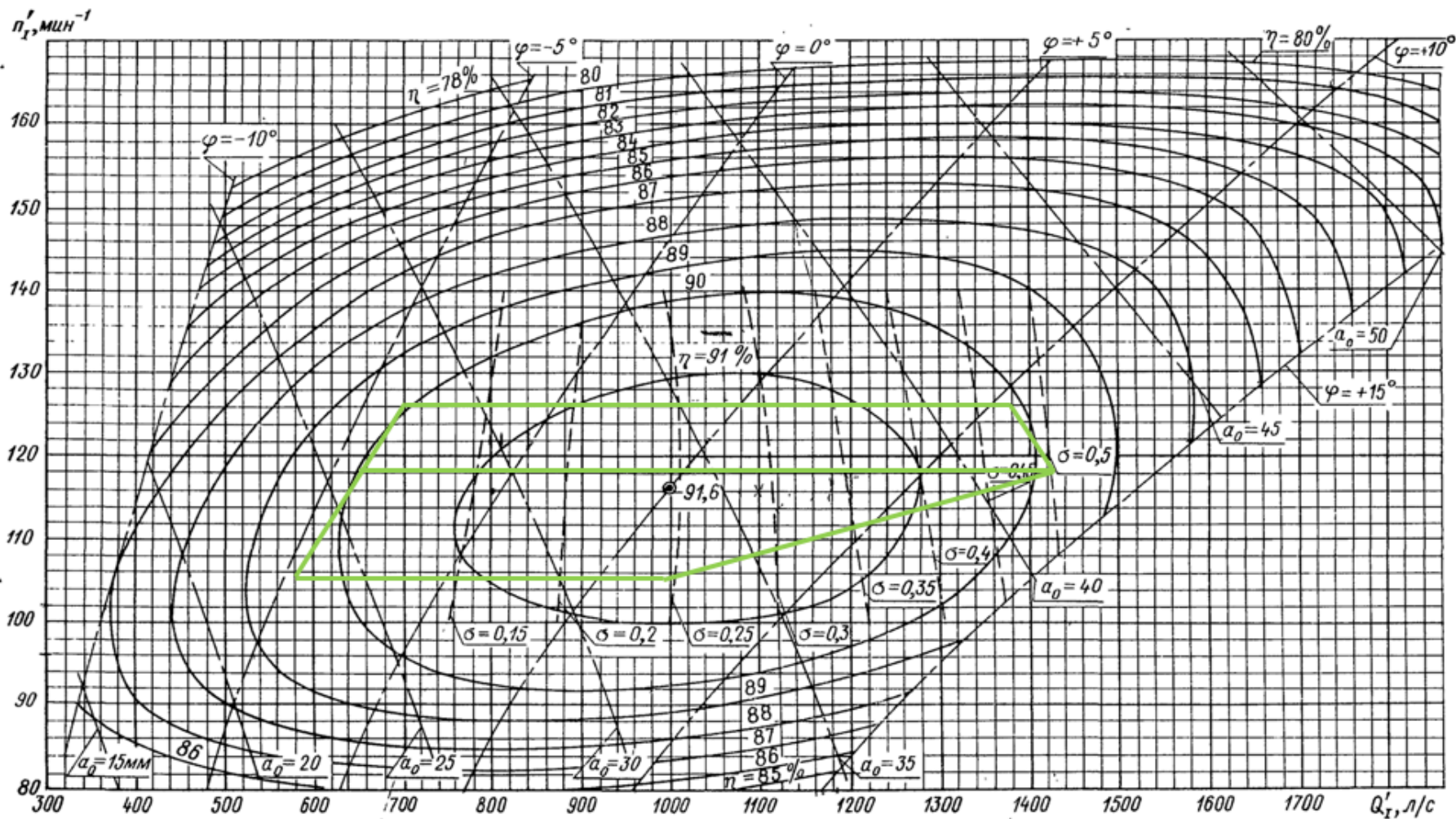


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ50-В-425

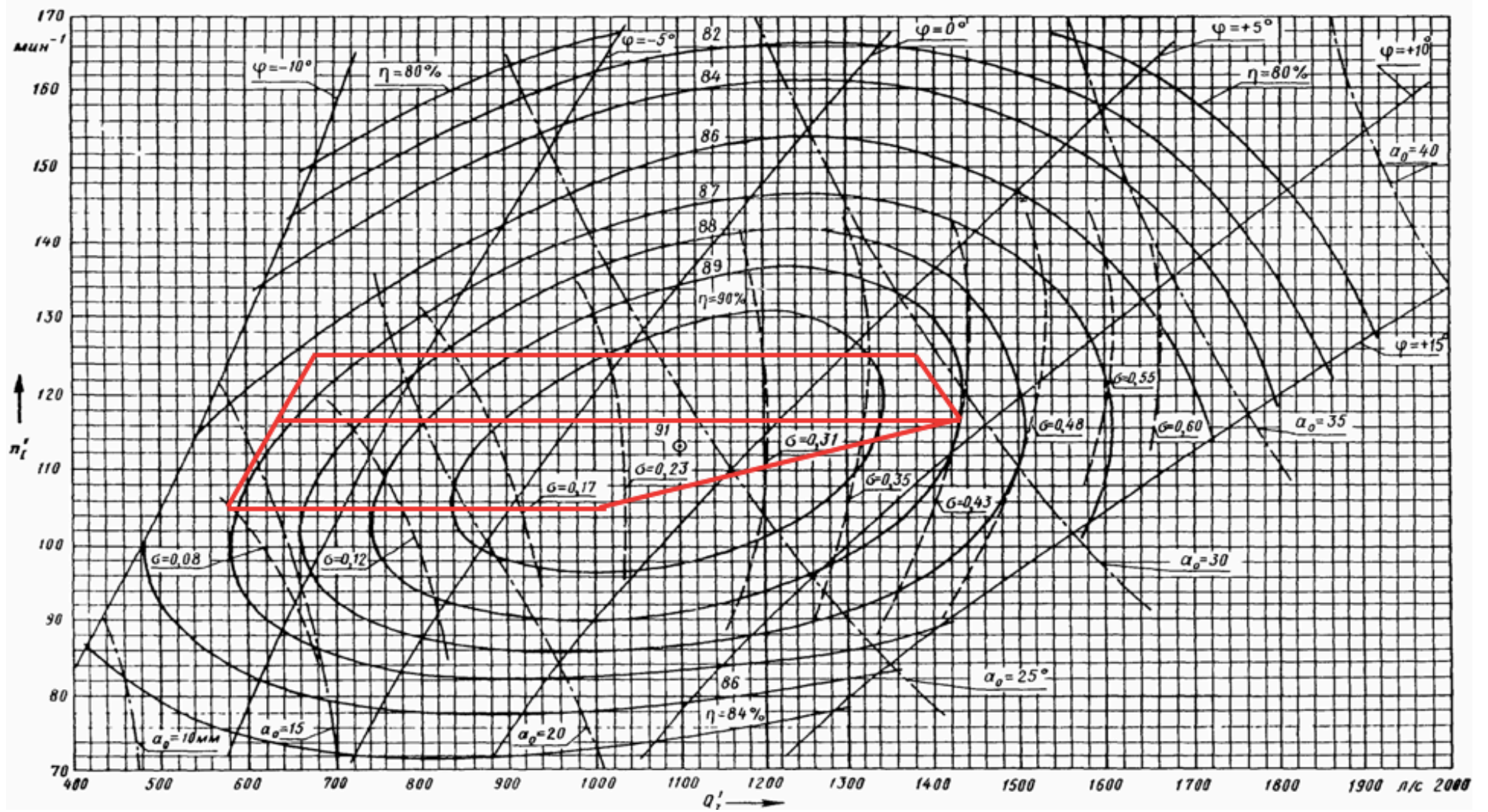


Рисунок Б.2 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД50-В60-425

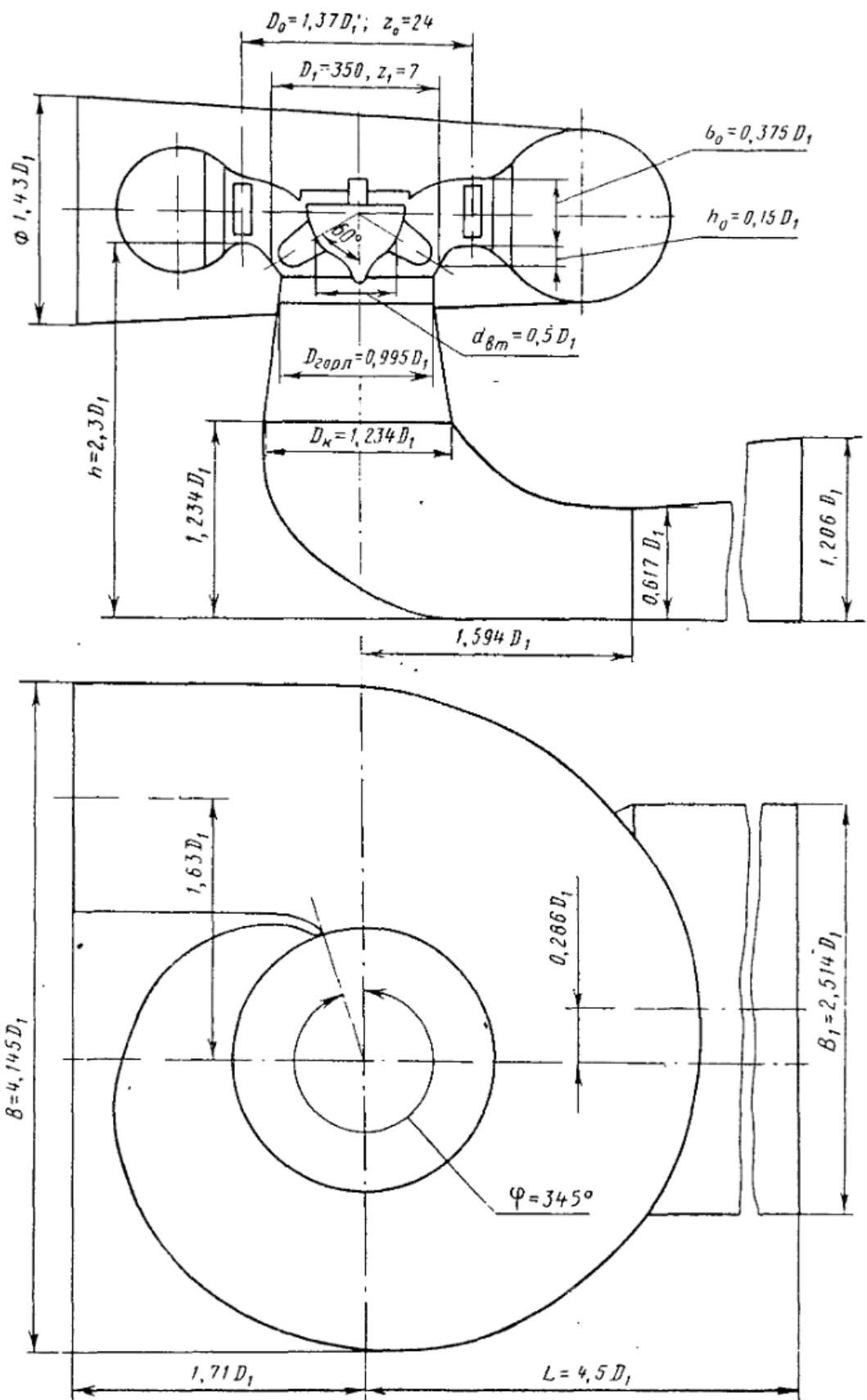


Рисунок Б.3 – Проточная часть гидротурбины ПЛД50-В60

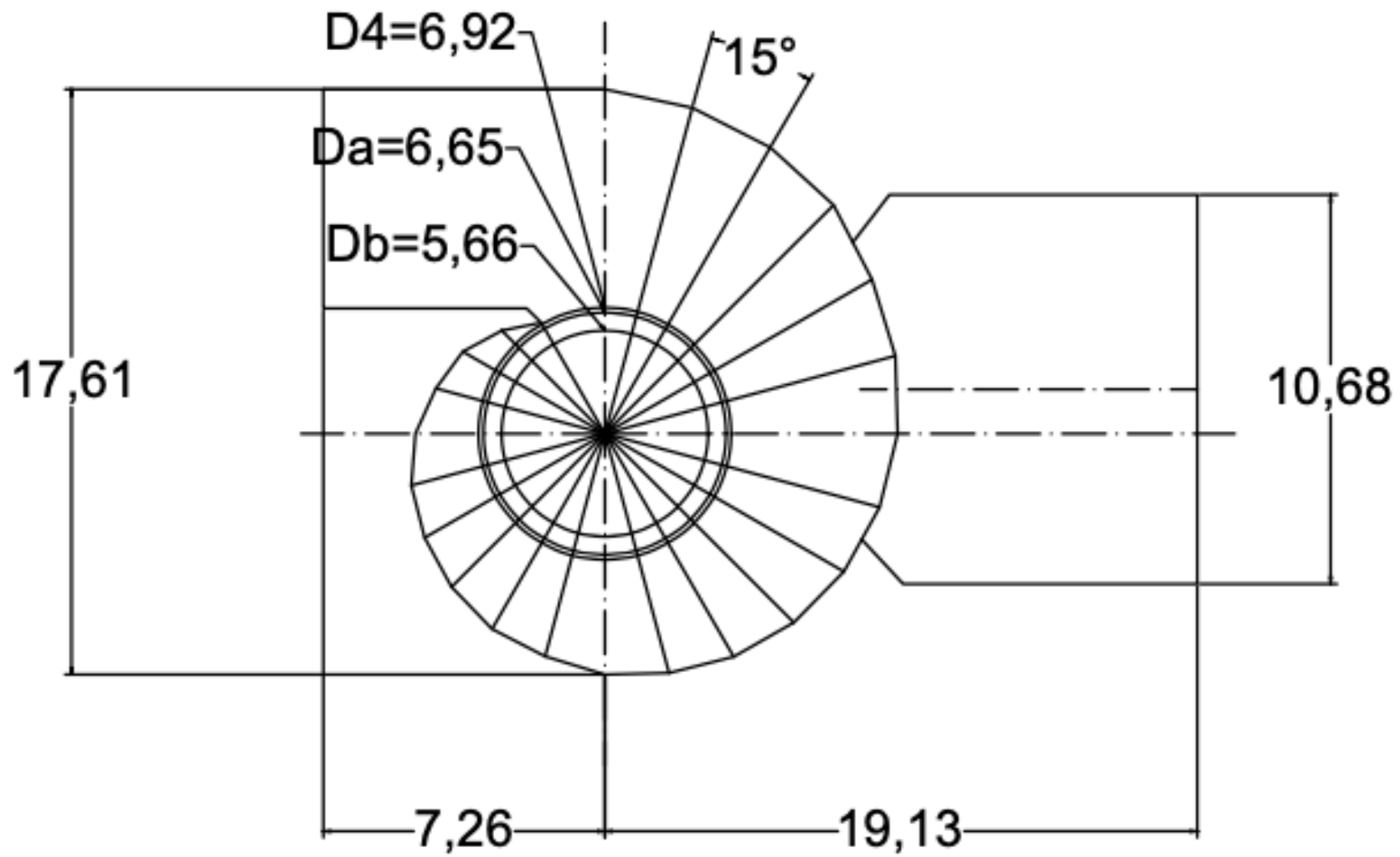


Рисунок Б.4 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Технико-экономические показатели



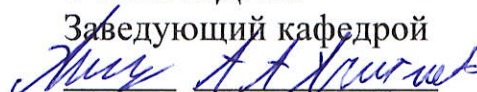
Рисунок В.1 – Укрупнённые этапы реализации проекта

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

«18» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИЛЬМУРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГИЛЮЙ.
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ
ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС
тема

Руководитель  17.06.21
подпись, дата

Начальник

Оперативной службы
должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник

 17.06.21
подпись, дата

Р.И. Мисиров
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021