

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  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись.                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАТУНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ.  
ОБСЛУЖИВАНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

ведущий инженер ПТС

А.В. Янов

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

В.С. Воронков

Саяногорск; Черёмушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь. Обслуживание силовых трансформаторов».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность

\_\_\_\_\_

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 КАТУНСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Общая часть .....	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 Энерго-экономическая характеристика района .....	14
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 .....	20
2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями .....	22
2.5 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	23
2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году ..	25
2.7 Определение рабочих мощностей .....	30
2.8 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования. Определение установленной мощности ГЭС. Баланс мощностей .....	31
2.9 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году .....	32
2.10 Построение режимного поля .....	36
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	38
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам .....	38
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины .....	38
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	38
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	41
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	43
3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры .....	43
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	45
3.5.1 Расчёт вала на прочность .....	45
3.5.2 Расчёт подшипника .....	46
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	47
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора .....	47
4 Электрическая часть .....	49
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	49
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	50
4.2.1 Выбор синхронных генераторов .....	50

4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	50
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком .....	51
4.2.4	Выбор трансформатор собственных нужд .....	52
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ .....	53
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР .....	54
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	55
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов .....	56
4.6.1	Расчёт исходных данных .....	56
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	57
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов .....	58
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ .....	59
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	59
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	60
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети .....	60
4.9	Выбор параметров ОРУ .....	61
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора .....	62
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	62
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор .....	63
5.3	Расчёт номинальных токов .....	64
5.4	Описание защит и расчет их уставок .....	64
5.4.1	Продольная дифференциальная защита .....	64
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора гидрогенератора ( $U_N$ ( $U_0$ )).....	67
5.4.3	Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ ) .....	70
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	70
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	74
5.4.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$ , $Z_2 <$ .....	76
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	78
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	80
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	80
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	83
6.1	Назначение класса ГТС .....	83
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта .....	83
6.2.1	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	83
6.2.2	Гидравлические расчеты .....	85
6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	85
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	86

6.2.2.3. Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	87
6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани.....	88
6.2.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	89
6.2.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	90
6.2.3 Расчет глубинных водовыпусков .....	92
6.3 Конструирование плотины.....	93
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины .....	93
6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами.....	93
6.3.3 Быки.....	94
6.3.4 Устои .....	94
6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин .....	94
6.3.6 Галереи в теле плотины.....	94
6.4 Противофильтрационные устройства в основании .....	95
6.5 Определение основных нагрузок на плотину .....	96
6.5.1 Вес сооружения .....	96
6.5.2 Сила гидростатического давления воды.....	97
6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления .....	97
6.5.4 Волновое воздействие .....	97
6.5.5 Сила фильтрационного давления .....	98
6.5.6 Давление грунта .....	98
6.6 Оценка прочности плотины .....	99
6.7 Критерии прочности плотины и её основания.....	101
6.8 Обоснование устойчивости плотины.....	102
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	104
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	104
7.2 Охрана труда.....	104
7.2.1 Общие положения .....	104
7.2.2 Требования к персоналу .....	106
7.3 Пожарная безопасность .....	107
7.4 Мероприятия по охране окружающей среды.....	109
7.4.1 Общие сведения о районе строительства .....	109
7.4.2 Охрана окружающей среды в период строительства.....	111
7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	114
7.4.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации.....	115
8 Технико-экономическое обоснование .....	116
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	116
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии .....	116
8.3 Налоговые расходы.....	119
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ....	119
8.5 Оценка инвестиционного проекта.....	121
8.5.1 Методология и исходные данные.....	121
8.5.2 Показатели коммерческой эффективности .....	121
8.5.3 Показатели бюджетной эффективности .....	122
9 Обслуживание силовых трансформаторов.....	125

9.2 Осмотр силовых трансформаторов .....	126
9.3 Параллельная работа силовых трансформаторов .....	127
9.4 Техническое обслуживание силовых трансформаторов .....	128
9.4.1 Контроль системы охлаждения силовых трансформаторов .....	128
9.4.2 Вибрационный контроль силовых трансформаторов .....	129
9.4.3 Включение и отключение силового трансформатора в зимнее время года .....	130
9.4.4 Эксплуатация трансформаторного масла трансформаторов .....	131
9.4.5 Мероприятия по оперативно-техническому обслуживанию силовых трансформаторов .....	132
9.4.6 Включение силового трансформатора в сеть .....	134
9.4.7 Ремонт силовых трансформаторов .....	135
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	138
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчёты .....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование .....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ В Компоновка и сооружения гидроузла .....	157
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Техничко-экономические показатели .....	158

## 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 значительное место в современных энергосистемах, выполняют основную функцию регулирования их параметров в нестабильных режимах, а также покрывают пиковые части графиков нагрузки.

Электрическая энергия проектируемой ГЭС в республике Алтай пойдет на строительство туристических баз, запланированных в регионе, которые нужно будет снабжать электроэнергией.

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

Гидротехнические сооружения Катунской ГЭС должны обеспечивать безопасную эксплуатацию электростанции во всех расчетных режимах, определяемых с учетом класса ГТС ГЭС.

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

## 2 Водно-энергетические расчёты

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

При выборе установленной мощности ГЭС и расчета выработки необходимо прежде всего определить маловодный год и средневодный год, исходя из представленного гидрологического ряда за 50 лет наблюдений для реки Катунь за 1932-1981 гг.

Перед определением необходимо разделить каждый год на половодный и меженный периоды. Примем, что к половодному периоду относятся месяцы, расходы которых больше или равны среднегодовому расходу. Половодье пришлось на период с мая по август, а остальные месяцы года приходятся на межень.

Далее ранжируем среднегодовые расходы по убыванию и находим соответствующую обеспеченность по формуле:

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

где  $m$  – порядковый номер года;  $n$  – количество лет в гидрологическом ряду. Таким образом, маловодный год с обеспеченностью  $P=90\%$  – 1963г., а средневодный с  $P=50\%$  – 1949г.

Полученные результаты представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Среднегодовой расход, расход межени и половодья

$m$	$P, \%$	$Q_{\text{ср. год.}}, \text{М}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{меж.}}, \text{М}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{пол.}}, \text{М}^3/\text{с}$	Годы
1	2	663	1969	307	1946	1500	1969
2	4	642	1938	300	1938	1327	1938
3	6	586	1958	278	1961	1272	1958
4	8	569	1946	259	1941	1184	1966
5	10	529	1947	245	1969	1167	1952
6	12	528	1961	244	1977	1149	1947
7	14	522	1966	243	1958	1094	1973
8	16	519	1941	239	1965	1091	1946
9	18	515	1952	226	1970	1086	1960
10	20	508	1960	222	1932	1061	1955
11	22	504	1973	221	1967	1047	1936
12	24	496	1955	220	1960	1044	1937
13	25	485	1937	219	1947	1040	1941
14	27	478	1936	219	1957	1028	1961
15	29	466	1970	<b>218</b>	<b>1979</b>	1026	1971
16	31	465	1971	217	1976	972	1942
17	33	456	1942	217	1940	965	1939



Окончание таблицы 2.1

m	P, %	Q <sub>ср. год.</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>меж.</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>пол.</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы
18	35	454	1977	214	1933	947	1970
19	37	451	1957	214	1955	938	1968
20	39	440	1939	210	1959	919	1950
21	41	437	1959	209	1973	918	1956
22	43	436	1932	208	1934	<b>916</b>	<b>1949</b>
23	45	431	1944	206	1937	915	1957
24	47	429	1940	198	1942	911	1944
25	<b>49</b>	<b>429</b>	<b>1949</b>	197	1972	907	1975
26	<b>51</b>	<b>429</b>	<b>1979</b>	194	1936	890	1959
27	53	427	1934	192	1966	890	1948
28	55	426	1968	191	1944	877	1972
29	57	424	1950	191	1981	874	1977
30	59	424	1972	190	1980	865	1932
31	61	420	1975	189	1952	864	1934
32	63	417	1948	<b>186</b>	<b>1949</b>	860	1943
33	65	415	1956	185	1971	852	1940
34	67	407	1943	184	1962	<b>851</b>	<b>1979</b>
35	69	405	1976	184	1978	835	1935
36	71	403	1980	182	1954	829	1980
37	73	402	1967	181	1943	795	1964
38	75	401	1965	180	1948	780	1976
39	76	388	1935	177	1939	766	1967
40	78	374	1964	177	1950	734	1981
41	80	372	1981	177	1975	727	1962
42	82	365	1962	<b>174</b>	<b>1963</b>	725	1965
43	84	361	1954	171	1945	<b>724</b>	<b>1963</b>
44	86	359	1933	171	1968	719	1954
45	88	359	1978	167	1974	708	1978
46	<b>90</b>	<b>357</b>	<b>1963</b>	165	1935	687	1953
47	92	338	1953	164	1964	649	1933
48	94	326	1945	164	1956	635	1945
49	96	313	1951	163	1953	628	1951
50	98	295	1974	156	1951	552	1974

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного лет в проекте принимаются равными 90 и 50%, соответственно.

Поэтому проверяем чтобы на всех трех кривых был отмечен один и тот же год.

Если на трех кривых при заданной обеспеченности оказываются разные года, то в этом случае необходимо найти коэффициенты приведения и привести расчетный год к заданной обеспеченности.

Коэффициенты для расчетного средневодного года (P=50%):

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50% (1949 и 1979 годы) и высчитываем коэффициенты:

1949 год:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\Pi 1949}} = \frac{899}{916} = 0,98; \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{М}1949}} = \frac{196}{186} = 1,05. \quad (2.3)$$

1979 год:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\Pi 1979}} = \frac{899}{851} = 1,06; \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{М}1979}} = \frac{196}{218} = 0,90. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1949 года, поэтому выбираем их и делаем приведение и корректировку расходов данного года по межени и половодью.

Коэффициенты для расчетного маловодного года (P=90%):

Для 1963 года (90%):

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\Pi 1963}} = \frac{687}{724} = 0,95; \quad (2.6)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{М}1963}} = \frac{165}{174} = 0,95. \quad (2.7)$$

Так как получилось, что коэффициенты половодья и межени оба понижающие, то корректировку делать нельзя.

Далее необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года. Расходы средневодного и маловодного года представлены в таблицах 2.2-2.3.

Таблица 2.2 – Расчеты средневодного года (P=50%)

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1949	115	114	118	235	868	1313	924	560	362	245	163	132
с привед.	121	120	124	247	851	1287	906	549	380	257	171	139

Таблица 2.3 – Расчеты маловодного года (P=90%)

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1963	114	101	118	151	569	1175	668	484	309	230	220	147

Разность между расходами маловодного и средневодного года представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Разность между расходами в маловодном и средневодном годах

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
P=90%	114	101	118	151	569	1175	668	484	309	230	220	147
P=50%	121	120	124	247	851	1287	906	549	380	257	171	139
50%-90%	7	19	6	96	282	112	238	65	71	27	-49	-8

Делаем корректировку среднего года, чтоб 50%-90% было больше или равно 0, при этом не делая корректировку в месяцах половодья. Исходные расходы представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Исходные расходы средневодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q50%	121	120	124	225	851	1287	906	549	372	230	220	147
Q50% - Q90%	7	19	6	74	282	112	238	65	63	0	0	0

Гидрограф средневодного и маловодного годов представлен на рисунке 2.1.

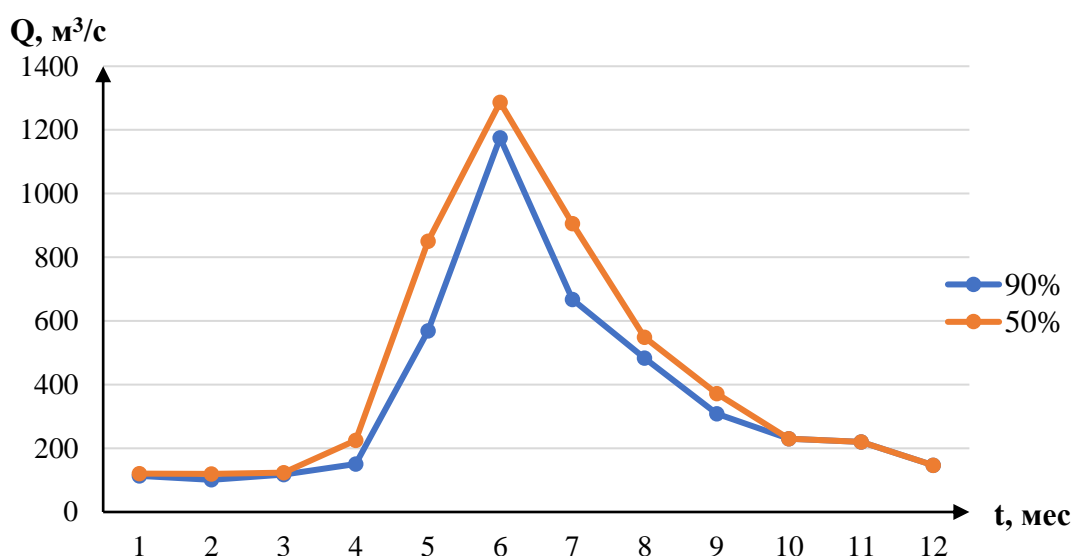


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного годов

## 2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

В данном проекте рассматриваются характерные суточные графики нагрузки для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего. Для краткости в дальнейшем первый график называется летним, второй — зимним.

Данные берутся с сайта системного оператора.

Створ Катунского гидроузла располагается в Сибирском ОДУ, Алтайском РДУ.

Суточных графиков нагрузки каждого РДУ на сайте не приводится, поэтому, нужно выяснить во сколько раз РДУ, на которое будет работать проектируемая ГЭС, меньше ОДУ по соотношению их годовых выработок, а затем масштабировать суточные графики ОДУ с помощью коэффициента:

$$k = \frac{Э_{оду}}{Э_{рду}} = \frac{205281,9}{6943,9} = 29,6. \quad (2.8)$$

Затем выработку в ОДУ за каждый час делим на  $k$ . Данные суточных графиков нагрузки представлены в таблице 2.6. Суточный график нагрузки представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.6 – Суточные графики нагрузки энергосистемы

Время, ч	Р, МВт, зима	Р, МВт, лето
1	910	652
2	907	647
3	910	639
4	907	635
5	916	637
6	941	648
7	976	674
8	1002	700
9	1029	729
10	1031	746
11	1029	747
12	1025	741
13	1022	741
14	1007	740
15	1008	738
16	1008	737
17	1019	735
18	1029	736
19	1028	729
20	1015	726
21	1004	727
22	986	728
23	963	708
24	920	673

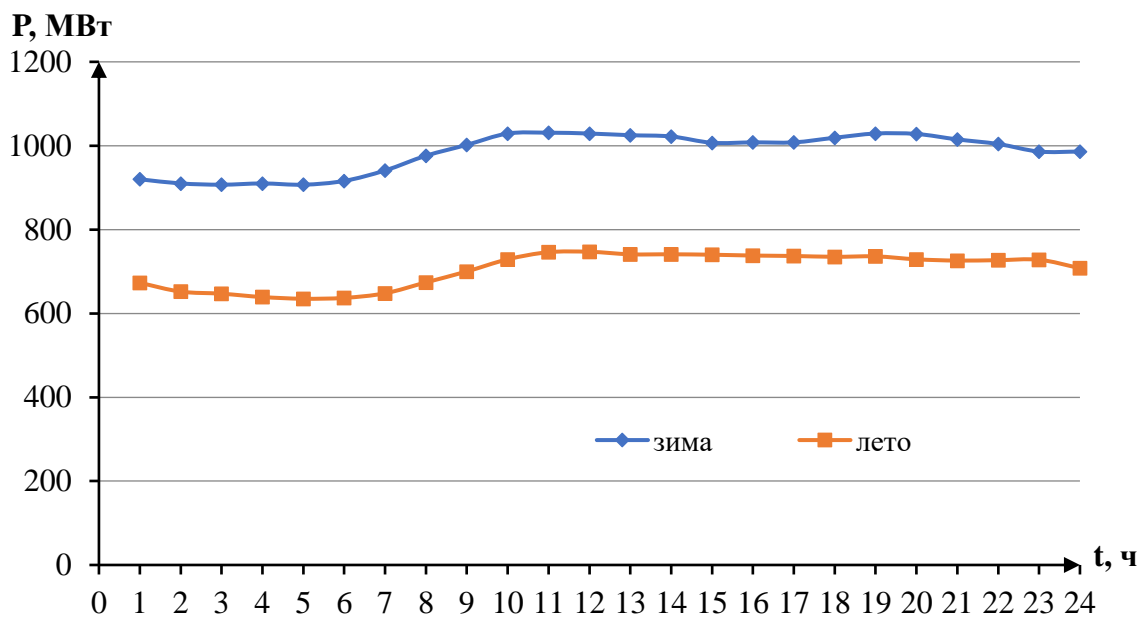


Рисунок 2.2 – Суточные графики нагрузки

### 2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

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

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

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

$a, b$  - коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_л^{max}}{2} = \frac{1031 + 747}{2} = 889; \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_л^{max}}{2} = \frac{1031 - 747}{2} = 142; \quad (2.11)$$

$$a = \frac{P_3^{cp} + P_л^{cp}}{2} = \frac{984 + 705}{2} = 844; \quad (2.12)$$

$$b = \frac{P_3^{cp} - P_л^{cp}}{2} = \frac{984 - 705}{2} = 139. \quad (2.13)$$

Данные для построения годовых графиков нагрузок представлены в таблице 2.7. Графики нагрузок изображен на рисунках 2.3-2.4.

Таблица 2.7 – Данные для построения годовых графиков нагрузок

Месяц	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	Pt(max)	Pt(сред.)
1	0,966	1026	978
2	0,707	989	942
3	0,260	926	880
4	-0,258	852	808
5	-0,706	789	746
6	-0,966	752	710
7	-0,966	752	710
8	-0,709	788	746
9	-0,261	852	808
10	0,256	925	880
11	0,705	989	942
12	0,965	1026	978

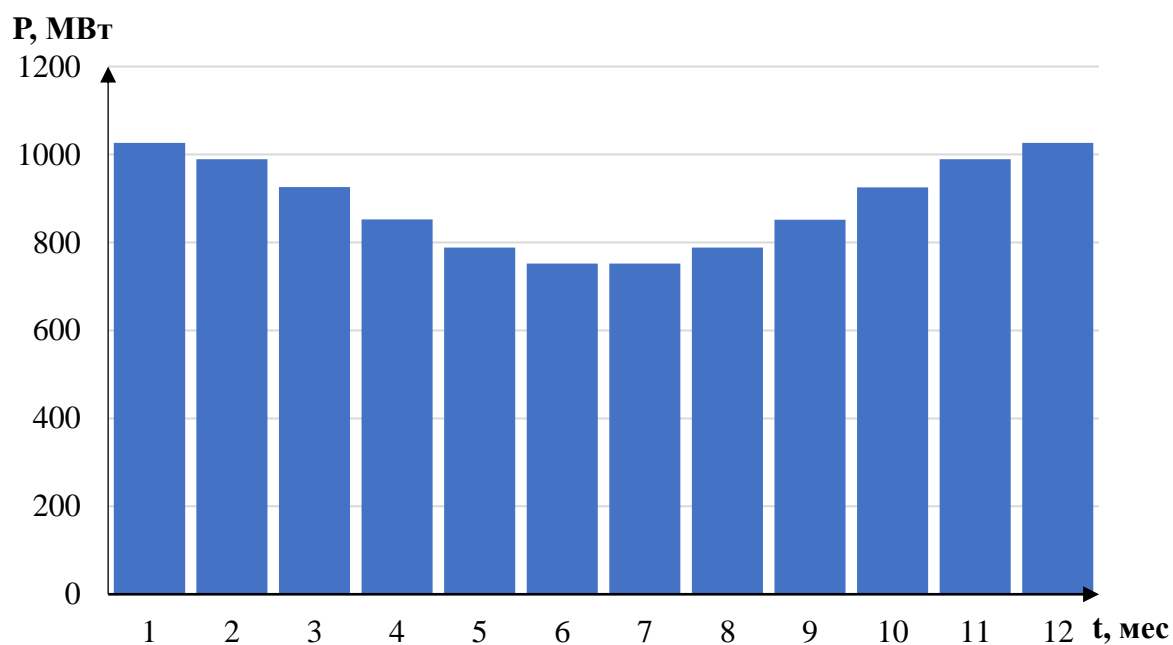


Рисунок 2.3 – График максимальных нагрузок энергосистемы

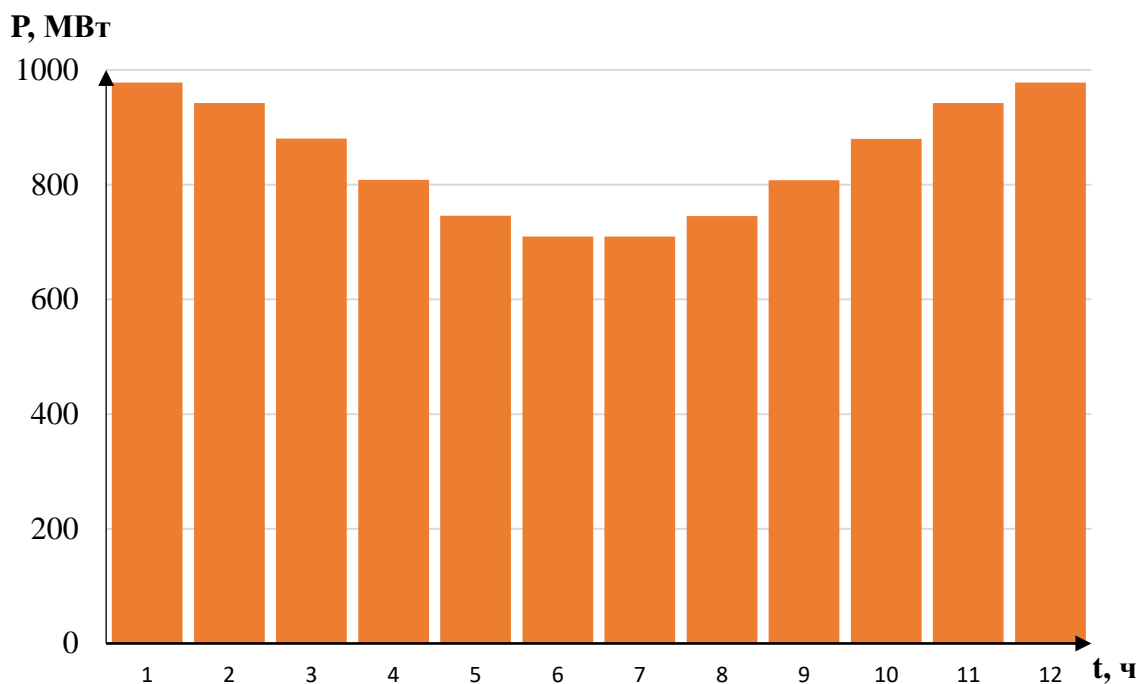


Рисунок 2.4 – График средних нагрузок энергосистемы

## 2.4 Покрывтие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

Мощность существующих станций  $N_{уст} = 45$  МВт, годовая выработка  $\mathcal{E}_{ср.год} = 155$  млн. кВт · ч

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

$$\mathcal{E}_{ср.сут}^{январь} = \left( \frac{\mathcal{E}_{ср.год}}{365} \right) \cdot 1,2 = \left( \frac{155}{365} \right) \cdot 1,2 = 0,51 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.14)$$

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

$$N_{ср.сут}^{январь} = \left( \frac{\mathcal{E}_{ср.сут}^{январь}}{24} \right) \cdot 1000 = 21 \text{ МВт}. \quad (2.15)$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично. Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}$ , млн. кВт · ч	0,51	0,48	0,44	0,41	0,37	0,34	0,34	0,37	0,41	0,44	0,48	0,51
$N_{\text{ср.сут}}$ , МВт	21	20	18	17	16	14	14	16	17	18	20	21

## 2.5 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Для выбранного расчетного маловодного года (1963) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пол.90\%}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.16)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,8$ ;

$Q^{\text{пол.90\%}}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м<sup>3</sup>/с;

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

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.17)$$

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

$Z_{\text{НБ}}$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,43$  м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.18)$$

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

Результаты проведенного расчёта представлены в таблицах 2.9-2.12.

Таблица 2.9 – Определение полезного расхода

Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{быт}}$ , м <sup>3</sup> /с	114	101	118	151	569	1175	668	484	309	230	220	147
$Q_{\text{исп}}$ , м <sup>3</sup> /с	0	0	0	2	6	12	7	5	3	2	0	0
$Q_{\text{ф}}$ , м <sup>3</sup> /с	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
$Q_{\text{лед}}$ , м <sup>3</sup> /с	7	7	7	-20	-9	0	0	0	0	0	4	4
$Q_{\text{рыб}}$ , м <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	11	11	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{сумм}}$ , м <sup>3</sup> /с	12	12	12	-13	13	28	12	10	8	8	9	9
$Q_{\text{быт.пол}}$ , м <sup>3</sup> /с	102	89	106	164	556	1147	656	474	301	222	211	138



Таблица 2.10 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Z <sub>вб</sub> , м	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0
Z <sub>нб</sub> , м	742,0	742,0	742,0	741,3	741,3	741,3	741,3	741,3	741,3	741,3	742,0	742,0
H, м	37,61	37,61	37,61	38,26	38,26	38,26	38,26	38,26	38,26	38,26	37,61	37,61
N <sub>ВХК</sub> , МВт	79	79	79	81	81	81	81	81	81	81	79	79

Таблица 2.11 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q <sub>пол</sub> , м <sup>3</sup> /с	102	89	106	164	556	1147	656	474	301	222	211	138
Z <sub>вб</sub> , м	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0	780,0
Z <sub>нб</sub> , м	739,7	739,4	739,8	740,3	743,9	747,1	744,5	743,4	742,0	741,1	741,6	740,4
H, м	39,87	40,16	39,79	39,27	35,66	32,44	35,07	36,19	37,60	38,48	37,99	39,15
N <sub>быт</sub> , МВт	36	31	37	57	175	327	202	151	99	75	71	48

Таблица 2.12 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N <sub>быт</sub> , МВт	36	31	37	57	175	327	202	151	99	75	71	48
N <sub>ВХК</sub> , МВт	79	79	79	81	81	81	81	81	81	81	79	79
N <sub>быт</sub> – N <sub>ВХК</sub>	-44	-48	-42	-24	94	247	122	70	19	-6	-9	-32

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

Определяем излишки бытовой мощности половодный период, которые будут переноситься на зиму:

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 346 \text{ МВт.} \quad (2.19)$$

По данным таблицы 2.12 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.5, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Для того чтобы произвести первый приближенный расчёт гарантированной энергоотдачи, на рисунке проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности (рисунок 2.4). Из первой итерации видно, что под регулирование попали 6 месяцев (октябрь – март).

Таблица 2.13 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	P <sub>ср</sub> , МВт	N <sub>быт</sub> , МВт	N <sub>ВХК</sub> , МВт	N <sub>сущ.ГЭС</sub> , МВт
1	978	36	79	21
2	942	31	79	20
3	880	37	79	18
4	808	57	81	17
5	746	175	81	16
6	710	327	81	14

Окончание таблицы 2.13

Месяц	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$N_{\text{быт}}$ , МВт	$N_{\text{вхк}}$ , МВт	$N_{\text{сущ.ГЭС}}$ , МВт
7	710	202	81	14
8	746	151	81	16
9	808	99	81	17
10	880	75	81	18
11	942	71	79	20
12	978	48	79	21

Баланс энергии представлен на рисунке 2.4.

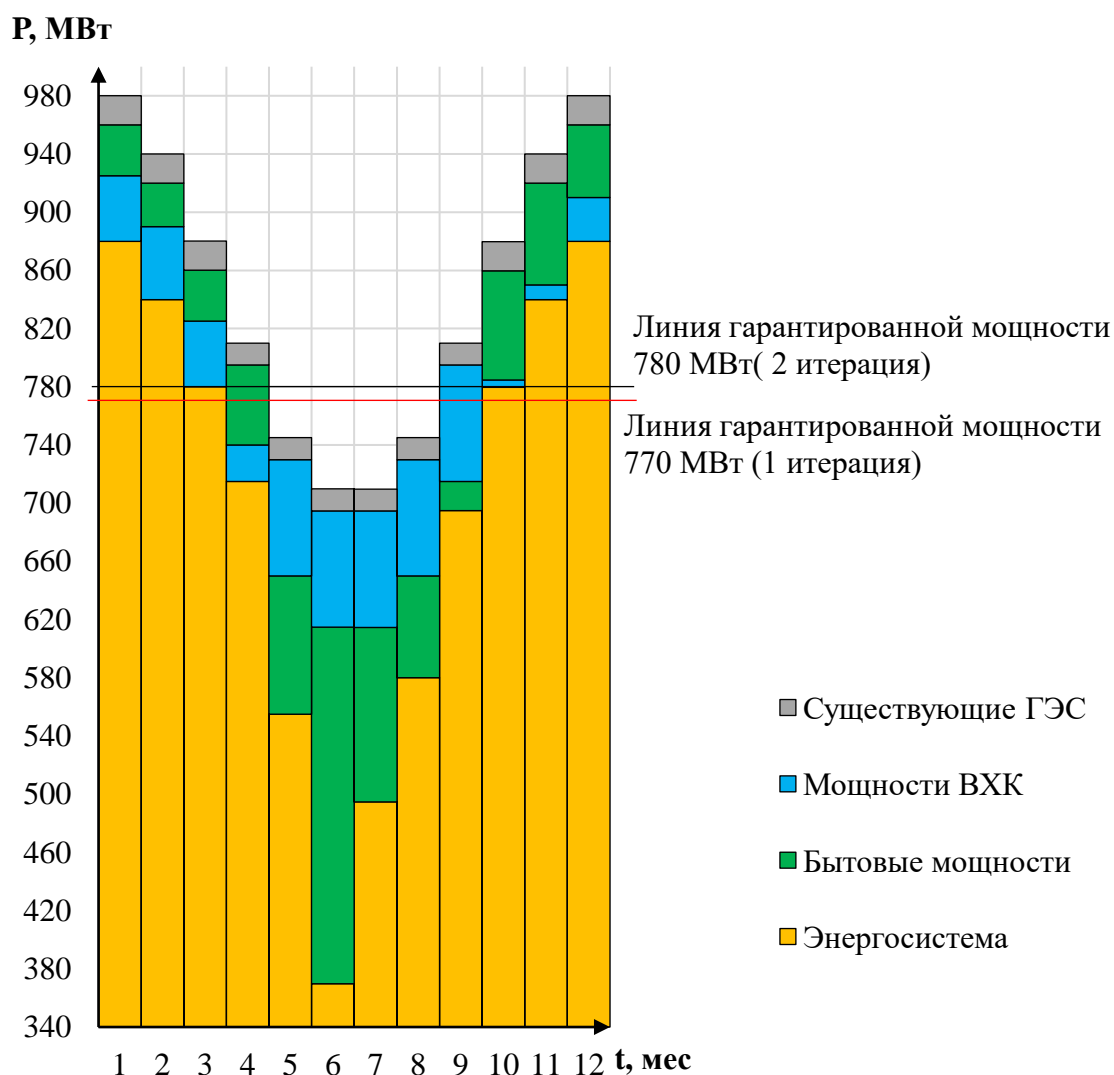


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

## 2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году

Целью водно-энергетического расчета режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;

- отметки УМО;
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $V_{НПУ} = 780$  м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища, принимается второй после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае – это октябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

В таблице 2.14 представленный расчет при гарантированной линии 770 Мвт является не верным. Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{НБ} \geq Q_{ВХК};$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон};$$

$$V_{нач} = V_{кон}.$$

В данном расчете видно, что водохранилище не успело наполниться, не хватило  $0,72$  км<sup>3</sup>, и условие  $Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон}$  не соблюдается. Это означает, что мы должны понижать  $N_{гар}$ .

После понижения  $N_{гар}$  в таблице 2.15 мы получим верный расчет. График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.5

Таблица 2.14 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (1 итерация)

Месяц	Qбыт., м³/с	Qi., м³/с	Qф., м³/с	Qл., м³/с	Qпол., м³/с	Qвдхр., м³/с	Qгэс., м³/с	Qвхк., м³/с	Qнб., м³/с	Vнач., км³	ΔV, км³	Vкон., км³	Zнач., м	Zкон., м	Zвб.ср., м	Zнб., м	H, м	Nгэс., МВт	Nгар., МВт
10	230	2	5	0	222	47	269	240	275	13,90	0,12	13,78	780,00	779,89	779,95	741,70	37,82	90	90
11	220	0	5	4	211	278	489	240	494	13,78	0,73	13,05	779,89	779,19	779,54	744,28	34,83	150	150
12	147	0	5	4	138	525	663	240	668	13,05	1,38	11,67	779,19	777,74	778,46	745,50	32,53	190	190
1	114	0	5	7	102	604	706	240	711	11,67	1,58	10,09	777,74	775,77	776,75	745,80	30,53	190	190
2	101	0	5	7	89	490	579	240	584	10,09	1,28	8,81	775,77	773,83	774,80	744,92	29,44	150	150
3	118	0	5	7	106	240	346	240	351	8,81	0,63	8,18	773,83	772,72	773,28	743,13	29,71	90	90
4	151	2	5	-20	164	71	235	240	240	8,18	0,19	7,99	772,72	772,38	772,55	741,31	30,81	64	по ВХК
5	569	6	5	-9	556	-332	224	240	240	7,99	-0,87	8,86	772,38	773,92	773,15	741,31	31,41	62	по ВХК
6	1175	12	5	0	1147	-923	224	240	240	8,86	-2,42	11,28	773,92	777,28	775,60	741,31	33,86	67	по ВХК
7	668	7	5	0	656	-421	235	240	240	11,28	-1,10	12,38	777,28	778,51	777,90	741,31	36,16	75	по ВХК
8	484	5	5	0	474	-239	235	240	240	12,38	-0,63	13,01	778,51	779,15	778,83	741,31	37,09	77	по ВХК
9	309	3	5	0	301	-66	235	240	240	13,01	-0,17	13,18	779,15	779,32	779,24	741,31	37,50	78	по ВХК

Таблица 2.15 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (2 итерация)

Месяц	Qбыт., м³/с	Qi., м³/с	Qф., м³/с	Qл., м³/с	Qпол., м³/с	Qвдхр., м³/с	Qгэс., м³/с	Qвхк., м³/с	Qнб., м³/с	Vнач., км³	ΔV, км³	Vкон., км³	Zнач., м	Zкон., м	Zвб.ср., м	Zнб., м	H, м	Nгэс, МВт	Nгар., МВт
10	230	2	5	0	222	17	239	240	245	13,90	0,04	13,86	780,00	779,96	779,98	741,36	38,19	80	80
11	220	0	5	4	211	242	453	240	458	13,86	0,63	13,22	779,96	779,36	779,66	744,01	35,22	140	140
12	147	0	5	4	138	482	620	240	625	13,22	1,26	11,96	779,36	778,05	778,71	745,21	33,07	180	180
1	114	0	5	7	102	553	655	240	660	11,96	1,45	10,51	778,05	776,33	777,19	745,45	31,31	180	180
2	101	0	5	7	89	432	521	240	526	10,51	1,13	9,38	776,33	774,74	775,53	744,51	30,59	140	140
3	118	0	5	7	106	185	291	240	296	9,38	0,48	8,89	774,74	773,97	774,35	742,60	31,33	80	80
4	151	2	5	-20	164	71	235	240	240	8,89	0,19	8,71	773,97	773,66	773,81	741,31	32,07	66	по ВХК
5	569	6	5	-9	556	-333	224	240	240	8,71	-0,87	9,58	773,66	775,04	774,35	741,30	32,61	64	по ВХК
6	1175	12	5	0	1147	-923	224	240	240	9,58	-2,42	12,00	775,04	778,10	776,57	741,30	34,83	69	по ВХК
7	668	7	5	0	656	-422	235	240	240	12,00	-1,10	13,10	778,10	779,24	778,67	741,30	36,94	76	по ВХК
8	484	5	5	0	474	-240	235	240	240	13,10	-0,63	13,73	779,24	779,84	779,54	741,30	37,81	78	по ВХК
9	309	3	5	0	301	-66	235	240	240	13,73	-0,17	13,90	779,84	780,00	779,92	741,30	38,19	79	по ВХК

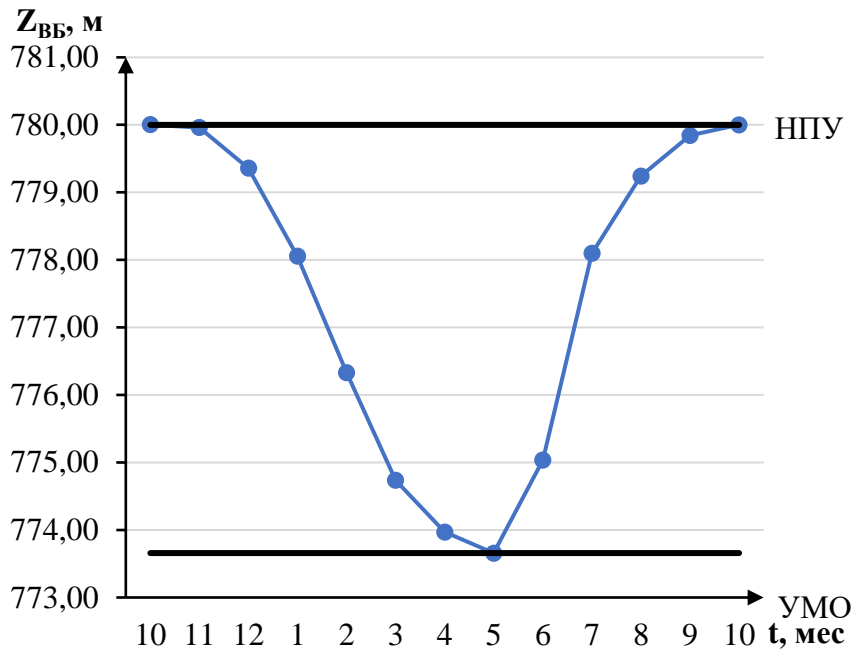


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в маловодном году

Используя рисунок 2.5, определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полез.}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 13,90 - 8,71 = 5,19 \text{ км}^3. \quad (2.20)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища  $V_{\text{полез.}} = 5,19 \text{ км}^3$  к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС:  $Q_{\text{ср.год}} = 441 \text{ м}^3/\text{с}$ :

$$\beta = \frac{V_{\text{полез.}}}{\bar{W}} = \frac{5,19 \cdot 10^9}{441 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 10^9} = 0,37. \quad (2.21)$$

Коэффициент зарегулированности стока  $\beta = 0,37$ , получаем годовое регулирование стока – частный случай многолетнего регулирования.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку  $\nabla_{\text{УМО}} = 773,66 \text{ м}$  и рассчитали полезный объем водохранилища который составил  $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 5,19 \text{ км}^3$ . Также из условий маловодного года определили гарантированные мощности проектируемой Катунской ГЭС за 6 месяцев:

$$N_{\text{гар.}}^{\text{октябрь}} = N_{\text{гар.}}^{\text{март}} = 80 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{гар.}}^{\text{ноябрь}} = N_{\text{гар.}}^{\text{февраль}} = 140 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{гар.}}^{\text{декабрь}} = N_{\text{гар.}}^{\text{январь}} = 180 \text{ МВт}.$$

## 2.7 Определение рабочих мощностей

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций: малых ГЭС Алтая и проектируемой Катунской ГЭС.

Расчёт базовой мощности января производится по формуле:

$$N_{\text{баз.январ.}} = \frac{K_N \cdot Q_{\text{с.п.}} \cdot H}{1000} = \frac{8,8 \cdot 120 \cdot 31,31}{1000} = 33 \text{ МВт.} \quad (2.22)$$

Суточная выработка января рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.январ.}} = \frac{N_{\text{баз.январ.}} \cdot 24}{1000} = \frac{33 \cdot 24}{1000} = 0,79 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.23)$$

Гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности

$$\mathcal{E}_{\text{гар.январ.}} = \frac{N_{\text{гар.январ.}} \cdot 24}{1000} = \frac{180 \cdot 24}{1000} = 4,33 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.24)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.январ.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.январ.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.январ.}} = 4,33 - 0,79 = 3,54 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.25)$$

Из ИКН находим пиковую мощность

$$N_{\text{пик.январ.}} = 165 \text{ МВт.}$$

Тогда рабочая мощность проектируемой станции для января равна:

$$N_{\text{раб.январ.}} = N_{\text{баз.январ.}} + N_{\text{пик.январ.}} = 33 + 165 = 198 \text{ МВт.} \quad (2.26)$$

Аналогичным образом рассчитываются рабочие мощности для оставшихся месяцев года. Расчёты сведены в таблицу 2.16, размещение треугольников на ИКН показано в приложении А на рисунках А1.1-1.6.

Таблица 2.16 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой станции

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$	180	140	80	66	64	69	76	78	79	80	140	180
$\mathcal{E}_{\text{гар}}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$	4,33	3,37	1,93	1,59	1,54	1,64	1,83	1,87	1,89	1,93	3,37	4,33
$N_{\text{баз}}, \text{ МВт}$	33	32	33	34	34	37	39	40	40	40	37	35
$\mathcal{E}_{\text{баз}}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$	0,79	0,78	0,79	0,81	0,83	0,88	0,94	0,96	0,97	0,97	0,89	0,84
$N_{\text{пик}}, \text{ МВт}$	165	129	67	46	41	46	53	53	50	60	124	163
$\mathcal{E}_{\text{пик}}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$	3,54	2,59	1,13	0,78	0,71	0,76	0,89	0,91	0,92	0,96	2,48	3,49
$N_{\text{раб}}, \text{ МВт}$	198	161	100	80	75	83	92	93	90	100	161	198

## 2.8 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования. Определение установленной мощности ГЭС. Баланс мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от  $P_t^{max}$ , аварийный резерв составляет 10% от  $P_t^{max}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, а также на ТЭС. Аварийный резерв будет размещен только на ТЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется за месяц до регулирования, то есть в сентябре. Результаты расчёта представлены в таблице 2.17. Баланс мощностей изображен на рисунке 2.6.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.январь}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{21}{6} = 4 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.27)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.январь}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{198}{6} = 33 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.28)$$

Ремонтная площадь оборудования ТЭС:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.январь}}^{\text{ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{807}{6} = 204 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.29)$$

Таблица 2.17 – Баланс мощности энергосистемы

Месяц	ЭС			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС			
	P <sub>tmax</sub> , МВт	Нав., МВт	Нн., МВт	Нраб., МВт	Нн., МВт	Нр., МВт	Нраб., МВт	Нн., МВт	Нр., МВт	Нраб., МВт	Нав., МВт	Нн., МВт	Нр., МВт
1	1026	103	31	21	1	-	198	6	-	807	103	24	-
2	989	99	30	20	1	-	161	5	-	808	99	24	-
3	926	93	28	18	1	-	100	3	-	808	93	24	-
4	852	85	26	17	1	-	80	2	-	755	85	23	-
5	789	79	24	16	0,5	-	75	2	-	698	79	21	13
6	752	75	23	14	0,4	-	83	2	-	655	75	20	54
7	752	75	23	14	0,4	-	92	3	-	646	75	19	54
8	788	79	24	16	0,5	-	93	3	-	679	79	20	13
9	852	85	26	17	1	4	90	3	33	745	85	22	-
10	925	93	28	18	1	-	100	3	-	807	93	24	-
11	989	99	30	20	1	-	161	5	-	808	99	24	-
12	1026	103	31	21	1	-	198	6	-	807	103	24	-

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:



$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} = 198 + 6 = 204 \text{ МВт.} \quad (2.30)$$

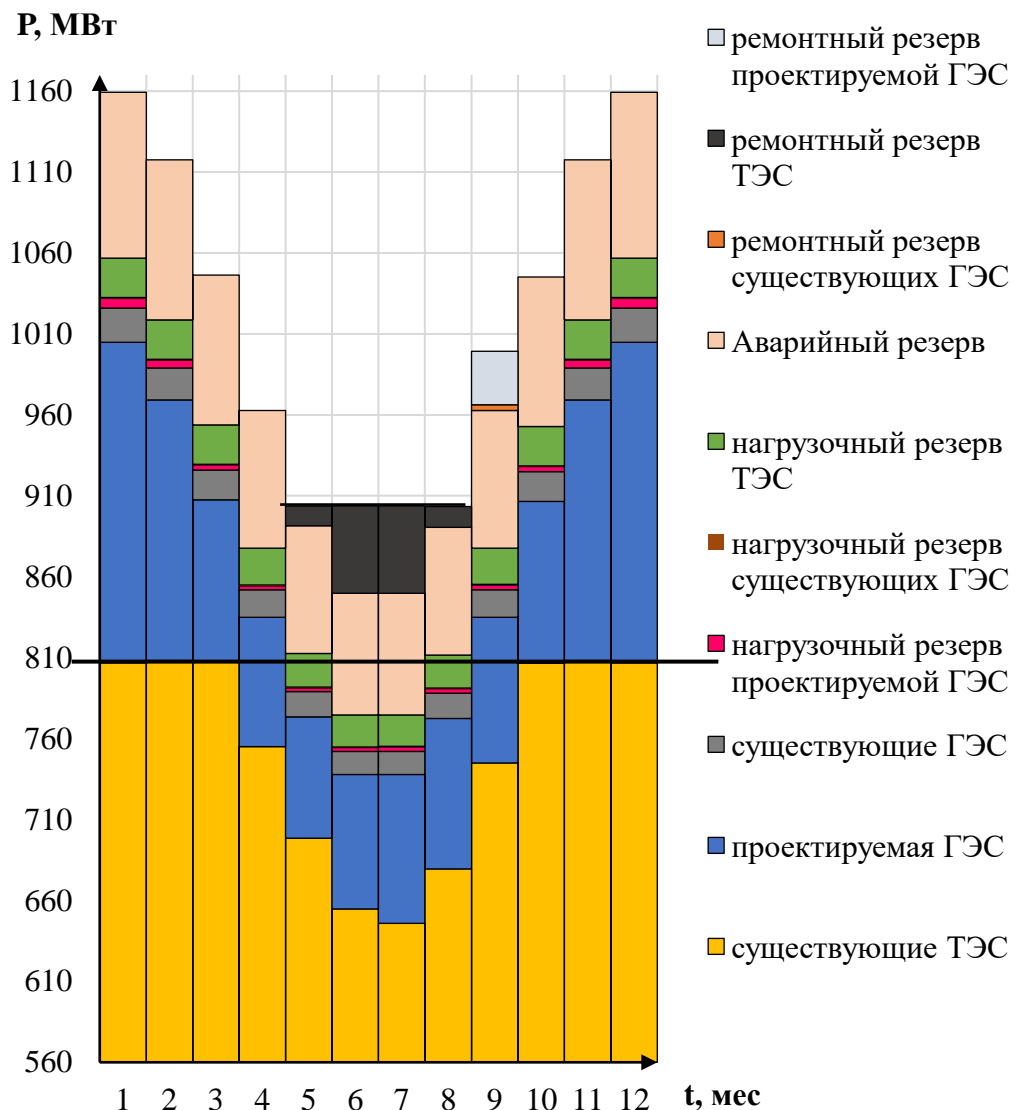


Рисунок 2.6 – Баланс мощности энергосистемы

## 2.9 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача водно-энергетического расчета режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году (таблица 2.18), а также работа по отметкам в расчётном маловодном году (таблица 2.19). В итоге из двух методов взяли тот, где среднемноголетняя выработка больше.

По данным режимам была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки. В конечном итоге выработка по отметкам оказалась больше и составила  $\mathcal{E} = 1069$  млн. кВт · ч. Графики сработки-

наполнения водохранилища по отметкам и мощностям изображены на рисунках 2.7-2.8.

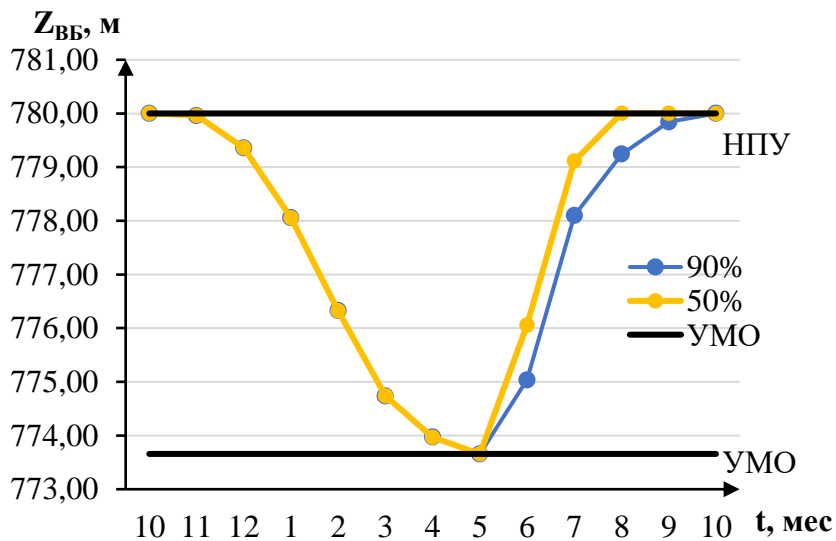


Рисунок 2.7 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в среднемводном году (по отметкам)

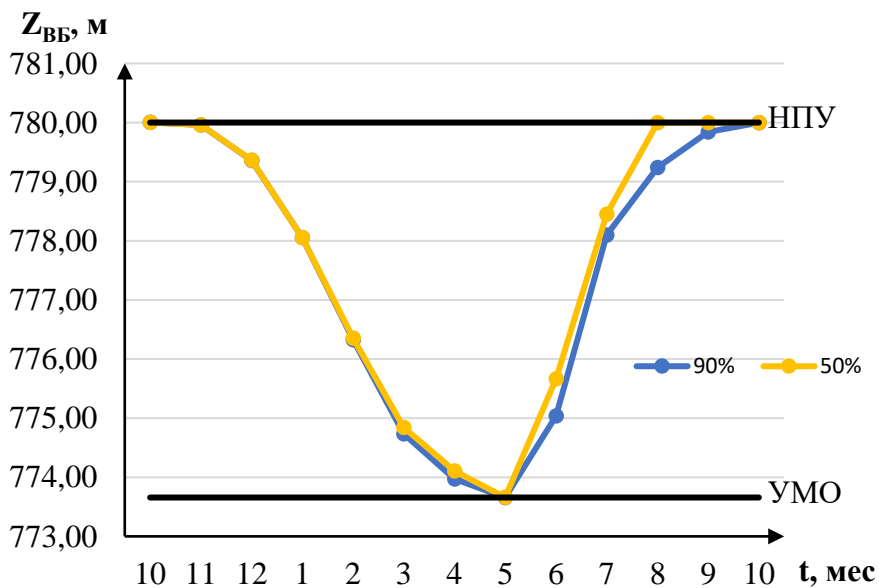


Рисунок 2.8 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в среднемводном году (по мощностям)

Таблица 2.18 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году (по мощностям)

Месяц	Qбыт., м³/с	Qi., м³/с	Qф., м³/с	Qл., м³/с	Qпол., м³/с	Qвдхр., м³/с	Qгэс., м³/с	Qвхк., м³/с	Qнб., м³/с	Vнач., км³	ΔV, км³	Vкон., км³	Zнач., м	Zкон., м	Zвб.ср., м	Zнб., м	H, м	Ngэс, МВт	Nгар., МВт
10	230	2	6	0	221	17	238	240	245	13,90	0,04	13,86	780,00	779,96	779,98	741,36	38,19	80	80
11	220	0	6	4	209	241	450	240	457	13,86	0,63	13,22	779,96	779,36	779,66	744,00	35,23	140	140
12	147	0	6	4	136	483	619	240	626	13,22	1,27	11,96	779,36	778,05	778,71	745,21	33,06	180	180
1	121	0	6	9	106	545	651	240	657	11,96	1,43	10,53	778,05	776,35	777,20	745,43	31,34	180	180
2	120	0	6	9	105	413	518	240	524	10,53	1,08	9,45	776,35	774,84	775,60	744,50	30,67	140	140
3	124	0	6	9	109	180	289	240	295	9,45	0,47	8,98	774,84	774,11	774,47	742,59	31,45	80	80
4	225	2	6	-25	241	103	344	240	351	8,98	0,27	8,71	774,11	773,66	773,88	742,43	31,02	94	66
5	851	9	6	-10	833	-500	333	240	352	8,71	-1,31	10,02	773,66	775,67	774,66	742,45	31,78	93	64
6	1287	13	6	0	1255	-880	375	240	394	10,02	-2,31	12,32	775,67	778,45	777,06	742,79	33,83	112	69
7	906	9	6	0	891	-600	291	240	297	12,32	-1,57	13,89	778,45	780,00	779,22	741,93	36,86	94	76
8	549	5	6	0	537	0	537	240	544	13,89	0,00	13,89	780,00	780,00	780,00	743,83	35,73	169	78
9	372	4	6	0	362	0	362	240	368	13,89	0,00	13,89	780,00	780,00	780,00	742,58	36,98	118	79

Таблица 2.19 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году (по отметкам)

Месяц	Qбыт., м³/с	Qi., м³/с	Qф., м³/с	Qл., м³/с	Qпол., м³/с	Qвдхр., м³/с	Qгэс., м³/с	Qвхк., м³/с	Qнб., м³/с	Vнач., км³	ΔV, км³	Vкон., км³	Zнач., м	Zкон., м	Zвб.ср., м	Zнб., м	H, м	Nгэс., МВт	Nгар., МВт
10	230	2	6	0	221	17	238	240	245	13,90	0,04	13,86	780,00	779,96	779,98	741,36	38,19	80	80
11	220	0	6	4	209	242	451	240	458	13,86	0,63	13,22	779,96	779,36	779,66	744,01	35,22	140	140
12	147	0	6	4	136	482	618	240	625	13,22	1,26	11,96	779,36	778,05	778,71	745,21	33,07	180	180
1	121	0	6	9	106	553	659	240	665	11,96	1,45	10,51	778,05	776,33	777,19	745,49	31,27	181	180
2	120	0	6	9	105	432	537	240	543	10,51	1,13	9,38	776,33	774,74	775,53	744,64	30,46	144	140
3	124	0	6	9	109	185	294	240	300	9,38	0,48	8,89	774,74	773,97	774,35	742,64	31,28	81	80
4	225	2	6	-25	241	71	313	240	319	8,89	0,19	8,71	773,97	773,66	773,81	742,15	31,24	86	66
5	851	9	6	-10	833	-610	223	240	242	8,71	-1,60	10,30	773,66	776,06	774,86	741,34	33,09	65	64
6	1287	13	6	0	1255	-1020	235	240	254	10,30	-2,67	12,98	776,06	779,12	777,59	741,47	35,69	74	69
7	906	9	6	0	891	-352	539	240	545	12,98	-0,92	13,90	779,12	780,00	779,56	743,84	35,29	167	76
8	549	5	6	0	537	0	537	240	544	13,90	0,00	13,90	780,00	780,00	780,00	743,83	35,74	169	78
9	372	4	6	0	362	0	362	240	368	13,90	0,00	13,90	780,00	780,00	780,00	742,58	36,99	118	79

## 2.10 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 2.9.

$$\begin{aligned} \text{НПУ} &= 780,00 \text{ м;} \\ \text{УМО} &= 773,66 \text{ м;} \\ Z_{\text{расч}} &= 777,19 \text{ м.} \end{aligned}$$

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{вб}}(V_{\text{сраб}}) - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - \Delta h. \quad (2.31)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{\text{уст,расч}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}. \quad (2.32)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (2.33)$$

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

Результаты расчётов сводим в таблицу 2.20.

Таблица 2.20 – Результаты расчёта режимного поля для проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по $N_{\text{уст}}$		Линия ограничения по пропускной способности	
Q, м <sup>3</sup> /с	Z <sub>НБ</sub> <sup>зима</sup> , м	Z <sub>НБ</sub> <sup>лето</sup> , м	H <sub>НПУ</sub> , м	H <sub>УМО</sub> , м	Z <sub>расч</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	737,00	737,00	42,57	36,23	39,76	32	724	32	730
100	739,67	739,22	40,35	34,01	37,54	33	702	31	718
200	741,43	740,80	38,77	32,43	35,96	34	682	30	707
300	742,64	741,96	37,61	31,27	34,80	35	662	29	695
400	743,55	742,84	36,73	30,39	33,92	36	644	28	683
500	744,32	743,55	36,02	29,68	33,21	-	-	-	-
600	745,04	744,18	35,39	29,05	32,58	-	-	-	-
700	745,72	744,76	34,81	28,47	32,00	-	-	-	-
800	746,39	745,31	34,26	27,92	31,45	-	-	-	-
900	747,02	745,86	33,71	27,37	30,90	-	-	-	-
1000	747,61	746,39	33,18	26,84	30,37	-	-	-	-
1100	748,14	746,90	32,67	26,33	29,86	-	-	-	-
1200	748,60	747,38	32,19	25,85	29,38	-	-	-	-

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{\max} = 40$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 31,85$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор  $H_{\min} = 28,85$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

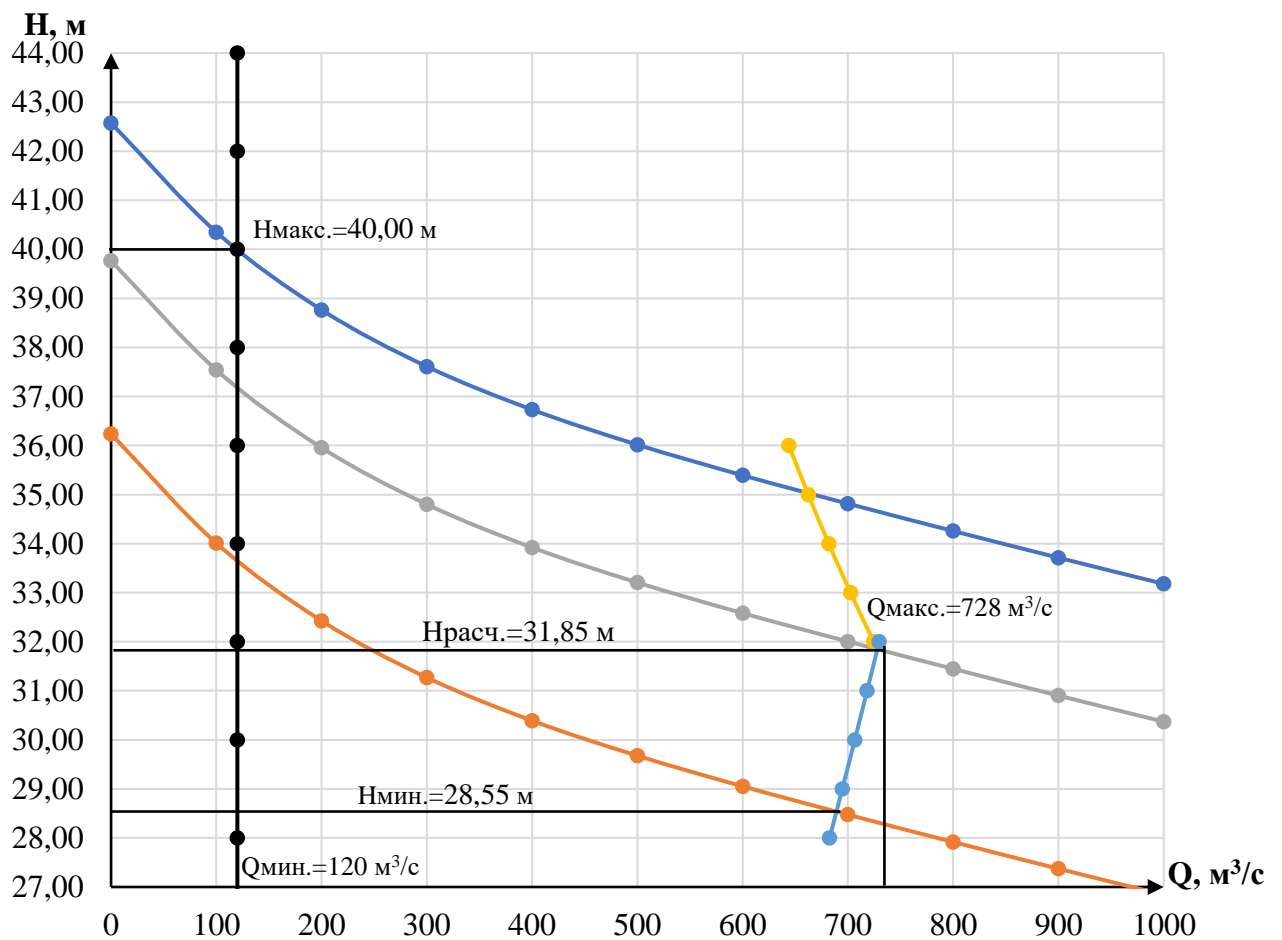


Рисунок 2.9 – Режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

### 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 главных универсальных характеристик (далее ГУХ) состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса ( $D_1$ ) 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 и количестве установленных агрегатов.

Таким образом, был осуществлен подбор вариантов турбин основываясь на полученном из режимного поля (рисунок 2.9) диапазона напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	РО45-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	40	40	45
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50	0,60
$n'_{\text{I опт}}, \text{ об/мин}$	125	123	82
$Q_{\text{I опт}}, \text{ л/с}$	1020	1150	1200
$\eta_{\text{I опт}}$	0,913	0,904	0,921
$Q'_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1700	1630	1440
$\sigma(Q'_{\text{I max}})$	0,65	0,65	0,23
$D_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,460	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	4	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	10	20	8

##### 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:

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

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

$\eta_t$  - КПД натурной турбины;

$\eta_g$  - КПД генератора, принимаем  $\eta_g = 0,96$ .

КПД натурной турбины:

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

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

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

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

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной гидротурбины;

$\nu_H, \nu_{\text{мод}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;  $\nu_H$  при средней температуре воды в году  $8^\circ\text{C}$  составляет  $1,38 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

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

Количество агрегатов:

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

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

$N_{\text{агр}}$  – мощность агрегата.

Поправка КПД:

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

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

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

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

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

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

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

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



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  $n'_{I p}$ , чтобы произведение  $Q'_p \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

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

Приведённые расходы:

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

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

Результаты расчётов представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин

Параметр	ПЛ40а-В			ПЛ40б-В			РО45-В				
	6	5,3	4,5	6	5,3	4,5	6,3	6	5,6	5,3	5
$\Gamma_T$ , о.е.	0,926	0,925	0,923	0,932	0,931	0,930	0,924	0,923	0,923	0,922	0,921
$N'_{\text{ар}}$ , кВт	95933	74773	53787	92579	72159	51964	89396	80997	70558	63132	56126
$z'_a$ , ШТ	2,1	2,7	3,8	2,1	2,7	3,8	2,3	2,5	2,9	3,2	3,6
$z_a$ , ШТ	3	3	4	3	3	4	3	3	3	4	4
$N_{\text{ар}}$ , кВт	68000	68000	51000	68000	68000	51000	68000	68000	68000	51000	51000
$\Delta_1$ , о.е.	1,052	1,051	1,049	1,059	1,058	1,057	1,050	1,049	1,049	1,048	1,047
$n'$ , об/мин	120,6	136,5	160,6	121,0	136,9	158,6	75,3	79,0	84,6	89,4	94,7
$n'_{\text{синх}}$ , об/мин	125	136,4	157,8	125	136,4	157,8	75	78,9	83,3	88,2	93,8
$n'_{I \text{ min}}$ , об/мин	115,6	111,5	109,6	115,2	111,1	109,2	72,9	73,1	72,0	72,2	72,5
$n'_{I \text{ расч}}$ , об/мин	129,6	124,9	122,9	129,1	124,5	122,4	81,7	81,9	80,7	80,9	81,2
$n'_{I \text{ max}}$ , об/мин	136,9	132	129,8	136,4	131,5	129,3	86,3	86,5	85,2	85,5	85,8
$Q'_{H_{\text{max}}} \cdot \Pi_M$	0,79	1,02	1,06	0,79	1,02	1,06	0,72	0,79	0,91	0,76	0,86
$Q'_p \cdot \Pi_M$	1,12	1,43	1,49	1,12	1,43	1,49	1,01	1,12	1,28	1,07	1,21
$Q'_{I(H_{\text{max}})}$ , л/с	0,51	0,66	0,91	0,51	0,66	0,91	0,47	0,51	0,59	0,66	0,74
$Q'_{I(H_{\text{min}})}$ , л/с	0,61	0,78	1,08	0,61	0,78	1,08	0,55	0,61	0,7	0,78	0,88

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

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

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

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

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

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

$\sigma$  – 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 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Н, м	Турбина	$Q'$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{нат}$ , м <sup>3</sup> /с	$Z_{нб}(Q_{нат})$ , м	$\sigma$	$H_s$ , м
max	ПЛ40а-В-600	0,87	203	740,85	0,22	-0,79
	ПЛ40а-В-530	1,12	204	740,86	0,3	-3,99
	ПЛ40а-В-450	1,17	153	740,13	0,31	-4,39
	ПЛ40б-В-600	0,88	206	740,89	0,18	0,81
	ПЛ40б-В-530	1,13	206	740,89	0,3	-3,99
	ПЛ40а-В-450	1,18	155	740,16	0,35	-5,99
	РО45-В-630	0,84	216	741,01	0,06	8,16
	РО45-В-600	0,91	212	740,97	0,088	7,04

Окончание таблицы 3.3

Н, м	Турбина	Q', м <sup>3</sup> /с	Q <sub>нат</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>НБ</sub> (Q <sub>нат</sub> ), м	σ	H <sub>s</sub> , м
max	PO45-B-560	1,03	209	740,93	0,105	6,36
	PO45-B-530	0,88	160	740,23	0,09	6,96
	PO45-B-500	0,97	157	740,19	0,1	5,67
расч.	ПЛ40а-В-600	1,23	256	741,50	0,4	-4,73
	ПЛ40а-В-530	1,6	260	741,54	0,57	-10,15
	ПЛ40а-В-450	1,69	198	740,78	0,62	-11,74
	ПЛ40б-В-600	1,24	259	741,53	0,34	-2,82
	ПЛ40б-В-530	1,6	261	741,55	0,54	-9,19
	ПЛ40а-В-450	1,67	196	740,75	0,57	-10,15
	PO45-B-630	1,11	255	741,48	0,13	6,42
	PO45-B-600	1,22	254	741,47	0,155	5,62
	PO45-B-560	1,5	272	741,67	0,26	2,27
	PO45-B-530	1,19	193	740,71	0,145	5,94
	PO45-B-500	1,36	196	740,76	0,2	3,3
min	ПЛ40а-В-600	1,18	233	741,22	0,38	-2,84
	ПЛ40а-В-530	1,54	237	741,27	0,55	-7,7
	ПЛ40а-В-450	1,68	186	740,62	0,62	-9,69
	ПЛ40б-В-600	1,2	238	741,28	0,33	-1,42
	ПЛ40б-В-530	1,54	238	741,28	0,5	-6,27
	ПЛ40а-В-450	1,62	180	740,53	0,55	-7,7
	PO45-B-630	1,1	239	741,30	0,125	6,99
	PO45-B-600	1,21	238	741,29	0,145	6,42
	PO45-B-560	1,51	259	741,53	0,259	3,16
	PO45-B-530	1,2	184	740,59	0,148	6,33
	PO45-B-500	1,38	189	740,65	0,2	3,96

Из таблицы видно, что у 4 турбин (ПЛ40а-В-530, ПЛ40б-В-530, ПЛ40а-В-450, ПЛ40б-В-450) расчетная высота отсасывания не находится в допустимых пределах, они исключены из рассмотрения. У PO45-B-600 и PO45-B-500 при минимальных расходах и минимальном напоре КПД – наименьший при этих названных параметрах по сравнению с ПЛ, и у PO45-B-560 расчетная точка выходит за кривую пятипроцентного запаса мощности. Названные турбины тоже исключены из рассмотрения. У ПЛ40б-В-600, PO45-B-630 и PO45-B-530 зоны работы не охватывают точку оптимума, тоже исключены из рассмотрения.

Таким образом, выбрана турбина ПЛ40а-В-600, так как имеет высокий КПД в расчетной точке по сравнению с другими вариантами, расчетная высота отсасывания находится в допустимых пределах, зона работы охватывает точку оптимума.

Из данных выбранной турбины найдены отметки рабочего колеса.

Для максимального напора:

$$\nabla Z_{PK} = 741,22 - 0,79 = 740,43 \text{ м.}$$

Для расчетного напора:

$$\nabla Z_{PK} = 741,50 - 4,73 = 736,77 \text{ м.}$$

Для минимального напора:

$$\nabla Z_{PK} = 740,85 - 2,84 = 738,01 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка установки рабочего колеса  $\nabla Z_{PK} = 736,77 \text{ м.}$

### 3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_{grp}}{\cos \varphi} = \frac{68}{0,85} = 80,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

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

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{синх}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{125} = 48. \quad (3.17)$$

По [18] назначен генератор СВ-850/190-48, так как его номинальная частота вращения совпадает с синхронной частотой турбины, а активная мощность превышает мощность турбины не более, чем на 10%.

### 3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берётся из ГУХ (рисунок Б.5, приложение Б):

$$\varphi_{сп} = 210^\circ.$$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{вх} = 1,789 \cdot 6 = 10,73 \text{ м} \quad (3.18)$$

Определены по рисунку Б.6 приложения Б: диаметр расположения входных кромок статора:  $D_{нар} = D_a = 9,35 \text{ м}$ ; и выходных кромок  $D_{вн} = D_b = 8,15 \text{ м}$ .

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{9,35}{2} = 4,68 \text{ м.} \quad (3.19)$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{8,15}{2} = 4,08 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Высота статора:

$$B_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,4 + 0,0033 \cdot 6 = 2,42 \text{ м,} \quad (3.21)$$

где  $b_0$  – высота направляющего аппарата

$$b_0 = 0,375D_1 = 0,4 \cdot 6 = 2,4 \text{ м.}$$

Допустимая средняя скорость во входном сечении равна  $v_{вх} = 4,7 \text{ м/с.}$

Определение полного расхода через турбину при расчетных значения напора и мощности

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T} = \frac{68000}{9,81 \cdot 31,85 \cdot 0,926} = 235 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.22)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{235 \cdot 210}{360} = 137 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.23)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{v_{вх}} = \frac{137}{4,7} = 29,15 \text{ м}^2. \quad (3.24)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{вх} = b_0(r_a - r_b) + (r_{вх} - r_a)b_{вх} - \frac{(b_{вх} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ, \quad (3.25)$$

где  $b_{вх} = 5,19 \text{ м;}$

$$a_{вх} = r_{вх} - r_a = 10,73 - 4,68 = 6,05 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Рассчитанные параметры для построения сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Сводная таблица рассчитанных параметров для построения спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
г <sub>i</sub> , м	10,73	10,13	9,52	8,92	8,31	7,71	7,10	6,50	5,89	5,29	4,68	4,08
а <sub>i</sub> , м	6,06	5,45	4,85	4,24	3,64	3,03	2,43	1,82	1,22	0,61	0,01	-0,60

### Окончание таблицы 3.3

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
$m_i$	2,94	2,38	1,88	1,44	1,06	0,74	0,47	0,27	0,12	0,03	0,00	0,03
$b_i$ , м	5,34	4,78	4,28	3,84	3,46	3,14	2,87	2,67	2,52	2,43	2,40	2,43
$r_k$ , м	5,46	5,31	5,18	5,06	4,96	4,87	4,80	4,75	4,71	4,68	4,68	4,68
$r_k/r_a$	1,17	1,14	1,11	1,08	1,06	1,04	1,03	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00
$\ln(r_k/r_a)$	0,16	0,13	0,10	0,08	0,06	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00
$r_i/r_a$	2,30	2,17	2,04	1,91	1,78	1,65	1,52	1,39	1,26	1,13	1,00	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,83	0,77	0,71	0,65	0,58	0,50	0,42	0,33	0,23	0,12	0,00	-0,14
$b_i \cdot \ln(r_i/r_a)$	4,44	3,70	3,04	2,48	1,99	1,57	1,20	0,88	0,58	0,30	0,00	-0,33
$r_k \cdot \text{ctgy}$	20,38	19,82	19,32	18,88	18,50	18,18	17,92	17,71	17,56	17,47	17,4	17,4
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln(r_k/r_a)$	3,16	2,54	1,99	1,51	1,09	0,75	0,48	0,27	0,12	0,04	0,00	0,04
$J_i$	4,54	3,87	3,26	2,74	2,28	1,89	1,52	1,21	0,91	0,62	0,33	-0,01
$\Phi_i$ , °	210	179	151	127	106	87	70	56	42	29	15	0

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

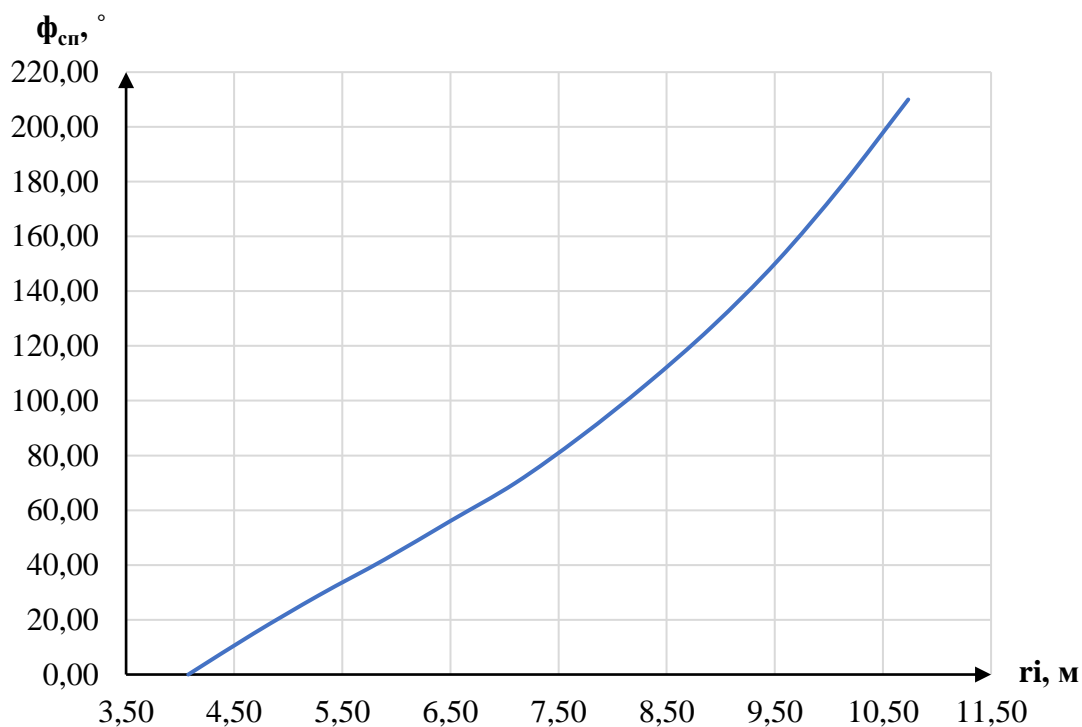


Рисунок 3.1 – Зависимость  $\phi_{\text{сп}} = f(r_i)$

План спиральной камеры размещен в приложении Б на рисунке Б.7.

## 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 произведен с

учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.27)$$

где  $[\tau_{доп}] = 30 \div 35$  МПа (33 МПа).

$M_{кр}$  – крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N'_{агр}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 68000}{125} = 5,30 \text{ МПа}. \quad (3.28)$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{5,30}{30} \right)^{0,33} = 0,97 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм),  $D_B = 1$  м.

### 3.5.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left( \frac{N'_{агр}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{68000}{125 \cdot 6} = 72,53 \text{ кН}. \quad (3.29)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки  $d_n$  принят 1,02 м (на 15-20 мм больше  $D_B$ ).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{уд} \leq [p_{уд}]$$

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_{п}} = \frac{72,53}{1,02 \cdot 0,4} = 178 \text{ кПа}, \quad (3.30)$$

где  $h_{п}$  принято 400 мм, при  $D_B \geq 1000$  мм.

$$[p_{уд}] = 29 \cdot \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_{п}}{30} = 29 \cdot 3,14 \cdot 125 \cdot \frac{1,02}{30} = 387 \text{ кПа}. \quad (3.31)$$

Условие  $p_{уд} \leq [p_{уд}]$  соблюдено.

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

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)} = \frac{72,53}{1+2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 30,05 \text{ кН.} \quad (3.32)$$

где  $\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$  (3.33)

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}],$$

где  $l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}$ , м. (3.34)

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{72,53}{0,33 \cdot 0,4} = 532 \text{ кПа.} \quad (3.35)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 3,14 \cdot 125 \cdot \frac{1,02}{30} = 668 \text{ кПа.} \quad (3.36)$$

Условие  $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$  соблюдено.

Был выбран сегментный подшипник, так как он более технологичный.

### 3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки

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

По номограмме [2, с. 144] определяется тип маслонапорной установки для напора  $H_{\text{max}} = 40$  и  $D_1 = 6$ : МНУ 10/1-40-12,5-2

где 10 – объём гидроаккумулятора, м<sup>3</sup>;

1 – количество сосудов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление в кгс/см<sup>2</sup>;

12,5 – вместительность сливного бака в м<sup>3</sup>;

2 – количество насосов.

### 3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для поворотно-лопастной турбины принят: ЭГРК-2И1-150-4. Панели электрооборудования по типу



усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР – электрогидравлический регулятор;

И – на интегральных микросхемах;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

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

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

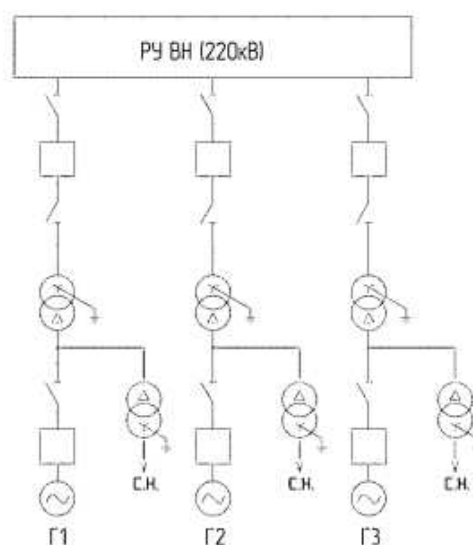


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

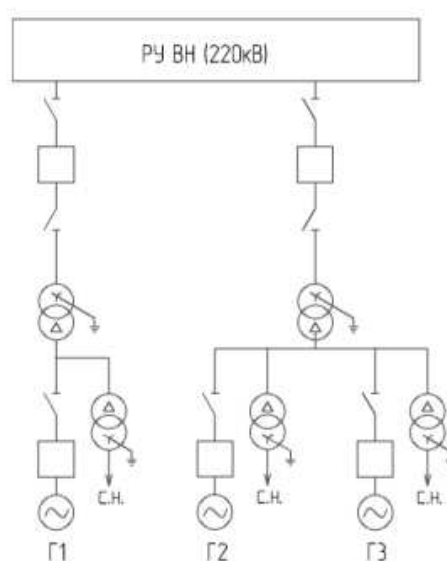


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

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

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-850/190-48. Данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-1120/80-68

Номинальная мощность		Номинальная мощность	$\cos \varphi_r$ , о.е.	$n_{\text{ном}}$ , об/мин	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{Г ном}}$ , МВ · А	$S_{\text{Г ном}}$ , МВ · А				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
85,5	72,5	13,8	0,85	125	0,23	0,32	0,87

### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_r} = \frac{72,5 - 0,01 \cdot 72,5}{0,85} = 84,44 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220-У1 марки ООО «ТОЛЬЯТТИНСКИЙ ТРАНСФОРМАТОР» Данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

$S_{\text{ном}}$ , МВ · А	$U_n$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	13,8	11	380	90	0,55

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ :

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

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:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,090 \cdot 8728,5 = 785,57 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left( \frac{84,44}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 417,10 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

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

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

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

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 3 \cdot 8,47 = 25,41 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где  $n = 3$  – количество блоков.

### 4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{T ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} = 2 \cdot \frac{72,5 - 0,01 \cdot 72,5}{0,85} = 168,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220-УХЛ1

$S_{НОМ},$ МВ · А	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{XX}, \text{кВт}$	$I_X, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
200	242	13,8	11	580	200	0,45

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX} = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,200 \cdot 8442 = 1688,40 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,580}{1} \cdot \left( \frac{168,88}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 994,73 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери электроэнергии (4.6):

$$I_{(2)} = \Delta W_{XX} \cdot \beta_1 + \Delta W_H \cdot \beta_2 = 1688,40 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 994,73 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 19,08 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$I_2 = I_{(1)} + I_{(2)} = 8,47 + 19,08 = 27,55 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.10)$$

#### 4.2.4 Выбор трансформатор собственных нужд

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

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_T \cdot \frac{P_{T \text{ ном}}}{\cos \varphi_T} = 0,01 \cdot 3 \cdot \frac{68}{0,85} = 2,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-2500/13,8. Данные трансформатора представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-2500/13,8

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
2,5	13,8	6,3	8

### 4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\Gamma} \cdot n_{\Gamma} - S_{\text{СН}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{НАТ}}} + 1 = \frac{(85,5 \cdot 3 - 2,4) \cdot 0,85}{1,2 \cdot 135} + 1 = 2,33 \approx 3, \quad (4.13)$$

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

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

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{P_{\text{УСТ.}} - P_{\text{С.Н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{204 - 2,04}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 207,8 \text{ А}. \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i = 207,8 \cdot 1 \cdot 1,05 = 218,2 \text{ А}, \quad (4.15)$$

где  $\alpha_{\text{T}} = 1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{218,2}{1,1} = 198,4 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

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

Выбран провод АС-240/32, допустимый продолжительный ток которого 605 А, удельное индуктивное сопротивление на 1 км  $x_0 = 0,43 \text{ Ом}$ , удельное активное сопротивление на 1 км  $r_0 = 0,12 \text{ Ом}$ , проводимость на 1 км  $b_0 = 2,62 \cdot 10^{-6} \text{ См}$ , число проводов в фазе  $n_{\text{п}} = 1$ .

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{УСТ.}} - P_{\text{С.Н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{204 - 2,04}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 311,8 \text{ А}. \quad (4.17)$$

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

#### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Стоимость выбранных трансформаторов и ОРУ 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 2 квартал 2020 года, цены на оборудование представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-125000/220	154781,2
ТДЦ-200000/220	235420
ТСЗ-2500/13,8	23244
ОРУ-220	76288

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

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

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

$$K_1 = 3 \cdot 154781,2 + 3 \cdot 23244 + 7 \cdot 76288 = 1144380 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = K_{тр1} + K_{тр2} + m \cdot K_{сн} + t \cdot K_{ОРУ}, \quad (4.19)$$

где  $K_{тр1}$  – стоимость одного блочного трансформатора;  
 $K_{тр2}$  – стоимость одного блочного трансформатора;  
 $m = 3$  – количество трансформаторов собственных нужд;  
 $K_{сн}$  – стоимость одного трансформатора собственных нужд;  
 $t = 8$  – количество ячеек ОРУ;  
 $K_{ОРУ}$  – стоимость одной ячейки ОРУ.

$$K_2 = 154781,2 + 235420 + 3 \cdot 23244 + 8 \cdot 76288 = 967050 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 1144380 + 25,41 = 171682,4 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

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

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$Z_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 967050 + 27,55 = 145085 \text{ тыс. руб.} \quad (4.21)$$

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{171682,4 - 145085}{171682,4} \cdot 100\% = 15,5\% > 5\%. \quad (4.22)$$

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

#### 4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ 220 кВ: 8 (3 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока, 2 служебных блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими и обходной системами сборных шин. Выбранная схема РУ 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

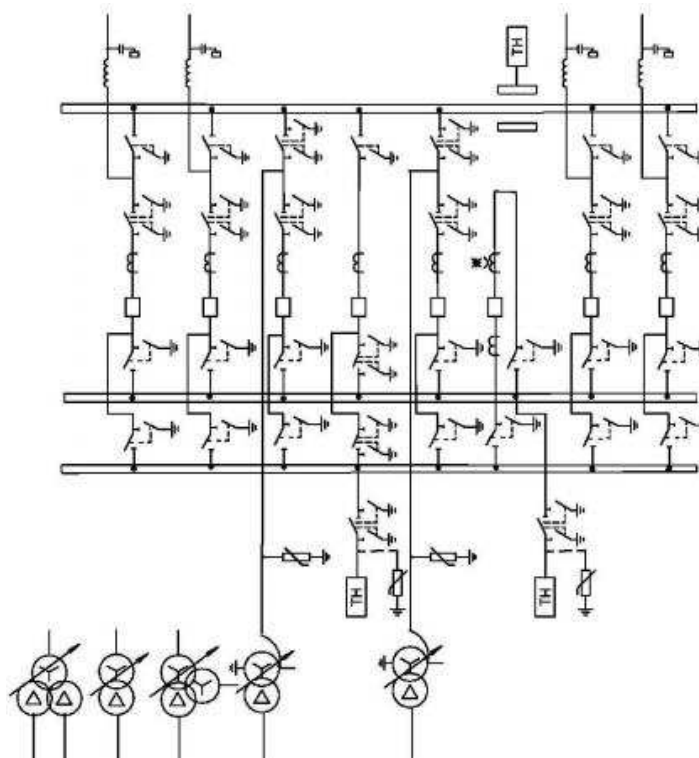


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ



## 4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x''_{d} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,23 \cdot \frac{13,8^2}{85,5} = 0,51 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

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

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{к\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{220^2}{180} = 242 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,43 \cdot 300 = 129 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

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

Коэффициент трансформации:

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

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{Г} = \frac{x_{*Г}}{T_{а,Г} \cdot \omega} = \frac{0,51}{0,045 \cdot 314} = 0,036 \text{ Ом;} \quad (4.30)$$

$$r_{С} = \frac{x_{*С}}{T_{а,С} \cdot \omega} = \frac{242}{0,035 \cdot 314} = 22,02 \text{ Ом;} \quad (4.31)$$

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,12 \cdot 300 = 36 \text{ Ом}; \quad (4.32)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{380 \cdot 242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом}. \quad (4.33)$$

#### 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		14
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Блок 1		14
3	<input type="checkbox"/>			у	3	ОРУ		230
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г2		14
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		14
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Сеть		230
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г3		14
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 3		14

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	2		Г1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Блок 1 - ОРУ	1,29	51,40					0,057
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	5		Г2 - Блок 2							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	3		Блок 2 - ОРУ	1,29	51,40					0,057
5	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	7	8		Г3 - Блок 3							
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	3		Блок 3 - ОРУ	1,29	51,40					0,057
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		ОРУ - Сеть	36,00	129,00					
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		ОРУ - Сеть	36,00	129,00					
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		ОРУ - Сеть	36,00	129,00					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	...	...	...	I1	dI1
1			1	Г1	1	0,036	0,512	0,036	0,512	0,109	1,536	15,594				0,081	-88,787
2			2	Г2	4	0,036	0,512	0,036	0,512	0,109	1,536	15,594				0,081	-88,787
3			3	Г3	7	0,036	0,512	0,036	0,512	0,109	1,536	15,594				0,081	-88,787
4			4	Сеть	6	22,020	242,000	22,020	242,000	22,020	242,000	230,000				0,462	-83,193

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

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

	S	№	№ сост	Тип	П 1 ▲	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	1					17,6654	-85,96

Рисунок 4.7 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на генераторе

	S	№	№ сост	Тип	П 1 ▲	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		1ф	3					4,7229	-88,24

Рисунок 4.8 – Результат расчёта токов однофазного КЗ на РУ

	S	№	№ сост	Тип	П 1 ▲	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	3					9,5857	-88,28

Рисунок 4.9 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на РУ

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{кз}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 4,723 \cdot 3 = 14,169 \text{ А.} \quad (4.34)$$

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

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$
3ф	3	9,568	23,41
1ф	3	14,169	34,67
3ф	1	17,665	49,06

#### 4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

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

$$I_{\text{раб max,г}} = 1,05 \cdot I_{Г, \text{ном}} = 1,05 \cdot 3,57 = 3,75 \text{ кА} \quad (4.35)$$

Номинальный ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{ном,тр}} = \frac{S_{\text{ном,тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,тр}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,30 \text{ кА} \quad (4.35)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{237,6}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,21 \text{ кА} \quad (4.36)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{237,6}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,31 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

## 4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

### 4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.38)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.39)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.40)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем генераторный элегазовый выключатель ВГГ-15-50/6300 рубящего типа и разъединитель РРЧЗ-20/6300. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблицах 4.7-4.8.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 3747 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{пр.скв}} = 17,67 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 49,06 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 130 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}}$	$B_{\text{к.расч}} = 192,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного разъединителя

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 3747 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{пр.скв}} = 17,67 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 200 \text{ кА}$
$i_{\text{у}}$	$I_{\text{пр.скв}} = 49,06 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 700 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}}$	$B_{\text{к.расч}} = 192,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 120000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## 4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-20-1. Производитель ОАО «Электроцит Самара». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-1 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3747 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-15. Производитель ОАО «Электроцит Самара». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-15 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-15 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

## 4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице 4.11.

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора.

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 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети (в цепи ротора)	АПКЭ-1	0,5	16
Анализатор сети (в цепи статора)			
Синхронизатор	АС-М	0,5	20
Потребляемая мощность:			$\Sigma = 36 \text{ В} \cdot \text{А}$

## 4.9 Выбор параметров ОРУ

Для 220 кВ выбраны элегазовый выключатель типа ВЭБ-220-50/2500 У1 и разъединитель типа РГ-220/1000 УХЛ1, данные в таблицах 4.12-4.13.

Таблица 4.12 – Проверка разъединителя ОРУ 220 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 312 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$i_y$	$i_{\text{пр.скв}} = 34,67 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 80 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{пр.скв}} = 14,17 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 30 \text{ кА}$
Вк.расч, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.НОМ}} = 96,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.НОМ}} = 2700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.13 – Проверка выключателя ОРУ 220 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 312 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$
$i_y$	$i_{\text{пр.скв}} = 34,67 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 125 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{пр.скв}} = 14,27 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
Вк.расч, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.НОМ}} = 96,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.НОМ}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВЭБ-220-50/2500 У1 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 312 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{Г}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$

Для защиты цепи 220 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П1-220 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

## 5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Технические данные защищаемого оборудования представлены в таблицах 5.1-5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-850/190-48
мощность номинальная	полная	85,5 МВА
	активная	72,5 МВт
номинальное напряжение		13,8 кВ
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота		50 Гц
частота вращения		125 об/мин
номинальный ток		3580 А
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	0,87
	переходное $X'd$	0,32
	сверхпереходное $X''d$	0,23
ток ротора при номинальной нагрузке		1215 А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		285 В

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

Тип	ТДЦ-125000/220
мощность номинальная	125 МВА
номинальное напряжение	242/13,8 кВ
напряжение короткого замыкания	11 %
группа соединений	Yh/D-11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТСЗ-2500/13,8
мощность номинальная	2,5 МВА
номинальное напряжение	13,8/6 кВ
напряжение короткого замыкания	8 %
группа соединений	Yh/D-11

## 5.2 Перечень защит блока генератор-трансформатор

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

Защиты генератора СВ-850/190-48 – 85,5 МВ·А:

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

Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
  - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);



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

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

### 5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos \phi}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{72,5 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3577 \text{ А.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}} I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1 \cdot 3577}{4000/5} = 4,47 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ТВ}} = \frac{I_{\text{ном,р}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,р}} = \frac{1215}{1,2255} \cdot 285 = 283 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения мощностью 320 кВА.  
Выполним пересчёт тока трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{вн ТЕ}} = \frac{S_{\text{ном,ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,р}}} = \frac{320 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 285} = 648 \text{ А;} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{нн ТЕ}} = \frac{I_{\text{вн ТЕ}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{648}{750/5} = 4,32 \text{ А.} \quad (5.5)$$

### 5.4 Описание защит и расчет 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 трехфазной

и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора:  $I_{ном} = 3577 \text{ А}$ .

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{ном} = 0,05 \cdot I_{ном}, \quad (5.6)$$

где  $K_{ОДН} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;  
 $f_i = 0,1$  – 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  $K_n = 2$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_{ном}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном 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;

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

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

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

$$I_{max} = \frac{E''_Г}{x''_d} \cdot I_{ном}. \quad (5.9)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,23} \cdot 3577 = 1757,4 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;  
 $I_T = I_{\max} = 17574$  А.

Тогда:

$$K_T > \frac{1757,4 \cdot 2}{17574} = 0,2.$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

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

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

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

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

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

Принимаем уставку:  $I_{ОТС} = 6 \cdot I_{ном} = 26,82$  А.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

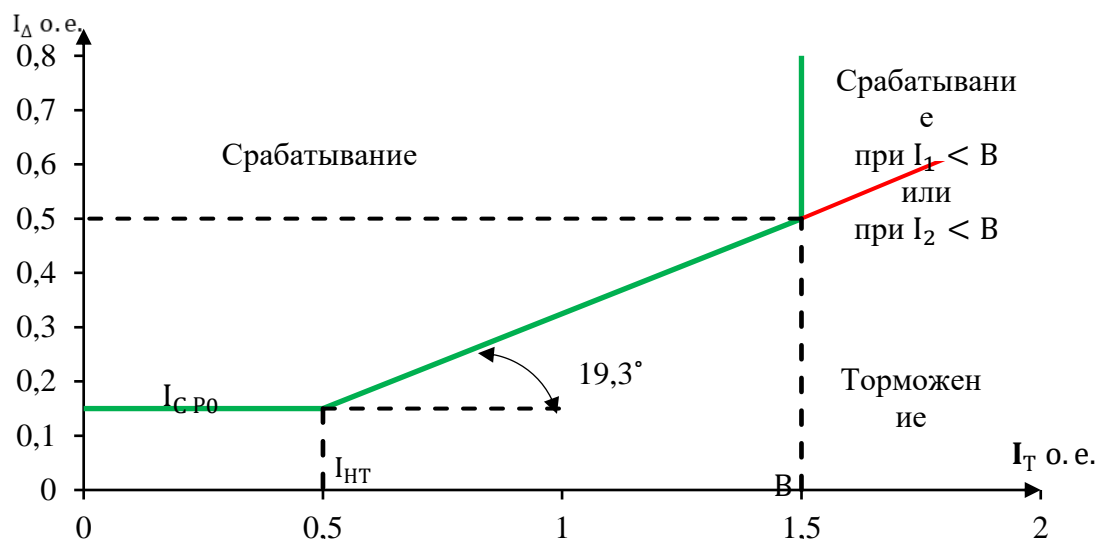


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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 ( $U_0$ )

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

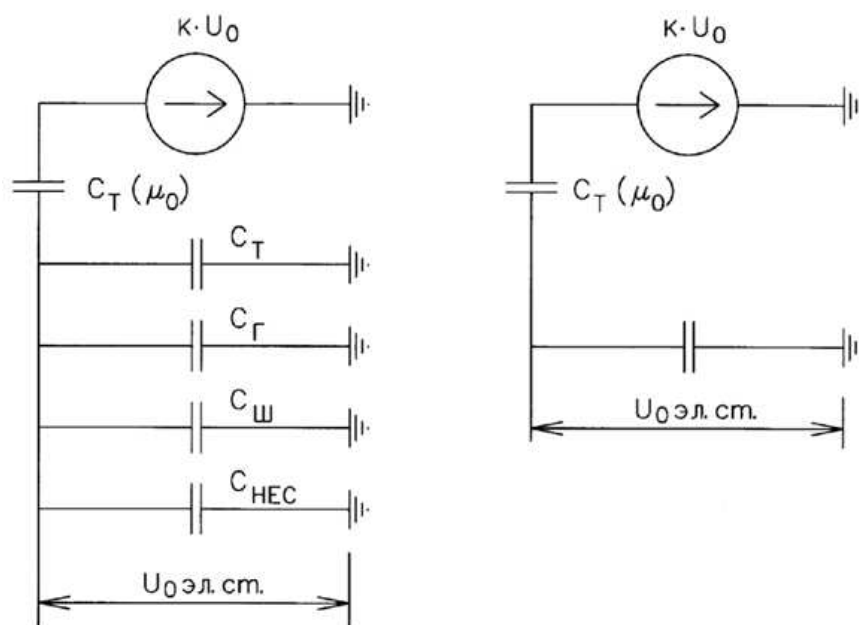


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_0$  эл.ст.  
Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = \\ = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.13)$$

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

$C_G$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,9 мкФ/фазу;

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

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

$C_{\text{ВГ}}$  – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ. Принимаем равной 0,35 мкФ/фазу.

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

$$U_{0\text{эл.ст}} = K \cdot U_0 \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46573 \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 219 \text{ В}. \quad (5.14)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{НОМ ВН} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46573 \text{ В}, \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,5 \text{ А}. \quad (5.16)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}}{n_{ТН}}; \quad (5.17)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 219}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)};$$

$$U_{CP} \geq 4,34 \text{ В}.$$

где  $K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;  
 $n_{ТН}$  – коэффициент трансформации ТН;  
 $K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В с выдержкой времени 0,5 с, которая действует на разгрузку генератора;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение 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  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.18)$$

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

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

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

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

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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

$U_{1>}$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U_{1>}$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

#### 5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.21)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

$I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{доп} = A / I_{*2}^2, \quad (5.22)$$

где  $A = 20$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита включает в себя следующие органы:

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

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

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18 \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.24)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.25)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

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

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4



Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$ , о.е.	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с), с	20	55	80	125	220	500

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

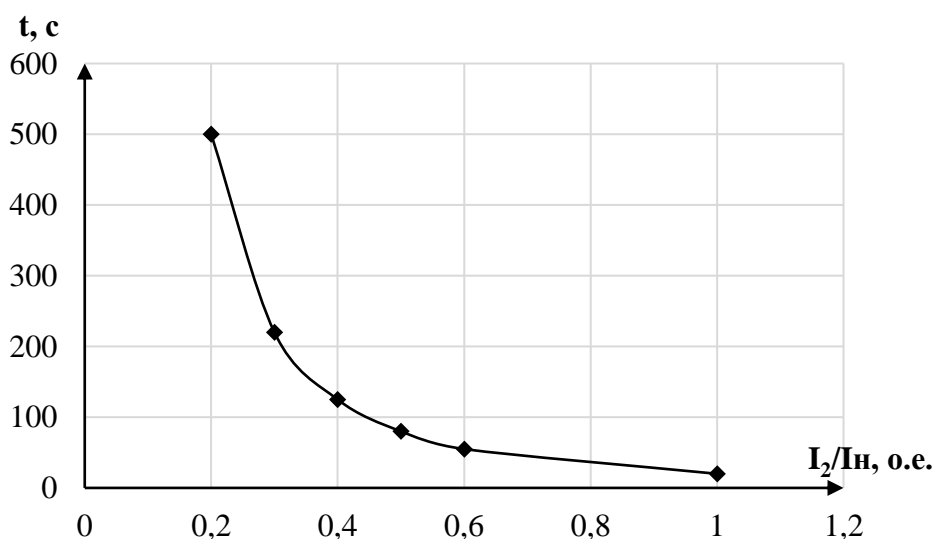


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 20$  с,  $t_{\text{макс.}} = 600$  с.

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

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2\text{отс}}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_{\text{T}}^* + X_{\text{Л}}^*)}, \quad (5.27)$$

где  $X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 129 \cdot \frac{85,5}{230^2} = 0,208 \text{ о. е.};$

где  $X_{d\text{ВН}}'' = X_{\text{д}}'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,23 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 70,73 \text{ о. е.}$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_{\text{д}}''$  – сверхпереходное сопротивление обратной последовательности генератора по продольной оси;

$X_{\text{T}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{85,5}{125} = 0,075 \text{ о. е.}$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (70,73 + 0,075 + 0,208)} = 0,00542 \text{ о. е.} \quad (5.28)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I_{2C.3.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,00542 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,19 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию  $I_{2C.3.} = 0,19$ .

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.5 Защита от симметричных перегрузок( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

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

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 6$  с.

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

Уставка пускового органа:

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

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

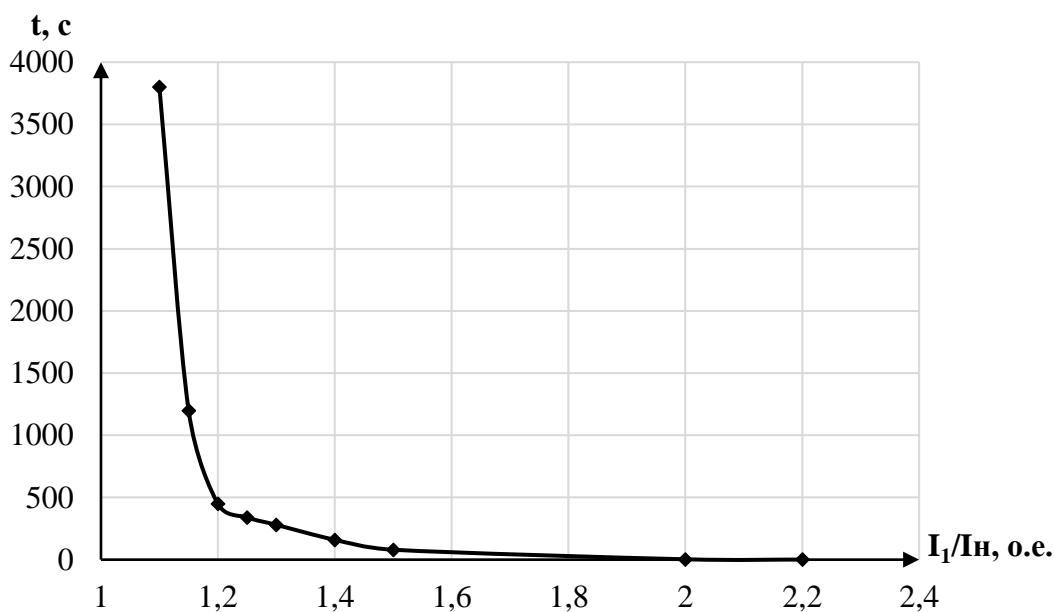


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.32)$$

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

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{СР} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ «Катунская ГЭС – ПС Бийская»:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,54 + \frac{0,8}{3} \cdot 133,93 = 76,95 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{85,5}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{85,5}{242^2} \cdot 133,93 = 0,112 \text{ о. е.}$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,112 \cdot 2,23 = 0,25 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{85,5} = 2,23 \text{ Ом}.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,25 \cdot \frac{4000}{\frac{5}{0,1}} = 1,45 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,45 \text{ Ом}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3577} = 2,23 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,99 - 0,95}{0,87} = 3,48 \text{ о. е.}, \quad (5.38)$$

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

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (5.40)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 68,9^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.41)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot 2,23 = 0,78 \text{ Ом}. \quad (5.42)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,78 \cdot 4000/5}{13800/100} = 4,52 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,52 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,22 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,68 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

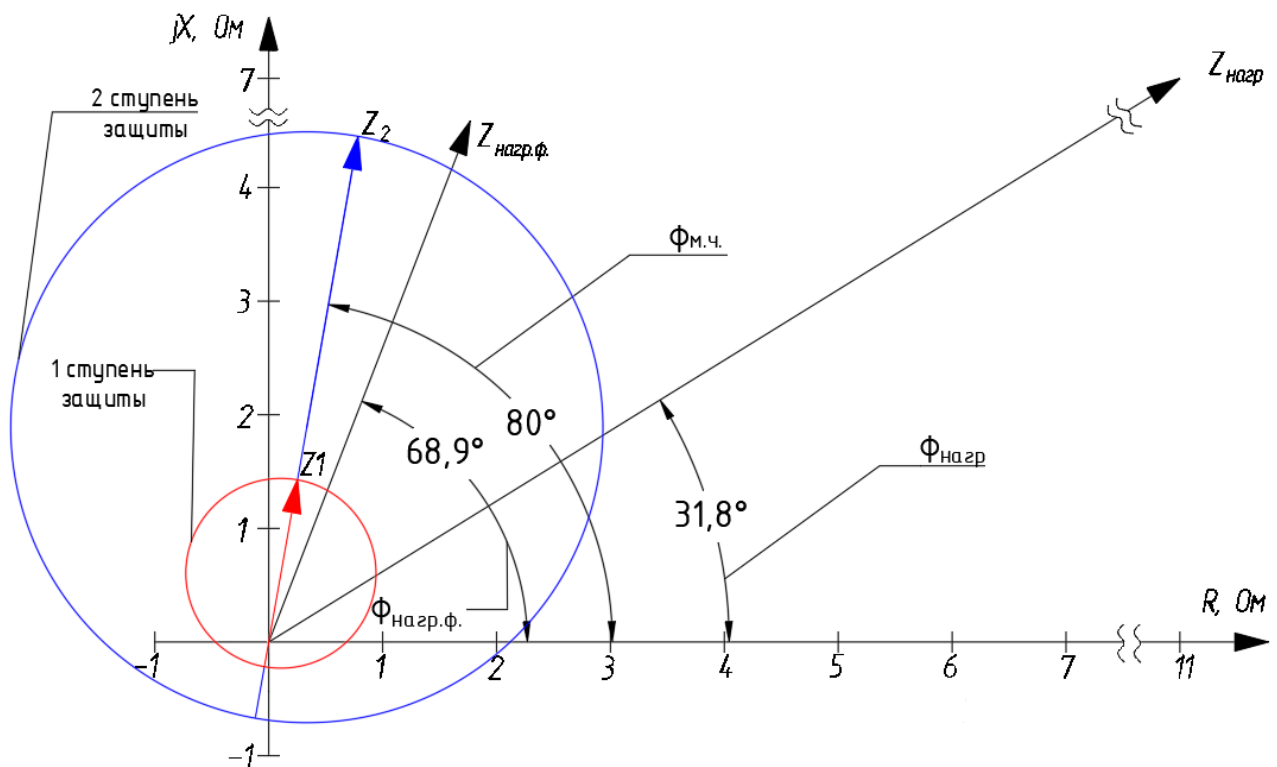


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.44)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.45)$$

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

Данные перегрузочной способности обмотки ротора сведены в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

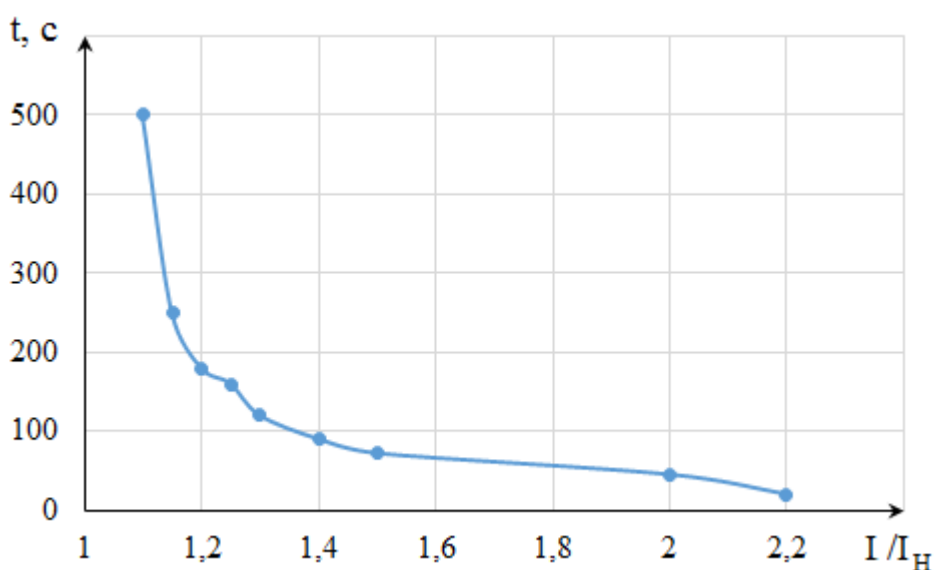


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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



$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.46)$$

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 Катунской 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 представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. ащита продольная	IΔG	Ток срабатывания, I <sub>ср.0</sub>	0,15 · I <sub>H</sub>	0,67 А
		Коэффициент торможения, K <sub>T</sub>	0,3	-
		Уставка начального торможения, I <sub>HT</sub>	0,5 · I <sub>H</sub>	2,24 А
		Тормозной ток, В	1,5 · I <sub>H</sub>	6,71 А
		I <sub>отс</sub>	6 · I <sub>H</sub>	26,82 А
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	U <sub>01G</sub>	5 В
		t <sub>2</sub>	U <sub>02G</sub>	10 В

Окончание таблицы 5.7

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
ЗЗГ	$U_0$	$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$		Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,31 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,19 \cdot I_H$	0,85 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,79 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,93 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	6,84 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,112	1,45 Ом
			$Z_{СМ I}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,22 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	4,52 Ом
			$Z_{СМ II}$	$0,15 \cdot Z_{II}$	0,68 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,63 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,76 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	9,7 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение							
Диф. защита продольная	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$ $t_1$							+

Окончание таблицы 5.8

Защиты			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение СВ	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение									
ЗЗГ	$U_0$	$t_3$	+	+	+					
	$U_{03}$	$t$	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+						
		2 ступень $t_2$	+	+						
Защита обратной последовательности и от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС I	$t_1$						+	
			$t_2$					+		
		$t_3$	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	$t_1$						+	
			$t_2$					+		
		$t_3$	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$					+		
			$t_2$	+	+	+				
		2 ступень	$t_1$						+	
			$t_2$					+		
		$t_3$	+	+						
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО							+	
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

## 6 Компоновка и сооружения гидроузла

### 6.1 Назначение класса ГТС

Класс ГТС назначают по [32].

По высоте сооружения (45 м) и типу грунта (скальный, [А]) – III класс, по установленной мощности (204 МВт) – III класс, по последствиям возможной гидродинамической аварии – II класс.

Принимаем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – II класс ГТС.

### 6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.2.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 780,00 + 1,37 = 781,37 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{1\%} + a + \Delta h_{\text{set}} = 0,77 + 0,6 + 0,004 = 1,37 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны обеспеченностью 1%;  
 $a$  – конструктивный запас.

$\Delta h_{\text{set}}$  – высота ветрового нагона, рассчитываемая по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos a = 2,45 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{24^2 \cdot 600}{9,81 \cdot 21,5} \cdot 1 = 0,004 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра;

$V$  – расчетная скорость ветра на уровне воды, м/с;

$L$  – длина разгона волны, м;

$a$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

$d$  – условная расчетная глубины воды в водохранилище, рассчитываемая по формуле:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{780 - 737}{2} = 21,5 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы  $\frac{g \cdot t}{V}$  и  $\frac{g \cdot L}{V^2}$ :

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 8829, \quad (6.5)$$

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

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 600}{24^2} = 10,2. \quad (6.6)$$

По графику [33, Приложение А, рис.А.1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ) и значениям  $\frac{g \cdot t}{V}$  и  $\frac{g \cdot L}{V^2}$  определены параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$ :

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,00625; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 0,825; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 0,825; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 3,5.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{h} = \frac{\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} \cdot V^2}{g} = \frac{0,00625 \cdot 24^2}{9,81} = 0,37 \text{ м}; \quad (6.7)$$

$$\bar{T} = \frac{\frac{g \cdot \bar{T}}{V} \cdot V}{g} = \frac{0,825 \cdot 24}{9,81} = 2,02 \text{ с}. \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{2,02^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 6,37 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Проверяется условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d \quad (6.10)$$

$21,5 > 3,185$ , т.е. условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,37 \cdot 2,08 = 0,77 \text{ м}, \quad (6.11)$$

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

Принимаем  $\nabla \text{ГБП} = 781,4 \text{ м}$ .

## 6.2.2 Гидравлические расчеты

### 6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

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

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 780,00 - 747,2 = 32,8 \text{ м}; \quad (6.12)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 781,70 - 747,6 = 34,1 \text{ м}. \quad (6.13)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как напор  $H_{\text{осн}}$  и  $H_{\text{пов}}$  больше  $H_{\text{мин}}^{\text{турб}}$ .

Определяют расход через один гидроагрегат при основном  $Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}}$  и поверочном  $Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}}$  расчетном случае соответственно:

$$Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{68000}{9,81 \cdot (32,8 - 0,43) \cdot 0,889} = 240,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.14)$$

$$Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{68000}{9,81 \cdot (34,1 - 0,43) \cdot 0,889} = 231,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.15)$$

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

$$m = (3-1) = 2, \quad (6.16)$$

где  $n$  – количество гидроагрегатов.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}} \cdot m = 240,9 \cdot 2 = 481,8 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.17)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}} \cdot m = 231,6 \cdot 2 = 463,2 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.18)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного и поверочного случаев соответственно составляет:

$$Q_{\text{рас}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_{\text{с}} = 2302 - 481,8 - 453,3 = 1366,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.19)$$

$$Q_{\text{рас}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}} = 2722 - 473,0 - 463,2 = 1805,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.20)$$

$$\text{где } Q_c = \frac{(V_{\text{по}} + V_{\text{пр}})}{T_{\text{ср}}} = \frac{(5,19 + 3,11) \cdot 10^9}{18316800} = 453,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.21)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1366,9}{63,8} = 21,44 \text{ м}, \quad (6.22)$$

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 51 = 63,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.23)$$

где  $q_{\text{р}}$  – удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = 5 \cdot 10,2 = 51 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.24)$$

где  $[v_h] = 5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$  – допустимая скорость на рисберме для скальных оснований.

$$h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 747,2 - 737,00 = 10,2 \text{ м}.$$

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

$$B = b \cdot n, \quad (6.25)$$

где  $n$  – число пролетов.

Округляется  $B$  до 24 метров, принимаем  $n = 3$  по 8 метров.

### 6.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учета бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1366,9}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,83 \text{ м}, \quad (6.26)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принята очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А,  $m = 0,49$ .

Во втором приближении, с учетом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1366,9}{0,49 \cdot 0,88 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,60 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления, принимается  $\sigma_n=1$ ;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (3-1)0,45}{3} \cdot \frac{8,83}{8} = 0,88. \quad (6.28)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $v_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 9,6 - \frac{1,1 \cdot 1,06^2}{2 \cdot 9,81} = 9,5 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где  $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{Дно})(B + (n-1)\delta_6)} = \frac{1366,9}{(780,00 - 737,00) \cdot (24 + (3-1) \cdot 3)} = 1,06 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.30)$

где  $\delta_6 = 3 \text{ м}$  – толщина быка.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 780,00 - 10 = 770,00 \text{ м}, \quad (6.31)$$

где  $H_{\text{ст}}$  – ближайшее стандартное значение напора,  $H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$ .

Отметку гребня быка водосливной плотины определим по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 770,00 + 1,6 \cdot 10 = 786,00 \text{ м}. \quad (6.32)$$

Отметка гребня быка водосливной плотины больше, чем отметка гребня бетонной плотины. В конечном итоге принимаем отметку гребня плотины  $\nabla\text{ГП} = 786,00 \text{ м}$ .

### 6.2.2.3. Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1805,5}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,63 \text{ м}; \quad (6.33)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1805,5}{0,49 \cdot 0,86 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,8 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, рассчитываемый по формуле:



$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (3-1)0,45}{3} \cdot \frac{10,63}{8} = 0,86. \quad (6.35)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 11,8 - \frac{1,1 \cdot 1,35^2}{2 \cdot 9,81} = 11,7 \text{ м}, \quad (6.36)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1805,5}{(781,70 - 737,00)(24 + (3-1) \cdot 3)} = 1,35 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.37)$$

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

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 770,00 + 11,7 = 781,7 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Расчетная отметка форсированного уровня не превышает заданного, следовательно, пропускная способность обеспечивается.

#### 6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани

Координаты для построения оголовка водосливной плотины приведены в таблице 6.1. Оголовок профиля водосливной плотины изображен на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка профиля типа А

х, м	0	1	2	3	4	5	6	7	8
у, м	1,26	0,36	0,07	0	0,06	0,27	0,6	1	1,46
х, м	9	10	11	12	13	14	15	16	17
у, м	1,98	2,56	3,21	3,94	4,75	5,64	6,61	7,64	8,73
х, м	18	19	20	21	22	23	24	25	26
у, м	9,87	11,08	12,35	13,69	15,08	16,53	17,9	19,6	21,22
х, м	27	28	29	30	31	32	33	34	35
у, м	22,89	24,62	26,4	28,24	30,13	32,07	34,05	36,09	38,18
х, м	36	37	38	39	-	-	-	-	-
у, м	40,31	42,49	44,71	46,98	-	-	-	-	-

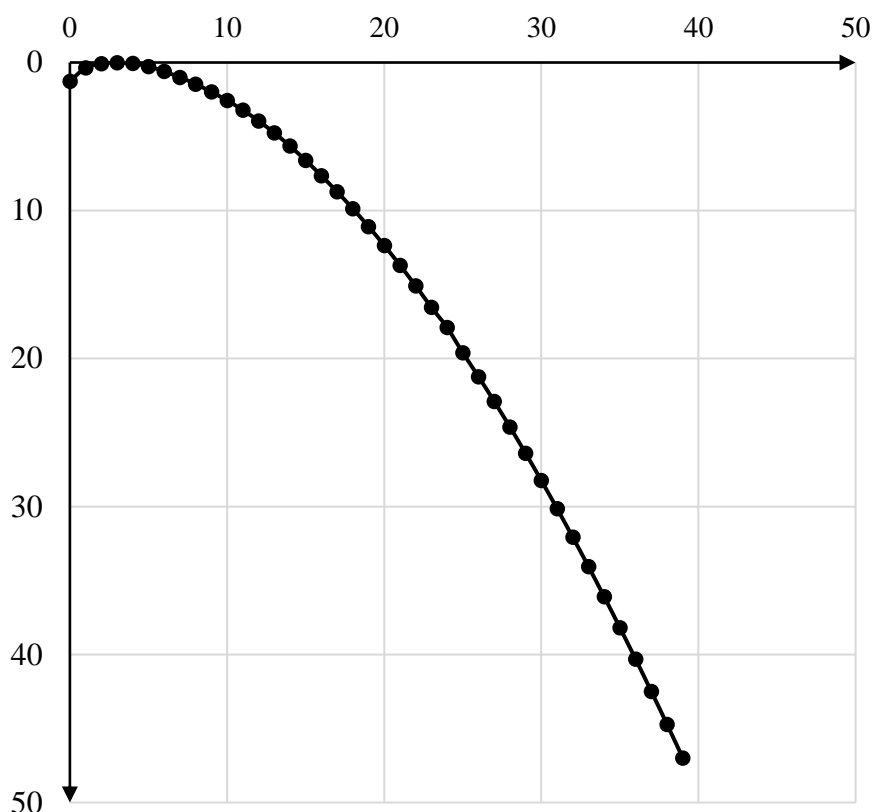


Рисунок 6.1 – Оголовок безвакуумного профиля типа А

### 6.2.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 780,00 - 737,00 = 43 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Для определения типа гидравлического прыжка вычислена критическая глубина потока:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{aQ_p^2}{(B+(n-1)\cdot\delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1366,9^2}{(24+(3-1)\cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 6,15 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Сопряженная глубина:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{45,56}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (43 - 0)}} = 1,74 \text{ м,} \quad (6.41)$$

где  $q_c$  – удельный расход за водосливом, рассчитанный по формуле:

$$q_c = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{B+(n-1)\delta_6} = \frac{1366,9}{24+(3-1)\cdot 3} = 45,56 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.42)$$

В первом приближении  $h'_c = 0$  в знаменателе.

В нашем случае  $T_0 = 43 \text{ м} > 40 \text{ м}$ , поэтому  $\varphi = 0,9$ .

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{45,56}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (43 - 1,74)}} = 1,78 \text{ м.}$$
$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left[ \sqrt{1 + 8 \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right] =$$
$$= \frac{1,94}{2} \left[ \sqrt{1 + 8(6,15/1,78)^3} - 1 \right] = 15,3 \text{ м.} \quad (6.43)$$

$h''_c = 15,3 \text{ м} > h_{НБ} = 10,2 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Для плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

#### 6.2.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

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

Высота от дна, до носка:

$$a = \nabla_{УНБ_{пов}} - \nabla_{ДНА} + (1 - 2)\text{м} = 10,6 + 1,1 = 11,7 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 737 + 11,7 = 748,7 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 780 - 748,7 = 31,3 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 31,3} = 22,3 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.47)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока, принимается равным 0,9.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{Q_{\text{рас}}^{\text{пов}}}{V_H \cdot (B + (n-1)\delta_6)} = \frac{1805,5}{22,3 \cdot (24 + (3-1) \cdot 3)} = 2,70 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{22,3^2}{9,81 \cdot 2,7} = 18,8 < 35. \quad (6.49)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2a \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1\right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 a}}\right) = 1 \cdot 31,3 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 60^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{32,4}{31,3} - 1\right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}}\right) = 45,74 \text{ м,} \quad (6.50)$$

$$\text{где } Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 780 - 747,6 = 32,4 \text{ м.} \quad (6.51)$$

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

Глубина размыва:

$$H_p = t - h_{\text{нб}} = 21,7 - 10,6 = 11,31 \text{ м,} \quad (6.52)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{18,8}) \cdot \sqrt{18,8} \cdot \sqrt[4]{\frac{10,6}{1}} \cdot 2,7 = 21,91 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tga}_1} = 45,74 + \frac{21,91}{0,673} = 78,3 \text{ м,} \quad (6.54)$$

$$\text{где } \text{tga}_1 = \sqrt{\frac{\text{tg}^2 a + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos a + a - h_{\text{нб}})}{V_H^2 \cdot \cos^2 a}}{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,7 \cdot \cos 30^\circ + 11,7 - 10,6)}{22,3^2 \cdot \cos^2 30^\circ}}} = 0,673. \quad (6.55)$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 6,15 + 3,7 \cdot 11,31 = 57,22 \text{ м} \quad (6.56)$$

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

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 6,15 = 15,38 \text{ м.}$$

Уклон верхового откоса принимается равным 1:2,2, а низового – 1:1,5.

### 6.2.3 Расчет глубинных водовыпусков

Принят диаметр водовыпускного отверстия 4 м.

Отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО принимают выше потолка галереи не менее:

$$D/2 + 2 \text{ м} = 4/2 + 2 = 4 \text{ м.} \quad (6.57)$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{\text{пол. гал.}} + \text{высота гал.} + 4,0 = 737,00 + 3,0 + 4,0 = 744,00 \text{ м.} \quad (6.58)$$

За отметку пола галереи принята отметка дна.

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{(\nabla_{НПУ} + \nabla_{УМО})}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{(780 + 773,66)}{2} - 744,00 = 32,83 \text{ м.} \quad (6.59)$$

Расход через отверстие:

$$q_{вв} = \omega \mu \sqrt{2gH} = 12,56 \cdot 0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 32,83} = 255,0 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.60)$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода, 0,8.

Площадь водовыпускного отверстия диаметром 4 м:

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2^2 = 12,56 \text{ м}^2. \quad (6.61)$$

Количество водовыпускных отверстий необходимое для пропуска расчетного расхода  $Q_{ср}$ :

$$n = \frac{Q_{ср}}{q_{вв}} = \frac{453,3}{255} = 1,8 \quad (6.62)$$

Принято 2 отверстия диаметром 4 м.

## 6.3 Конструирование плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Высота плотины  $h$  равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 780,00 - 735,00 = 45 \text{ м.} \quad (6.63)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{в}} + (2 \div 3)), \quad (6.64)$$

где  $\delta_{\text{в}} = 0$ .

$$\nabla_{\text{дна}} = 737,00 \text{ м.}$$

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 2 = 735,00 \text{ м,} \quad (6.65)$$

где  $\nabla_{\text{дна}} = 737,00 \text{ м.}$

Ширина подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 45 = 31,5 \text{ м.} \quad (6.66)$$

### 6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

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

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$S = \delta_{\text{б}} + b = 3 + 8 = 11 \text{ м,} \quad (6.67)$$

где  $\delta_{\text{б}}$  – толщина быка;

$b$  – ширина пролета.

Разрез делается по быку.

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

### 6.3.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 3 м. Минимальная толщина между пазами 0,8 м.

Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

### 6.3.4 Устой

Для отделения водослива от здания ГЭС принимается разделительный устой длиной 142 м.

### 6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем дренажи в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{(НПУ - \text{отм. пола галереи}) \cdot \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{(780,00 - 737,00) \cdot 1,2}{25} = 2,06 \text{ м}, \quad (6.68)$$

где  $H_d = (НПУ - \text{отм. пола галереи})$  – напор над расчетным сечением, отметка пола цементационной галереи выше отметки подошвы на 2 м, принимаем отметку 737,00;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр.м}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Принимаем  $a_{др} = 2,2$  м.

### 6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагают через 15 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых на отметке 737,00 для цементирования основания и строительных швов плотины, создания и восстановления

вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 2,5 м, высотой – 3 м.

Галереи на отметке 755,00, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2 м, высотой – 2,5 м.

#### 6.4 Противофильтрационные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальную цементационную завесу и дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$L_1 = (0,05 \div 1) \cdot B, \quad (6.69)$$

где  $B$  – ширина подошвы плотины.

Принимается:

$$L_1 = 0,1 \cdot 31,5 = 3,2 \text{ м.}$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.70)$$

$$\text{где } H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 780,00 - 739,6 = 40,4 \text{ м;} \quad (6.71)$$

$\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}}$  – отметка в НБ при  $Q_{\text{сан}}$ .

Принимается:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 40,4 = 20,20 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (6.72)$$

Принимается:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 20,20 = 10,10 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м, с шагом 2 м.

Толщина цементационной завесы:



$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}} = \frac{24,24 \cdot 1,2}{15} = 1,9 \text{ м}, \quad (6.73)$$

где  $\Delta H = H_d - H_{as} = 40,4 - 16,16 = 24,24 \text{ м}$  – потери напора, (6.74)

где  $H_d$  и  $H_{as}$  – геометрические параметры эпюры фильтрации;  
 $J_{\text{кр}} = 15$  – критический градиент для завесы.

Расстояние  $L_2$  от оси цементационной завесы до оси дренажа принимается конструктивно,  $L_2 = 5 \text{ м}$ .

## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

### 6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$$S_{\text{пл}} = 890 \text{ м}^2, S_{\text{б}} = 1230 \text{ м}^2. \quad (6.75)$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{890 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 15239,39 \text{ кН/м}. \quad (6.76)$$

Вес быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1230,0 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 7897,94 \text{ кН/м}. \quad (6.77)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 520,24 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = (781,70 - 770,00 + 0,5) \cdot 8 = 97,6 \text{ м}^2. \quad (6.79)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{520,24}{8+3} = 47,29 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.80)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны ВБ:

$$T_B = \frac{g \cdot H_B^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 45^2 \cdot 1000}{2} = 9932,63 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.81)$$

$$\text{где } H_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 780,00 - 735,00 = 45 \text{ м}. \quad (6.82)$$

Со стороны НБ:

$$T_H = \frac{g \cdot H_H^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 4,6^2 \cdot 1000}{2} = 103,79 \text{ кН/м}, \quad (6.83)$$

$$\text{где } H_H = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 739,6 - 735,00 = 4,6 \text{ м}. \quad (6.84)$$

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяется по формуле:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 31,5 \cdot (739,6 - 735,00) = 1421,47 \text{ кН/м}. \quad (6.85)$$

### 6.5.4 Волновое воздействие

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,77 \cdot \left( \frac{6,37}{3,14} + \frac{0,29}{2} \right) = 8,21 \text{ кН}, \quad (6.86)$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\lambda_d} = \frac{3,14 \cdot 0,77^2}{6,37} = 0,29 \text{ м}. \quad (6.87)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,37}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,77 = 0,73 \text{ м}. \quad (6.88)$$

### 6.5.5 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\min} = 780,00 - 739,6 = 40,4 \text{ м}; \quad (6.89)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 40,4 = 16,16 \text{ м}; \quad (6.90)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,2 \cdot 40,4 = 6,06 \text{ м}. \quad (6.91)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 222,14 = 2179,19 \text{ кН}. \quad (6.92)$$

### 6.5.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань по формуле:

$$P_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{21}{2} \right) = 10,4 \text{ кПа}, \quad (6.93)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $\gamma_H = 11 \text{ кН/м}^3$ ;

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

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{P_H h_H}{2} = \frac{10,4 \cdot 2}{2} = 10,4 \text{ кН}. \quad (6.94)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом:

$$P_{гр'} = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) = 5,59 \text{ кПа}; \quad (6.95)$$

$$P_{гр''} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{вз} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (11 \cdot 2 + 17,18 \cdot 2) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) = 14,32 \text{ кПа}, \quad (6.96)$$

$$\text{где } \gamma_{гр}^{вз} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot g = 26,5 - (1 - 0,05) \cdot 9,81 = 17,18 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \quad (6.97)$$

$\gamma_{гр}$  – удельный вес сухого грунта, принимаем  $26,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ ;

$n_0$  – пористость сухого грунта,  $n_0 = 0,05$ ;

$h_{гр} = 2 \text{ м}$  – толщина слоя грунта.

Численное значение равнодействующей активного давления грунта на 1 п.м. длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_{\text{акт}} = S_{\text{эп}} = \left( \frac{P_{\text{гр}' + P_{\text{гр}''}}{2} \right) h_{\text{гр}} = \left( \frac{5,59 + 14,32}{2} \right) \cdot 2 = 19,91 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.98)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа будет иметь эпюру в форме прямоугольного треугольника и на уровне подошвы определится следующим образом:

$$P_{\text{пас}''} = (17,18 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) = 8,72 \text{ кПа}.$$

Численное значение равнодействующей пассивного давления грунта на 1 п.м. длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{\text{пас}} = S_{\text{эп}} = 8,72 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

## 6.6 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.2, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Тв	1,0	→	9932,63	9932,63	15	148989,45
Тн	1,0	←	103,79	103,79	-2,22	-230,41
Gб	0,95	↓	7897,94	7503,04	-4,94	-37065,04
Gпл	0,95	↓	15239,39	14477,42	-3,58	-51829,16
Wвзв	1,0	↑	1421,47	1421,47	0	0
Wф	1,0	↑	2179,19	2179,19	8,67	18893,58
Ен	1,2	→	10,4	12,48	2,67	33,32
Wволн	1,0	→	8,21	8,21	45,07	370,02
qз	0,9	↓	47,29	42,57	-11,75	-500,14

$$\sum N = G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{вз} - W_{ф} = 18422,47 \text{ кН.} \quad (6.99)$$

Сумма моментов вычисляется с учетом знаков:

$$\sum M = 78661,61 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины у подошвы плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{18422,47}{31,5} + \frac{6 \cdot 78661,61}{31,5^2} = -109,18 \text{ кПа,} \quad (6.100)$$

где  $\sum N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $\sum M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $B_{под} = 31,5 \text{ м}$  – ширина подошвы плотины.

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -109,18 \cdot 0 - 9,81 \cdot 45 = -441,45 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.101)$$

где  $H_d^u$  – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа, 45 м;  
 $m_u = \text{tg} \alpha$  – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью, 0;

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа;} \quad (6.102)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = \\ &= -109,18 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 45 \cdot 0^2 = -109,18 \text{ кПа;} \end{aligned} \quad (6.103)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = 9,81 \cdot 45 = -441,45 \text{ кПа.} \quad (6.104)$$

Для нижней грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{под}} - \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{18422,47}{31,5} - \frac{6 \cdot 78661,61}{31,5^2} = -1060,49 \text{ кПа;} \quad (6.105)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1060,49 \cdot 0,7 - 9,81 \cdot 4,58(1 - 0,7^2) = -542,56 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (6.106)$$

где  $H_d^t$  – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа, 4,58 м;  
 $m_t = 0,7$  – тангенс угла между нижней гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t =$$

$$= -(9,81 \cdot 4,58 - 1060,49) \cdot 0,7 = 710,89 \text{ кПа}; \quad (6.107)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1060,49 (1 + 0,7) + 9,81 \cdot 4,58 \cdot 0,7 = -1558,12 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.108)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = 9,81 \cdot 4,58 = -44,93 \text{ кПа}. \quad (6.109)$$

Полученные результаты сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения

Напряжение, кПа	$\sigma_y$	$\sigma_x$	$\tau_{xy}$	$\sigma_1$	$\sigma_3$
Напорная грань	-109,18	-441,45	0,00	-109,18	-441,45
Низовая грань	-1060,49	-542,56	710,89	-44,93	-1558,12

### 6.7 Критерии прочности плотины и её основания

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.110)$$

где  $\gamma_n = 1,20$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,95$ ;

$R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию:

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}}. \quad (6.111)$$

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot |-1536,48|}{0,95} = 1940,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ .

$$2660 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1940,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0: \quad (6.112)$$

$$-109,18 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u \quad (6.113)$$

$$-109,18 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 45 = 108,98 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Сооружение удовлетворяет условиям прочности.

## 6.8 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотина рассчитывается на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига, плотина устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n; \quad (6.114)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{вз} - W_\phi) \cdot tg\varphi + c \cdot B_{\Pi} = \\ &= (15239,39 + 7897,94 + 47,29 - 1421,47 - 2179,19) \cdot tg36,5 + 150 \cdot \\ &\quad \cdot 31,5 = 16944,06 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \end{aligned} \quad (6.115)$$

где  $\varphi$  – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;

$c = 150 \text{ кН/м}^2$  – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 31,5 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 9932,63 - 103,79 + 8,21 + 12,48 = \\ &= 9849,53 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.116)$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{16944,06 \cdot 0,95}{9849,53 \cdot 1} \geq 1,20;$$

$$1,6 \geq 1,20.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости, следовательно, плотина устойчива.



## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одна из важнейших задач службы эксплуатации Катунской ГЭС – обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

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

#### **7.2.1 Обще положения**

Все работники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять требования настоящего стандарта, а также соответствующие требования в области охраны труда (правил безопасности), изложенные в СТО 70238424.27.140.012-2011 «Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила

безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования».

Сооружения и оборудование Катунской ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. При этом должна быть обязательно предусмотрена защита работников и в зонах возможного затопления ГЭС. На случаи возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. При необходимости (в случае реализуемой возможности) ими должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

Для Катунской ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения. Экспликация планы эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликации при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания. Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

Подразделения Катунской ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. При этом в помещениях должны быть предусмотрены расчетно-необходимые запасы питьевой воды, СИЗ и дыхательных смесей, соответствующее обустройство санитарно-бытовыми устройствами и дистанционными средствами связи.

На Катунской ГЭС должны обеспечиваться:

- 1) контроль соблюдения требований настоящего стандарта требований инструкций по охране труда;
- 2) проведение инструктажей и тренировок для отработки навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, а также навыков по закрытию вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

На Катунской ГЭС должны обеспечиваться контроль и систематические проверки:

- 1) соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности;

- 2) знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;
- 3) знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;
- 4) соблюдения работниками норм ОиБТ;
- 5) правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

Организации Катунской ГЭС обязаны:

- 1) способствовать соблюдению работниками гигиены труда на рабочих местах, в производственных помещениях, на территориях и акваториях;
- 2) создавать на ГЭС условия труда, соответствующие гигиеническим нормативам условий труда из руководства по гигиенической оценке факторов рабочей среды.

В каждой рабочей зоне должны быть в наличии средства, необходимые для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае.

Должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с дидактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

На каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии.

### **7.2.2 Требования к персоналу**

Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России. Не разрешается допускать к обслуживанию сооружений и оборудования ГЭС работников, не прошедших медицинские осмотры.

Работников, не достигших возраста 18 лет, допускать к работам с тяжелыми и вредными условиями труда не разрешается.

Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы.

Обеспечение средствами индивидуальной защиты (специальной одеждой, специальной обувью, средствами защиты головы, лица, рук, глаз, органов дыхания и слуха) работников соответствующих профессий и должностей (по общероссийским классификаторам профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов) с учетом особенностей и условий выполняемых ими работ, должно осуществляться работодателем согласно коллективному договору, но в

не меньших номенклатуре, объемах и сроках пользования, определенных государственными правилами и нормами обеспечения работников этими средствами индивидуальной защиты.

Средства индивидуальной защиты должны применяться работником в четком соответствии с указаниями и инструкциями их изготовителей. При неиспользовании СИЗ по назначению, работник не допускается к работе.

Весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока, попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях.

Проверка знаний по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве должна проводиться при периодической проверке знаний правил и инструкций по охране труда и безопасности.

Ежегодно, с применением современных тренажеров, должно проводиться обучение персонала приемам реанимации, отработка навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, по закрытия вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

### **7.3 Пожарная безопасность**

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, 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 выдачи сигнала о пожаре в других 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, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- 1) оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- 2) формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов);
- 3) выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;

4) передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;

5) контроль за работоспособностью системы.

Повреждение в генераторах, вызванное пробоем изоляции обмоток статора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания и осуществляют пуск автоматической системы пожаротушения. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорнопусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0,75 ч. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и составов.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Катунской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение 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. Подготовка работников включает в себя:

- 1) вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- 2) повторные инструктажи, вопросов по пожарной безопасности;
- 3) проведение противопожарных тренировок;
- 4) повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- 5) изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет 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 позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Катунской ГЭС предусмотрена система автоматического пожаротушения (АППТ).

## **7.4 Мероприятия по охране окружающей среды**

### **7.4.1 Общие сведения о районе строительства**

Катунский гидроузел находится в Республике Алтай на реке Катунь в 10 км от села Иня, в Онгудайском районе.

Длина реки – 688 км, площадь бассейна – 60900 км<sup>2</sup>. Ширина реки – до 70 м, глубина – до 7 м.

Питание Катунь смешанное, с большой долей ледникового питания. Таяние ледников и высокогорных снегов обуславливает половодье.

Ледовые явления на Катунь начинаются в конце октября – начале ноября с обилием шуги, донного льда, зажорными явлениями, наледями. В верхнем течении река замерзает не каждый год в декабре. В среднем и нижнем течении лёд встаёт в ноябре. Толщина льда колеблется от 87 до 134 см. Вскрывается река в первой половине апреля, ледоход часто сопровождается заторами с подъёмом уровней до 6 м. Состав воды гидрокарбонатный. Минерализация речной воды изменяется от 170 до 380 мг/дм<sup>3</sup>.

Животный мир Республики Алтай представлен 80 видами млекопитающих, 300 видами птиц (из которых около 250 гнездящихся), 44 видами рыб, 7 видами пресмыкающихся, 2 видами земноводных и большой группой беспозвоночных животных. Многие из них занесены в Красную книгу (снежный барс, хорь перевязка, кот манул, белка телеутка, журавль-красавка и др.).

В фауне представлены животные и птицы, встречающиеся исключительно в высокогорной зоне: аргали (горный баран), бун (горный козел), ирбис (снежный барс), беркут.

В малоснежных местах обитают косули, волки, рыси, лисицы. Реки и озера Алтая богаты рыбой. В реках предгорий водятся щука, язь, налим, стерлядь, окунь, елец, чебак, ерш, пескарь. Для горных рек республики характерны хариус, таймень, голяна, щиповка. Только в Телецком озере обитают 14 видов рыб.

Растительные ресурсы Республики Алтай насчитывают более 2 тысяч видов растений, из них 200 видов растений-эндемиков, встречаются только в горах Алтая. Здесь произрастают свыше 40 видов плодово-ягодных растений, отличающихся хорошими вкусовыми качествами, высоким содержанием витаминов, бактерицидными свойствами, к тому же многие виды являются ценными лекарственными растениями. Среди кустарников лесного пояса выделяются маральник даурский, покрывающий ранней весной склоны гор яркими фиолетовыми цветами, можжевельник, рябина, крыжовник, малина, смородина, жимолость, голубика, ежевика, брусника, дающие прекрасные сочные ягоды.

Произрастает большое количество лекарственных растений, среди них: маралий и золотой корень, бадан толстолистный, валериана, марьин корень, адонис весенний и др. Около 100 видов растений входят в группу лекарственных, используемых в фармацевтической промышленности, а в народной медицине этот перечень гораздо шире.

Лесные ресурсы Республики Алтай сосредоточены на площади около 43 тыс. кв. км. и оцениваются в 700 млн. куб. м., в том числе 600 млн. куб. м. хвойных пород. Спелые и перестойные леса составляют около 300 млн. куб. м., а расчетная лесосека более 2 млн. куб. м. Жемчужиной горных лесов считается кедр (сибирская сосна), дающий полезный кедровый орех, лечебное масло и ценную древесину.

Основными источниками загрязнения реки Катунь в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Берега реки сложены лессовидными суглинками, что служит природным источником поступления взвешенных веществ в реку. 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.

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 Катунь на рассматриваемом участке относится к водному объекту II категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Катунь необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

## 7.4.2 Охрана окружающей среды в период строительства

При строительстве Катунского гидроузла 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:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Катунь в нижнем бьефе Катунского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 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.

### **7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

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

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

- требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- 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.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные:

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно-технические:

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2

Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6

Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация

стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

При подготовке ложа водохранилища к затоплению будет производиться очистка от древесной и кустарниковой растительности в объёмах порядка 41 тыс. м<sup>3</sup> и 22 тыс. м<sup>3</sup> соответственно.

#### 7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объём строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО 2021 – 8 22 201 01 21 5.

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

где  $N$  – объём бетонных работ, м<sup>3</sup> (374000 м<sup>3</sup>);

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

$\rho$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{374000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 16830 \text{ т}.$$

2) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО 2021 – 4 61 010 01 20 5.

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

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

где  $N$  – количество арматуры, т (3456 т);

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

$\rho$  – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>);

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{3456 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 69,1 \text{ т}.$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 24883 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,2 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### **7.4.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Катунского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

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

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

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

В связи с тем, что на расстоянии 8 км от ГЭС находится населенный пункт – п. Иня, 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 Катунь от сбросов Катунской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Семикаракорск, в пределах промплощадок объектов Катунской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

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

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

## 8 Технико-экономическое обоснование

### 8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Генерируемая электроэнергия является продуктом, производство и потребление которого совпадают во времени. Электроэнергия не может быть накоплена, она поставляется в электрические сети Единой энергосистемы, где происходит ее продажа на оптовом и розничном рынках. Цена электрической энергии выражается в рублях за потребленный киловатт-час.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность, МВт	170	204	204	204	204
Число часов использования установленной мощности, ч	5240	5240	5240	5240	5240
Выработка электроэнергии, МВт·ч	890800	1068960	1068960	1068960	1068960
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	8908	10690	10690	10690	10690
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	881892	1058270	1058270	1058270	1058270
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	1008,00	1243,47	1276,27	1306,96	1335,54
НДС к выручке, млн. руб.	168,00	207,24	212,71	217,83	222,59

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объем выручки увеличивается. Данное явление обусловлено вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и увеличением тарифа на электроэнергию.

### 8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) [1] с учетом реализованной электроэнергии.

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.

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производственного процесса, создания продукции.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Величина, тыс. руб.
Расходы на оплату труда	255,2	52060,8
Прочие расходы	274	55896,0
Итого, тыс.руб.		107956,8

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 8.3

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,20

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135380 руб./МВт	27,62
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб./МВт·ч	1,93
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб./МВт·ч	0,56
Итого, млн. руб.		30,11

В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации налог на воду для водопользователей, использующих её в энергетических целях, для реки Катунь составляет 4,8 рублей за 1 МВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2024 г. по 2028 г. приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн. руб.	614,17	190,37	85,05	100,83	100,83
Расходы на страхование, млн. руб.	4,04	17,19	58,40	67,77	66,80
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	89,96	107,96	107,96	107,96	107,96
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,25	1,07	5,48	6,35	6,26
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	25,09	30,11	30,11	30,11	30,11
Налог на воду, млн. руб.	6,35	8,46	8,46	8,46	8,46
Итого, млн. руб.	739,86	355,16	295,45	321,48	320,43

Из таблицы 8.5 можно увидеть, что амортизационные отчисления в первые 2 года очень высоки, а потом становятся постоянными из-за окончания ввода оборудования в эксплуатацию и строительных работ, также как и эксплуатационные затраты, налоги на воду, расходы на услуги регулирующих компаний.

Структура текущих затрат по гидроузлу представлены на рисунке 8.1

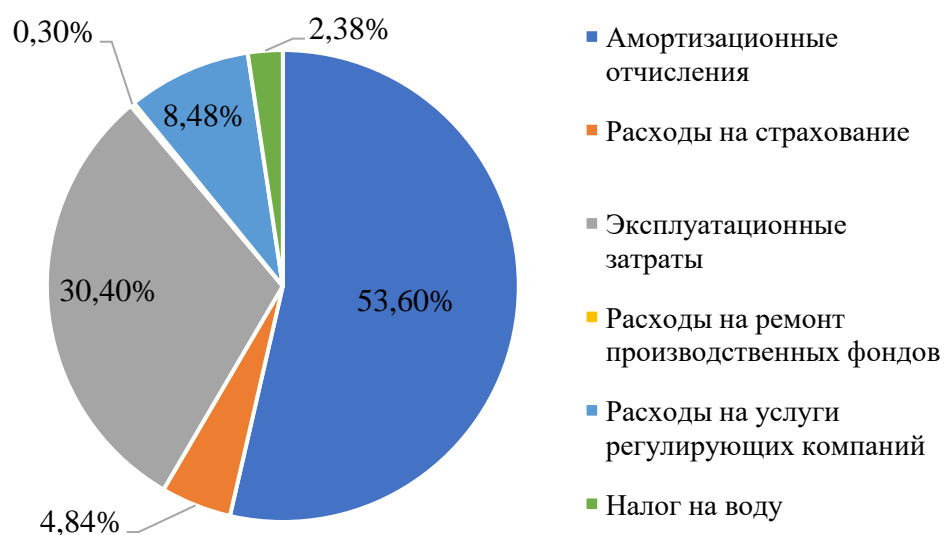


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы после, окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный и федеральный бюджеты в соответствии с налоговым кодексом РФ и включают в себя:

- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на воду – 4,8 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;
- налог на добавленную стоимость (НДС) – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труд.

Предполагаемые налоговые расходы за 2024-2028 гг. приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн. руб.	42,63	199,78	222,93	236,19	272,69
НДС, млн. руб.	53,46	217,91	230,30	245,50	259,50
Взносы в соц. фонды, млн. руб.	52,04	50,65	28,16	28,16	28,16
Налог на имущество, млн. руб.	8,79	12,86	123,48	155,86	153,64
Итого	156,92	481,19	604,87	665,72	714,00

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляют НДС и налог на прибыль.

Из таблицы видно, что ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС, налога на имущество и налога на прибыль. Снижение налоговых ставок приведет к увеличению прибыли, что в свою очередь приведет к увеличению индекса доходности, снижению срока окупаемости.

### 8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлена в млн. руб в таблице 8.7.



Таблица 8.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн. руб	1445,13	1782,26	1828,94	1872,66	1916,75
Текущие расходы, млн. руб	739,86	355,16	295,45	321,48	320,43
ЕВИТ (прибыль до налогообложения), млн. руб	1734,16	2138,71	2194,73	2247,20	2300,10
Скорректированный налог на прибыль	346,83	427,74	438,95	449,44	460,02
НОРАТ (чистая прибыль), млн. руб	1387,32	1710,97	1755,79	1797,76	1840,08
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 8.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки.

Чистая прибыль активно прирастает, что позволяет быстро и в больших объёмах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

Расчет чистой прибыли показывает, что проект будет увеличивать свою экономическую эффективность с 2024 по 2051 год.

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 8.2.

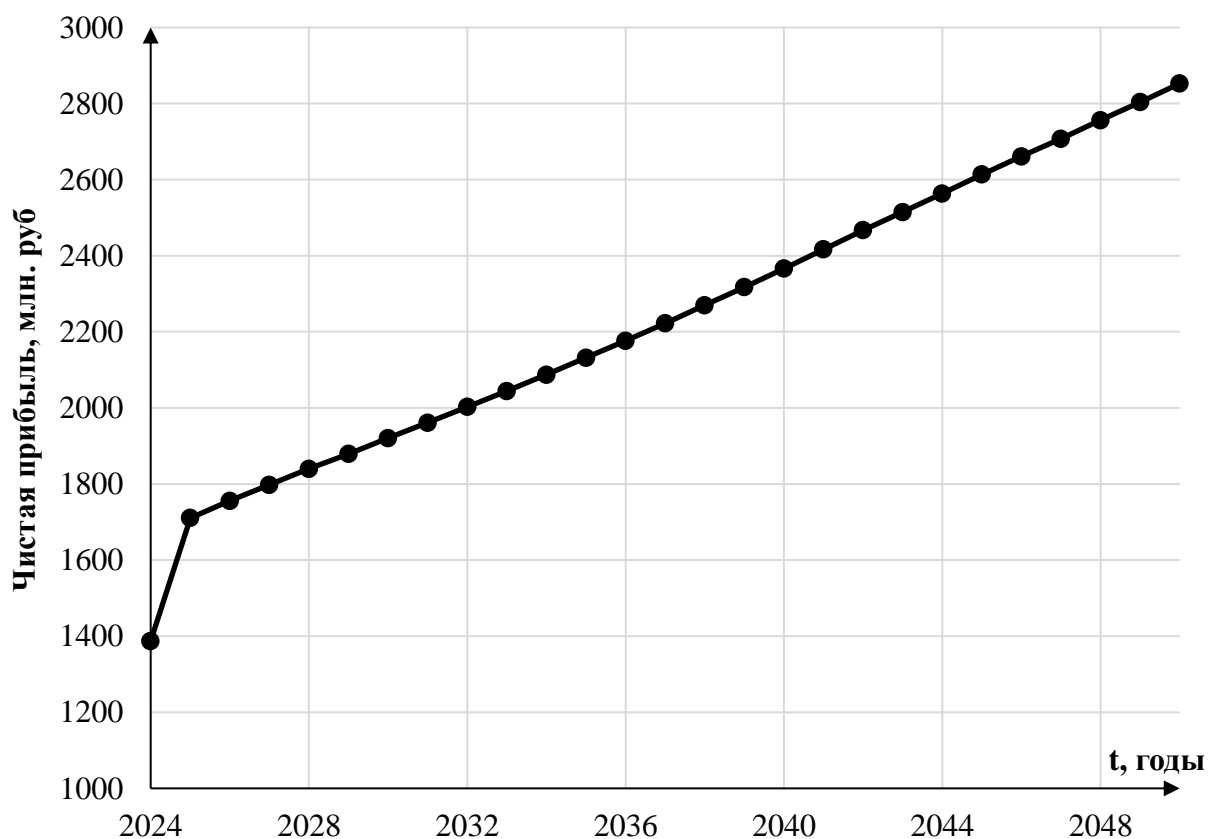


Рисунок 8.2 – Динамика чистой прибыли

## 8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

### 8.5.1 Методология и исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [2].

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием программного продукта «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Катунской ГЭС составляет 30 лет;
- созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской экономики.
- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Динамика тарифов на электроэнергию для Красноярского края принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

### 8.5.2 Показатели коммерческой эффективности

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии и мощности Катунской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	121
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	1 837,7
Индекс прибыльности – PI	1,29

### Окончание таблицы 8.8

Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	14,42
Себестоимость руб./кВт·ч	0,18
Удельные капиталовложения, руб./кВт	147108

Из показателей, которые приведены в таблице 8.8 видно, что период окупаемости составляет 10,08 года, такой срок будет приемлем и не убыточен для проекта.

Также индекс прибыльности больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

### 8.5.3 Показатели бюджетной эффективности

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2024	2025	2026	2027	2028	2029
В Федеральный бюджет, млн. руб.	154,47	476,79	259,55	272,82	309,32	596,99
В региональный бюджет, млн. руб.	8,79	12,86	123,48	155,86	153,64	151,42
Налоговые поступления, млн. руб.	163,26	489,65	383,03	428,68	462,96	748,41

Как видно из таблицы 8.9, большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Происходит постепенный ввод в эксплуатацию новых мощностей, и связанный с этим рост производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

### 8.6 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности проекта выполняется для определения чувствительности проекта к изменению внешних экономических условий. В данном проекте рассматриваются изменения индекса прибыльности проекта в зависимости от изменения:

- ставки налогообложения;
- цены сбыта электроэнергии;

- ставки дисконтирования;
- объёма инвестиций.

Анализ изменения PI в зависимости от изменения вышеперечисленных параметров представлен на рисунках 8.3-8.6.

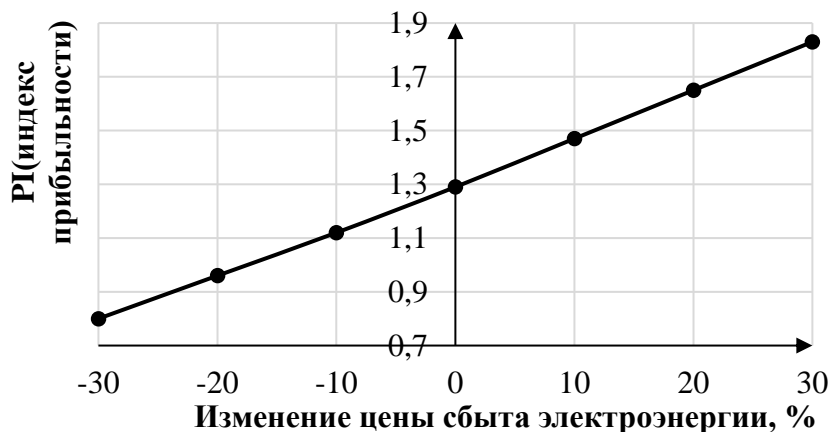


Рисунок 8.3– Изменение величины PI от изменения цены сбыта электроэнергии

Из рисунка 8.3 видно, что при снижении цены сбыта происходит снижение прибыльности проекта, так как приток средств за счёт продажи ЭЭ снижается. При увеличении цены сбыта происходит увеличение прибыльности проекта, следовательно, и рост прибыли, которая приведет к увеличению PI.

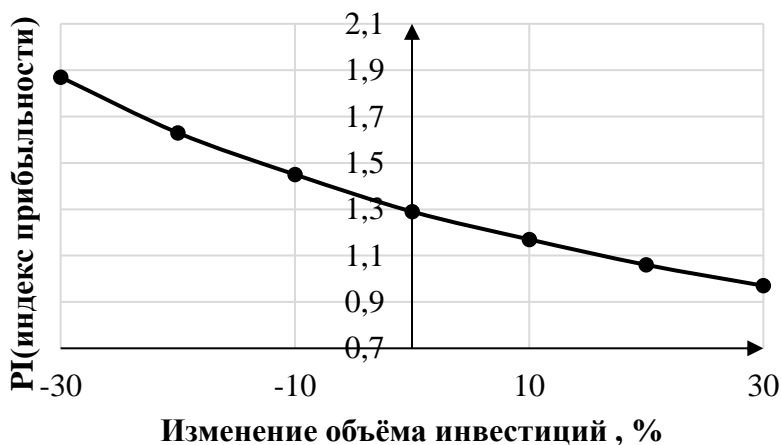


Рисунок 8.4 – Изменение величины PI от изменения объёма инвестиций

Из рисунка 8.4 видно, что при уменьшении объёма инвестиций индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении – наоборот, то есть присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении объёма инвестиций проект будет сильнее окупаться.

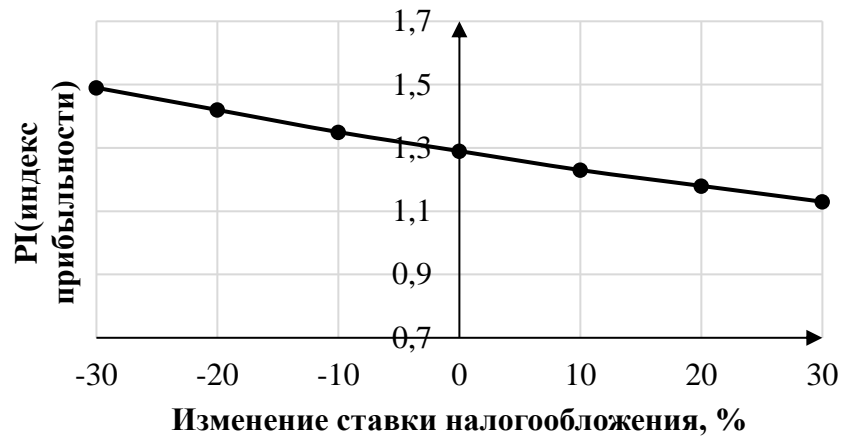


Рисунок 8.5 – Изменение величины PI от изменения ставки налогообложения

Из рисунка 8.5 видно, что при снижении ставки налогообложения происходит рост прибыльности проекта, так как уходит меньше средств на налоги. Соответственно, при увеличении налогов прибыльность уменьшается.

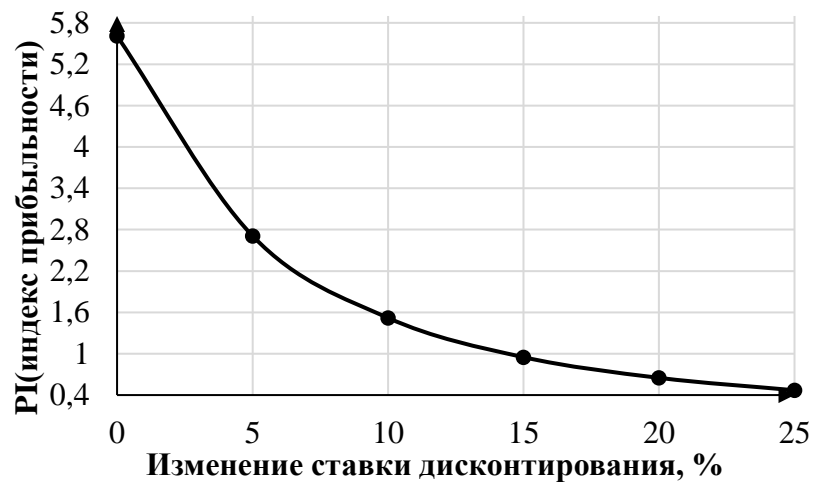


Рисунок 8.6 – Изменение величины PI от изменения ставки дисконтирования

Из рисунка 8.6 можно сделать вывод, что величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше индекс прибыльности. Начиная с 14,5% проект становится убыточным.

## **9 Обслуживание силовых трансформаторов**

При обслуживании силовых трансформаторов используется руководство по эксплуатации. Руководство по эксплуатации предназначено для правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания силовых трансформаторов, работающих в электроустановках. Оно содержит описание особенностей конструкции, технические характеристики, а также требования и указания по транспортированию, разгрузке, ремонту, монтажу, вводу в эксплуатацию, обслуживанию и эксплуатации трансформатора.

При эксплуатации силовых трансформаторов, дополнительно к руководству по эксплуатации, необходимо пользоваться нормативно-техническими документами, перечисленными ниже:

- 1) правила устройства электроустановок;
- 2) правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- 3) правила охраны труда при эксплуатации электроустановок;
- 4) правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

### **9.1 Техническая документация силовых трансформаторов**

На каждый новый силовой трансформатор необходимо иметь документацию завода-изготовителя, соответствующую ГОСТ Р 52719-2007.

При поставке силового трансформатора должна прилагаться следующая документация:

- паспорт;
- паспорта комплектующих изделий;
- протоколы заводских испытаний;
- руководство по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию;
- руководство по эксплуатации;
- технические описания и руководства по эксплуатации и ремонту важнейших составных частей в соответствии с нормативной документацией на силовые трансформаторы конкретных видов;
- сертификаты соответствия контрольно-измерительной аппаратуры и трансформаторного масла.

Паспорт силового трансформатора должен содержать основные технические данные и характеристики, которые установлены ГОСТ Р 52719-2007.

Исполнительная документация на трансформатор должна включать:

- акты разгрузки и установки на фундамент;
- акты осмотра комплектующих перед монтажом;
- протоколы монтажных испытаний;
- промежуточные технические акты;
- акты промывки системы охлаждения;
- акты скрытых работ;

- акты приемки после монтажа.
- Эксплуатационная документация должна включать:
- местную инструкцию по эксплуатации силовых трансформаторов;
  - протоколы испытаний силового трансформатора, вводов, масла, устройств РПН;
  - акты осмотра активной части;
  - ремонтную документацию, включая технологические карты ремонтов;
  - протоколы (отчеты) по комплексным диагностическим обследованиям, в случае их проведения;
  - акты расследования нарушений в работе энергообъекта, связанных с данным силовым трансформатором;
  - акты технического освидетельствования силового трансформатора;
  - карту хроматографического анализа газов, растворенных в масле;
  - карту физико-химического анализа масла;
  - эксплуатационную карту;
  - журнал учета количества переключений РПН.

## **9.2 Осмотр силовых трансформаторов**

В объём технического обслуживания силовых трансформаторов входят очередные и внеочередные осмотры. Работающие силовые трансформаторы следует осматривать с соблюдением правил безопасности согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ).

Очередные осмотры силовых трансформаторов (без их отключения) производятся в следующие сроки:

- в электроустановках с постоянным дежурным персоналом – 1 раз в сутки;
- в электроустановках без постоянного дежурного персонала – не реже 1 раза в месяц, на трансформаторных пунктах – не реже 1 раза в 6 месяцев.

Оперативные переключения и осмотры должен выполнять оперативный персонал, периодические осмотры – лица, отвечающие за безопасную эксплуатацию силовых трансформаторов.

В зависимости от местных условий, конструкции и состояния силовых трансформаторов, указанные сроки осмотров силовых трансформаторов без отключения могут быть изменены.

При осмотрах силовых трансформаторов следует контролировать:

- состояние изоляторов, крышек высоковольтных вводов, установленных в комплектации силового трансформатора ОПН, разъединителей заземления нейтрали и ее ОПН, определяя отсутствие трещин путём оценки перекосов, сколов и загрязнений, следов электрической дуги, коронирования;
- целостность и исправность манометров и указателей наличия потока (в системах охлаждения), устройств пленочной и азотной защит, вводов, термосигнализаторов и термометров, маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы, клапанов сброса давления;
- положение автоматических отсечных клапанов на трубе к расширителю;

- состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях, наличие масла в масляном затворе;
- отсутствие течей масла и механических повреждений на силовом трансформаторе и его узлах;
- исправность заземляющих устройств трансформатора, разъединителя заземления нейтрали и шкафов автоматики охлаждения трансформатора; - исправность системы охлаждения;
- уровень масла в расширителях бака силового трансформатора, устройства РПН и вводов;
- давление масла в герметичных вводах;
- давление масла и воды в системах охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла (ДЦ), принудительной циркуляцией воды и масла с ненаправленным потоком масла (Ц), принудительной циркуляцией воды и масла с направленным потоком масла (НЦ);
- содержание газа и воды в масле (при наличии приборов контроля);
- счетчики числа срабатываний и ток утечки ОПН (разрядников);
- наличие ЧР за наблюдаемый период (при наличии приборов контроля);
- исправность сигнализации циркуляции масла, охлаждающей воды, останова вентиляторов, включения резервного охладителя или источника питания. При неисправной сигнализации не разрешается оставлять силовые трансформаторы с системами охлаждения ДЦ, Ц, НЦ в работе;
- исправность коммутационных аппаратов и устройств обогрева шкафов автоматики охлаждения трансформатора;
- разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц (НЦ);
- состояние гравийно-щебёночной засыпки маслоприёмника под силовым трансформатором или огнепреграждающего барьера из камней на горловине маслоприёмника;
- исправность и готовность систем пожаротушения.

### **9.3 Параллельная работа силовых трансформаторов**

Допускается параллельная работа трансформаторов при условии, что ни одна из обмоток не будет нагружена током, превышающим допустимый ток для данной обмотки. Параллельная работа трансформаторов разрешается при следующих условиях:

- группы соединения обмоток одинаковы;
- соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3;
- коэффициенты трансформации отличаются не более чем на 0,5% в ту или иную сторону;
- напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на 10% в ту или иную сторону;
- произведена фазировка трансформаторов.



## 9.4 Техническое обслуживание силовых трансформаторов

### 9.4.1 Контроль системы охлаждения силовых трансформаторов

При эксплуатации трансформаторов контроль нагрева трансформатора должен осуществляться по температуре верхних слоев масла и температуре наиболее нагретой точки.

При эксплуатации трансформаторов должен поддерживаться режим работы трансформатора, при котором параметры режима его работы (напряжение, ток, температура верхних слоев масла) не отклоняются от номинальных значений более, чем допустимо согласно ГОСТ 11677-85 "Трансформаторы силовые. Общие технические условия".

При недопустимом нагреве автотрансформатора его нагрузка должна быть снижена до устранения недопустимого нагрева.

При номинальной нагрузке трансформатора температура верхних слоев масла должна быть не выше (если заводами-изготовителями в заводских инструкциях не оговорены иные температуры): у трансформаторов с системой масляного охлаждения с дутьем и принудительной циркуляцией масла – 75°С, с системами масляного охлаждения и масляного охлаждения с дутьем – 95°С; у трансформаторов с системой масляного охлаждения с принудительной циркуляцией масла через водоохладитель температура масла на входе в маслоохладитель должна быть не выше 70° С.

Для силовых трансформаторов с системой охлаждения Д допускается работа с отключенным дутьем, если температура верхних слоев масла не превышает 55° С и нагрузка меньше номинальной.

Дутье должно автоматически отключаться при снижении температуры масла до 50° С, если при этом нагрузка меньше номинальной.

Условия работы силовых трансформаторов с отключённым дутьём должны быть определены в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации).

На силовых трансформаторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (охлаждение вида ДЦ, НДЦ) и на силовых трансформаторах с принудительной циркуляцией воды и масла (охлаждение вида Ц, НЦ) устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) силового трансформатора, если не оговорено иначе в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации). Принудительная циркуляция масла должна быть непрерывной независимо от нагрузки. Порядок включения (отключения) системы охлаждения должен быть определен в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации). При номинальной нагрузке разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц (НЦ) должна быть не менее 10° С. Не допускается эксплуатация силовых трансформаторов с искусственным охлаждением без включённых в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов.

Допускается работа силовых трансформаторов, имеющих охлаждение ДЦ или Ц, при полном или частичном отключении вентиляторов или прекращении циркуляции воды с сохранением циркуляции масла с нагрузкой до номинальной включительно определяется положениями заводской документации. Не допускается эксплуатация трансформаторов и реакторов с искусственным охлаждением без включенных в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов

Система циркуляции воды должна быть включена после включения рабочих масляных насосов при температуре верхних слоёв масла не ниже  $15^{\circ}\text{C}$  и отключена при понижении температуры масла до  $10^{\circ}\text{C}$ , если иное не оговорено в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации).

Должны быть предусмотрены меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей.

#### **9.4.2 Вибрационный контроль силовых трансформаторов**

Измерение вибрации бака силового трансформатора выполняется в целях косвенного определения состояния прессовки обмоток и магнитопровода трансформатора, а также общего состояния крепления конструкции трансформатора.

Измерение вибрации на обследуемом трансформаторе должны выполняться в режиме холостого хода и под нагрузкой. Регистрацию сигнала вибрации необходимо выполнять длиной не менее 1 секунды в частотном диапазоне 10-1000 Гц.

Измерение вибрации должно производиться на поверхности бака по периметру, на трех уровнях по высоте: на уровнях краев и середины обмоток. Точки измерений выбирают с использованием следующих принципов:

- точки должны располагаться между ребрами жесткости трансформатора;
- расстояние между точками не должно превышать 1 м;
- точки должны быть расположены по малым осям трансформатора напротив обмоток вблизи от мест расположения активной части.

Места установки датчиков должны обеспечить наименьшее расстояние между баком и обмоткой или активной сталью. Допускается другая последовательность расстановки датчиков, при условии согласования мест установки датчиков и норм измерения вибрации с заводом-изготовителем трансформатора.

Состояние каждого трансформатора должно оцениваться индивидуально, с учетом состояния его фундамента, способа установки на фундамент, особенностей эксплуатации.

Необходимость дополнительного анализа состояния трансформатора определяют, исходя из измеренных значений следующих параметров:

- среднеквадратичное значение виброускорения - более  $10\text{ м/с}^2$ ;
- среднеквадратичное значение виброскорости - более  $20\text{ мм/с}$ ;

- размах виброперемещения - более 100 мкм.

При проведении дополнительного анализа следует выполнять:

- измерение виброхарактеристик при одной нагрузке и различных температурах;
- измерение виброхарактеристик при одной температуре и различных нагрузках;
- изменения спектра виброхарактеристик;
- оценку результатов изменения распределения среднеквадратичных значений виброхарактеристик вдоль бака.

При анализе результатов измерений должен учитываться характер следующих параметров:

- изменение распределения среднеквадратичных значений виброхарактеристик вдоль бака;
- изменение спектров виброхарактеристик в каждой точке.

При косвенном определении состояния активной части трансформатора, должны учитываться также результаты измерений сопротивления короткого замыкания, потерь холостого хода, переходных характеристик или амплитудно-частотные характеристики обмоток. Для определения качества прессовки обмоток и магнитопровода маслонаполненных трансформаторов должно применяться специализированное программное обеспечение.

Результаты заносятся в протокол.

### **9.4.3 Включение и отключение силового трансформатора в зимнее время**

Включение силового трансформатора на номинальную нагрузку допускается:

- с системами охлаждения М и Д при любой отрицательной температуре воздуха;

- с системами охлаждения ДЦ и Ц при температуре окружающего воздуха не ниже минус 25° С. При более низких температурах силовой трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку около 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла до достижения температуры верхних слоев масла минус 25° С, после чего должна быть включена система циркуляции масла. В аварийных условиях допускается включение силового трансформатора на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха;

- с системой охлаждения НЦ (с направленным потоком масла в обмотках) в соответствии с конструкторской документацией (руководством по эксплуатации).

В зимнее время во избежание замораживания воды в трубках охладителей включение водяного насоса допустимо после прогрева масла и достижения им температуры не ниже 15° С на входе в охладитель.

В зимнее время при отключении силового трансформатора с системами охлаждения Ц, НЦ должен быть обеспечен спуск воды из охладителей или утепление их с проведением других мероприятий во избежание замораживания.

#### 9.4.4 Эксплуатация трансформаторного масла силовых трансформаторов

В процессе эксплуатации трансформаторного масла необходимо периодически контролировать состояние трансформаторного масла в баке трансформатора и баке контактора устройства РПН, в негерметичных маслonaполненных вводах.

Должен производиться хроматографический анализ газов, растворенных в масле трансформаторов, оборудованных устройствами РПН, трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

Периодичность отбора проб масла указана в таблице 9.1. Отбор проб производится на работающем трансформаторе или сразу после его отключения.

Для проб масла, взятых с бака контактора устройства РПН, необходимо определить пробивное напряжение и влагосодержание. Оценку результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов следует выполнять согласно РД 34.46.303-89. Периодичность отбора проб масла представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Периодичность отбора проб масла

Место отбора	Периодичность отбора	
	Для физико-химического анализа	Для хроматографического анализа растворенных в масле газов
Бак трансформатора	Через 10 дней, 1 месяц, 3 месяца после включения, впоследствии – один раз в 3 года, а также при аварийном отключении трансформатора	Через 3 дня, 1 месяц, 3 месяца, 6 месяцев после включения и далее – один раз в 6 месяцев, а также при аварийном отключении трансформатора и при действии газового реле «на сигнал»
Бак контактора устройства РПН	Не реже 1 раза в год	Не выполняется
Вводы на напряжение 110 кВ и выше	Согласно инструкции на вводы	

#### **9.4.5 Мероприятия по оперативно-техническому обслуживанию силовых трансформаторов**

Перед включением силового трансформатора после монтажа или ремонта необходимо проверить:

- исправность манометров, уровень масла в маслоуказателе расширителя, в маслоуказателях маслонеполненных вводов, наличие давления в герметичных вводах;

- работу термометров и термосигнализаторов. Проверку цепей термосигнализаторов производят путем перевода вручную стрелок-установок максимальной и минимальной температуры;

- правильное положение кранов и задвижек системы охлаждения и кранов расширитель-бак контактора (все краны должны быть открыты);

- наличие и надежность заземлений;

- соответствие указателей положения всех переключателей;

- наличие и надежное подсоединение к линейным выводам и нейтрали ОПН, входящих в схему защиты трансформатора. Включение на номинальное напряжение с неподсоединенными к сети (холостыми) обмотками не допускается;

- состояние подсоединений всех цепей силовых и контрольных кабелей (вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть обязательно замкнуты на приборы или закорочены);

- положение переключателей, блоков и накладок на панели защиты трансформатора под запись в журнале дежурного;

- действие механизмов блокировки выключателей;

- производить включение силового трансформатора под напряжение с защитами, задействованными на отключение;

- сигнальные контакты газового реле следует включить на отключение на время включения выключателя, а после включения выключателя перевести на сигнал;

- перед включением силового трансформатора, оснащенного системой мониторинга, включить систему мониторинга;

- фазировку трансформатора с сетью.

Если трансформатор простоял в отключённом состоянии более трёх месяцев, перед опробованием силового трансформатора необходимо:

- произвести физико-химический анализ масла из бака силового трансформатора после принудительной циркуляции масла не менее 3-х часов и из бака контактора согласно руководству по эксплуатации устройства РПН;

- измерить сопротивление изоляции и tgδ обмоток трансформатора;

- измерить сопротивление постоянному току обмоток в рабочем положении устройства РПН и/или устройств переключения без возбуждения, предварительно сделав не менее 5 полных циклов переключений с контролем нагрева электродвигателя привода РПН;

- произвести измерение потерь холостого хода силового трансформатора при пониженном напряжении;

- произвести проверку на общее газосодержание.

Включение силового трансформатора под напряжение производить не ранее чем через 12 ч после последней долировки масла для силовых трансформаторов 110-500 кВ и не ранее 48 часов после монтажа термосифонного или абсорбционного фильтров.

Перед опробованием трансформатора на холостом ходу необходимо произвести внешний осмотр трансформатора на отсутствие повреждений, течи масла, посторонних предметов, пыли и грязи на внешней поверхности изоляторов вводов и баке.

При отказе схемы дистанционного управления устройство РПН следует перевести на местное управление (при наличии последнего) и принять срочные меры по выявлению и устранению неисправности.

Переключение устройств РПН силового трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой) запрещается.

Эксплуатационный персонал обязан вести учет работы устройств РПН. Количество переключений, проведенных переключающим устройством и зафиксированное счетчиком, установленным в приводе, следует периодически (не реже 1 раза в месяц) записывать в журнал или паспорт устройства РПН.

Ревизия элементов схемы управления приводом проводится согласно руководству по эксплуатации организаций-изготовителей, но не реже 1 раза в год. Блок автоматического управления необходимо проверять:

- состояние всех электрических контактных соединений (при необходимости провести регулировку);

- исправность конечных выключателей;

- исправность блока автоматического управления и стабильность его уставок.

После монтажа, каждой ревизии или длительного отключения силового трансформатора, а также в случае длительного отсутствия переключений РПН (более 6 месяцев) необходимо проводить прокрутку избирателя ответвлений по всем положениям не менее 5 раз для снятия пленки окислов с контактных поверхностей.

Масло проверяют на количественное влагосодержание, если этого требует руководство по эксплуатации, причем при влагосодержании выше нормы масло должно быть заменено.

Перегрузка трансформатора определяется согласно приказу №81 от 8 февраля 2017 года Министерства энергетики РФ и индексу технического состояния.

Перегрузка трансформаторов в случаях, когда индексы технического состояния их функциональных узлов не превышают значения "50", не допускается.

Для трансформаторов, находящихся в эксплуатации до 30 лет, в случаях превышения индексами технического состояния функциональных узлов

значения "70" допускается применение коэффициентов допустимой длительной перегрузки, соответствующих режиму нагрузки с возможным повышенным износом изоляции.

Для трансформаторов, находящихся в эксплуатации 30 лет и более, или в случаях, когда индексы технического состояния их функциональных узлов превышают значение "50" и не превышают значение "70", применяются коэффициенты допустимой длительной перегрузки, соответствующие нормальному режиму нагрузки (без возможного повышенного износа изоляции).

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значении предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в пределах, указанных в таблицах 9.2 и 9.3.

Таблица 9.2 – Длительность перегрузки масляных трансформаторов в аварийном режиме

Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10

Таблица 9.3 – Длительность перегрузки сухих трансформаторов в аварийном режиме

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

Контроль токовой нагрузки трансформаторов должен осуществляться для каждой из обмоток трансформаторов. В трехобмоточных автотрансформаторах, к обмоткам низкого напряжения которых подключены источники реактивной мощности или генерирующее оборудование, должен осуществляться контроль тока общей части обмотки высшего напряжения. При неравномерной токовой нагрузке трансформатора по фазам фактическую перегрузку трансформатора необходимо определять по току обмотки наиболее нагруженной фазы.

#### 9.4.6 Включение силового трансформатора в сеть

Включение в сеть силового трансформатора должно осуществляться толчком на полное напряжение.

Силовые трансформаторы, работающие в блоке с генератором, могут включаться вместе с генератором подъёмом напряжения с нуля.

Первое включение под напряжение толчком силовых трансформаторов следует проводить 2-3 раза, после чего силовой трансформатор оставить на холостом ходу на 2 ч. После этого силовой трансформатор можно нагружать при отсутствии замечаний к работе трансформатора (вибрации, шумы и т.д.).

При обнаружении дефекта предохранительного клапана он подлежит замене, ремонт недопустим (допускается замена уплотнения клапана).

#### 9.4.7 Ремонт силовых трансформаторов

Ремонт трансформаторов выполняется согласно приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 25.10.2017 № 1013 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики".

Текущий ремонт трансформаторов включает наружный осмотр и устранение следующих дефектов, поддающихся ликвидации на месте: чистка изоляторов и бака, доливка масла, смена сорбента в фильтрах, подтяжка болтовых контактов, проверка (замена) подшипников двигателей системы охлаждения, отбор проб масла, прогонка устройств регулирования под нагрузкой, переключения без возбуждения, проведение измерений, испытаний, опробование стационарных систем пожаротушения.

Капитальный ремонт силовых трансформаторов проводится не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов испытаний, а в дальнейшем – по мере необходимости в зависимости от результатов испытаний и технического состояния.

Остальных трансформаторов – в зависимости от результатов испытаний и их технического состояния.

В таблице 9.4 указаны нормы продолжительности ремонтов.

Таблица 9.4 – Нормы продолжительности планового ремонта

Класс напряжения, кВ	Мощность трансформатора, кВА	Продолжительность ремонта, календарные сутки	
		в капитальном ремонте	в текущем ремонте
До 35	До 4000	6	2
	4001 - 10000	8	2
	10001 - 16000	9	2
	16001 - 25000	14	2
	25001 - 40000	18	3
	40001 - 80000	22	3
110 - 150	До 16000	14	2
	16001 - 25000	18	2
	25001 - 40000	22	3
	40001 - 80000	26	3
	80001 - 160000	30	4
	160001 - 250000	34	4
	250001 - 400000	38	5
220	До 25000	22	3
	25001 - 40000	26	3
	40001 - 80000	30	3
	80001 - 160000	34	4
	160001 - 250000	38	7



Окончание таблицы 9.4

Класс напряжения, кВ	Мощность трансформатора, кВА	Продолжительность ремонта, календарные сутки	
		в капитальном ремонте	в текущем ремонте
220	250001 - 400000	42	8
	400001 - 630000	46	8
330	До 80000	34	5
	80001 - 160000	38	6
	160001 - 250000	42	8
	250001 - 400000	46	9
	400001 - 630000	50	9
	Свыше 630000	54	11
500	До 80000	38	8
	80001 - 160000	42	9
	160001 - 250000	46	10
	250001 - 400000	50	11
	400001 - 630000	54	12

Примечания:

1. Продолжительность ремонта приведена для силовых трансформаторов и автотрансформаторов общего назначения с РПН и шунтирующих реакторов, исходя из односменной работы;

2. Продолжительность ремонта трансформаторов не включает время, необходимое для сушки активной части.

Перечень работ капитального ремонта силового трансформатора:

1) демонтаж трансформатора и транспортировка его на ремонтную площадку;

2) отбор проб масла на химический анализ и хроматографию;

3) прогрев трансформатора на ремонтной площадке;

4) предварительные испытания трансформатора;

5) вскрытие активной части трансформатора;

6) осмотр и очистка магнитопровода, проверка и восстановление изоляции доступных стержневых устройств и их подтяжка, проверка схемы заземления с измерением сопротивления изоляции;

7) осмотр и очистка обмоток и отводов, мелкий ремонт ярмовой изоляции и изоляции отводов, подпрессовка обмоток, проверка доступных паек, ремонт несущей конструкции отводов обмоток;

8) осмотр, проверка и очистка переключателей ответвлений обмоток, ремонт и подтяжка контактов, проверка паек, перемычек и всех механизмов переключателя регулирования под нагрузкой;

9) осмотр, очистка и ремонт крышки, расширителя, предохранительных устройств, арматуры, системы охлаждения, термосифонных или адсорбционных фильтров и воздухоосушителей, замена сорбента;

10) осмотр, чистка, ремонт (замена) вводов, при необходимости замена масла и испытание вводов перед установкой на трансформатор;

- 11) осмотр, чистка, ремонт и покраска бака;
- 12) проверка избыточным давлением герметичности маслонаполненных вводов;
- 13) сушка, очистка, регенерация и, при необходимости, смена масла;
- 14) сушка изоляции обмоток активной части и трансформаторов тока, необходимость сушки определяется по результатам предварительных испытаний;
- 15) проверка защит и измерительных приборов;
- 16) испытания после капитального ремонта;
- 17) доставка трансформатора до фундамента, монтаж на фундаменте;
- 18) подготовка к включению и включение трансформатора под нагрузку.

В начале и конце разгерметизации активной части трансформатора производить отбор образцов твердой изоляции на влагосодержание и степень полимеризации.

Перечень работ текущего ремонта силового трансформатора:

- 1) чистка изоляторов, масломерных стекол, бака и крышки трансформатора;
- 2) подтяжка всех болтовых соединений и чистка контактных соединений;
- 3) удаление грязи из расширителя;
- 4) проверка, разборка и очистка (при необходимости) маслоуказателей;
- 5) доливка масла в трансформатор, регулировка давления масла во вводах;
- 6) проверка трансформаторов на герметичность (для газонаполненных), осмотр, чистка и ремонт охлаждающих устройств;
- 7) проверка состояния частей переключающих устройств, доступных осмотру;
- 8) проверка положения по напряжению;
- 9) ремонт заземляющей сети;
- 10) проверка термосифонных фильтров (при необходимости – замена сорбента);
- 11) проверка приборов контроля температуры и давления (для газонаполненных трансформаторов);
- 12) измерение изоляции обмоток до и после ремонта.

Одновременно с текущим ремонтом трансформаторов проводится текущий ремонт вводов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Катунского гидроузла на реке Катунь, являющимся сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 204 МВт и среднемноголетняя выработка 1069 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 – 40,0 м;
- расчетный – 31,85 м;
- минимальный – 28,55 м;

Была выбрана турбина ПЛ40а-В-600. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-850/190-48 с номинальной активной мощностью 72,5 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 8 присоединений (3 одиночных блока, 2 служебных блока, 3 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими и обходной системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 125000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ–2500/13,8, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС–240/32.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой. В состав сооружения входят:

- левобережная глухая бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 31,5 м;
- отметка подошвы плотины – 735,00 м;
- число водосливов – 3;
- ширина водосливного фронта – 33 м;
- длина плотины по гребню – 298 м;
- отметка гребня плотины – 786,00 м;
- ширина гребня – 20 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется способ свободного отброса струи через

трамплин в яму размыва. 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 – 121 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,18 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 147108 руб./кВт.

Таким образом строительство Катунского 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 с.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох П.И., Нещеретный П.М., Чекулаев В.А. Козловые краны для гидроэлектростанций. М., «Машиностроение», 1972. – 168 с.
11. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ.

19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.

15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.

16. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.

17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.

18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.

19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.

20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>

21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

22. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>

23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

24. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

25. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

28. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.
29. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
30. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
31. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
32. Постановление Правительства Российской Федерации «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс]: постановление правительства от 02.11.2013 №986 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
33. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
34. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
35. Справочник по гидравлическим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
36. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84\*. – М.: Минрегион России, 2012.
37. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
39. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84\*. – М.: Минрегион России, 2012.
40. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
42. 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>.

43. СТО РусГидро 02.01.124-2015 Силовые трансформаторы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования – Введ. 03.11.2017 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2017. – 70 с.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчёты

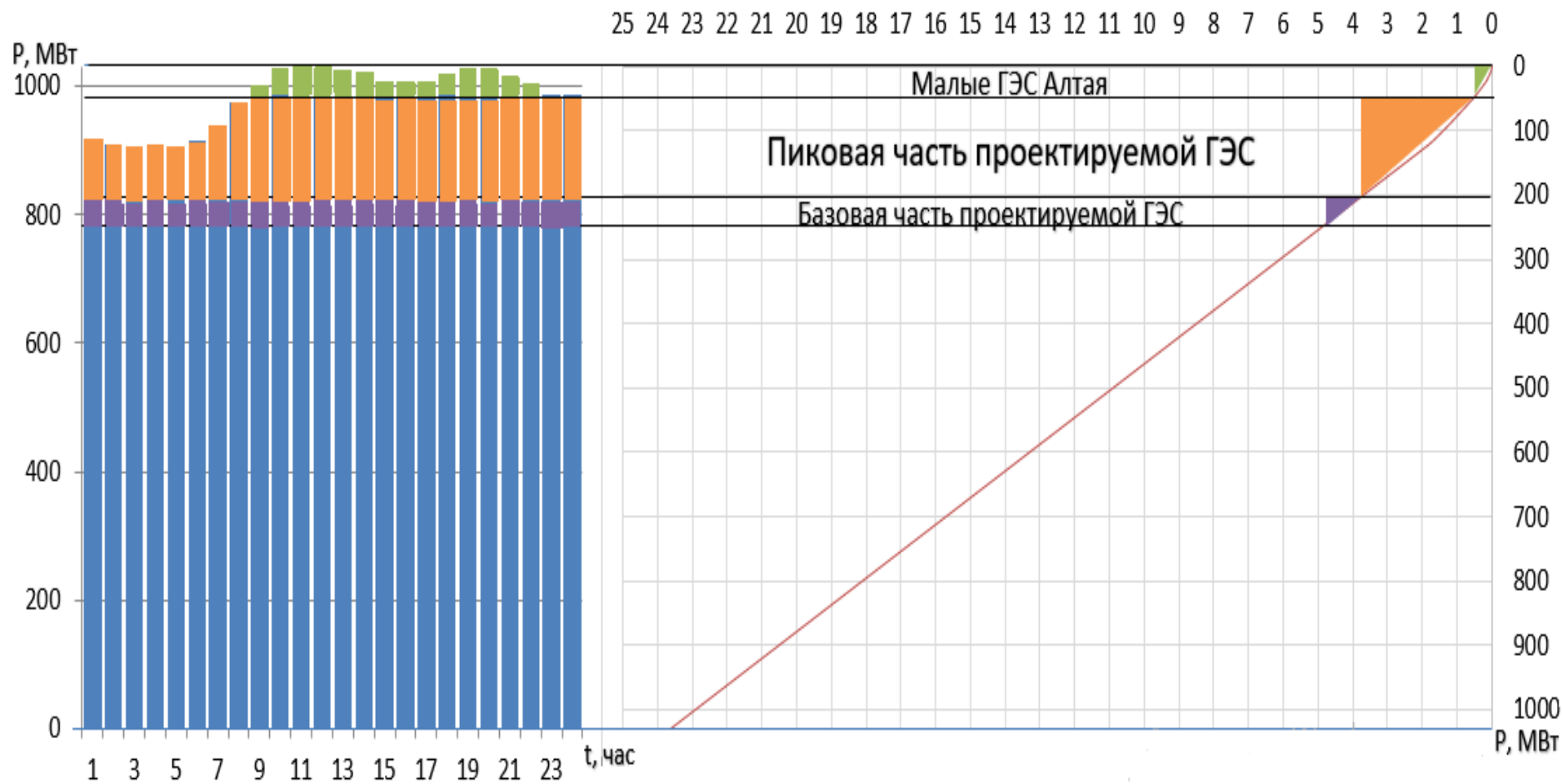


Рисунок А.1 – Интегральная кривая нагрузки (январь – декабрь)

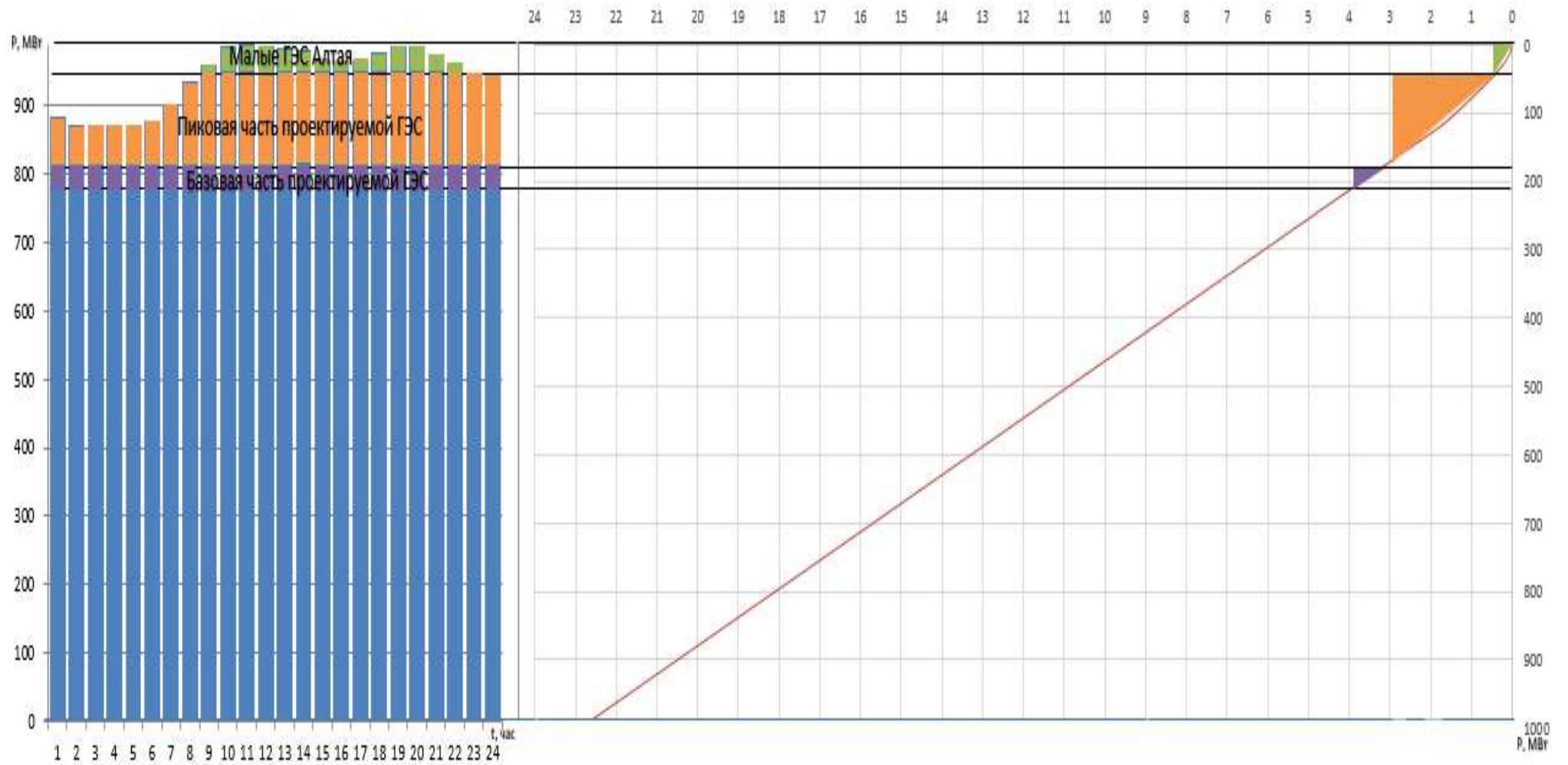


Рисунок А.2 – Интегральная кривая нагрузки (февраль – ноябрь)

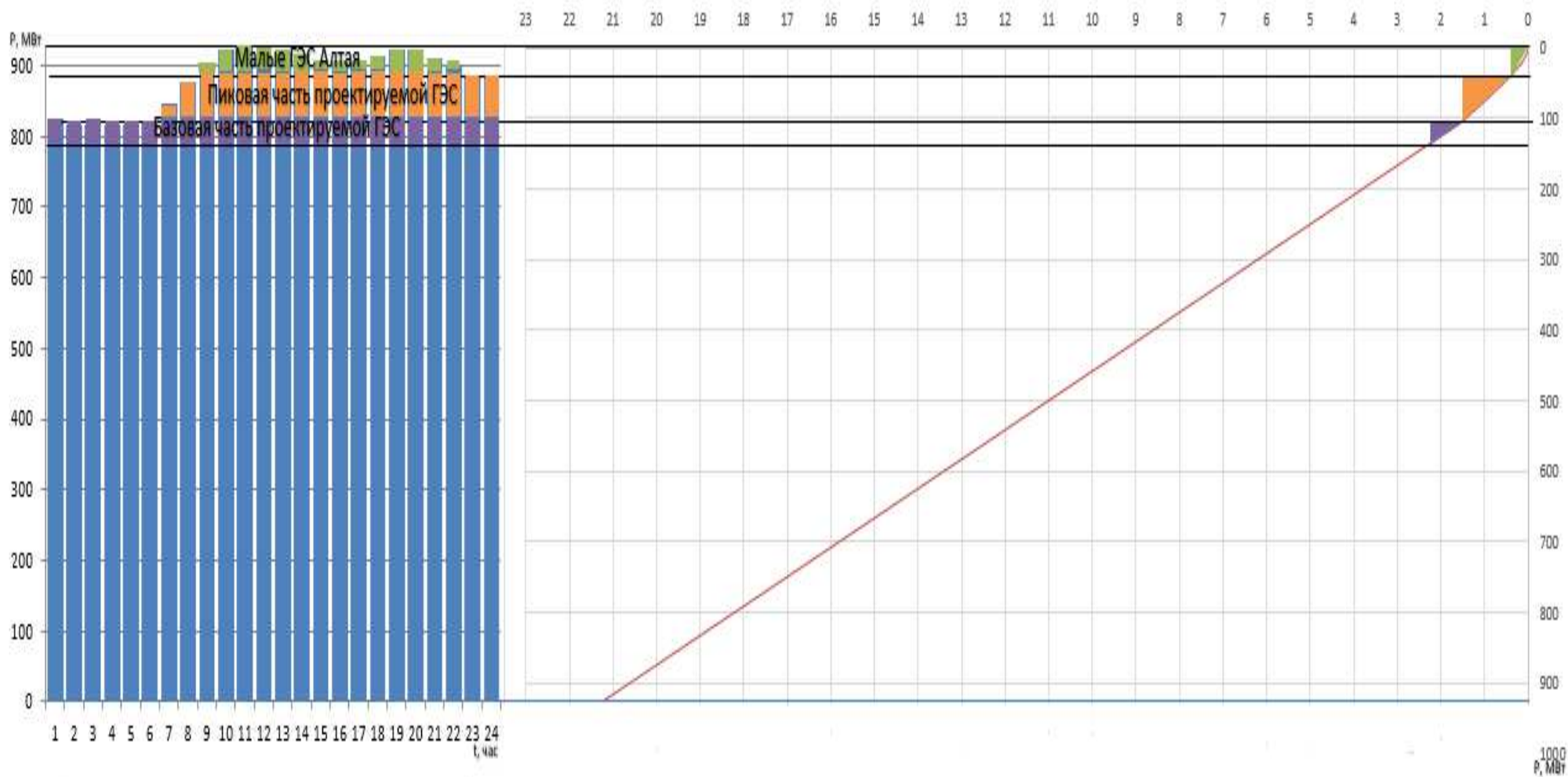


Рисунок А.3 – Интегральная кривая нагрузки (март – октябрь)

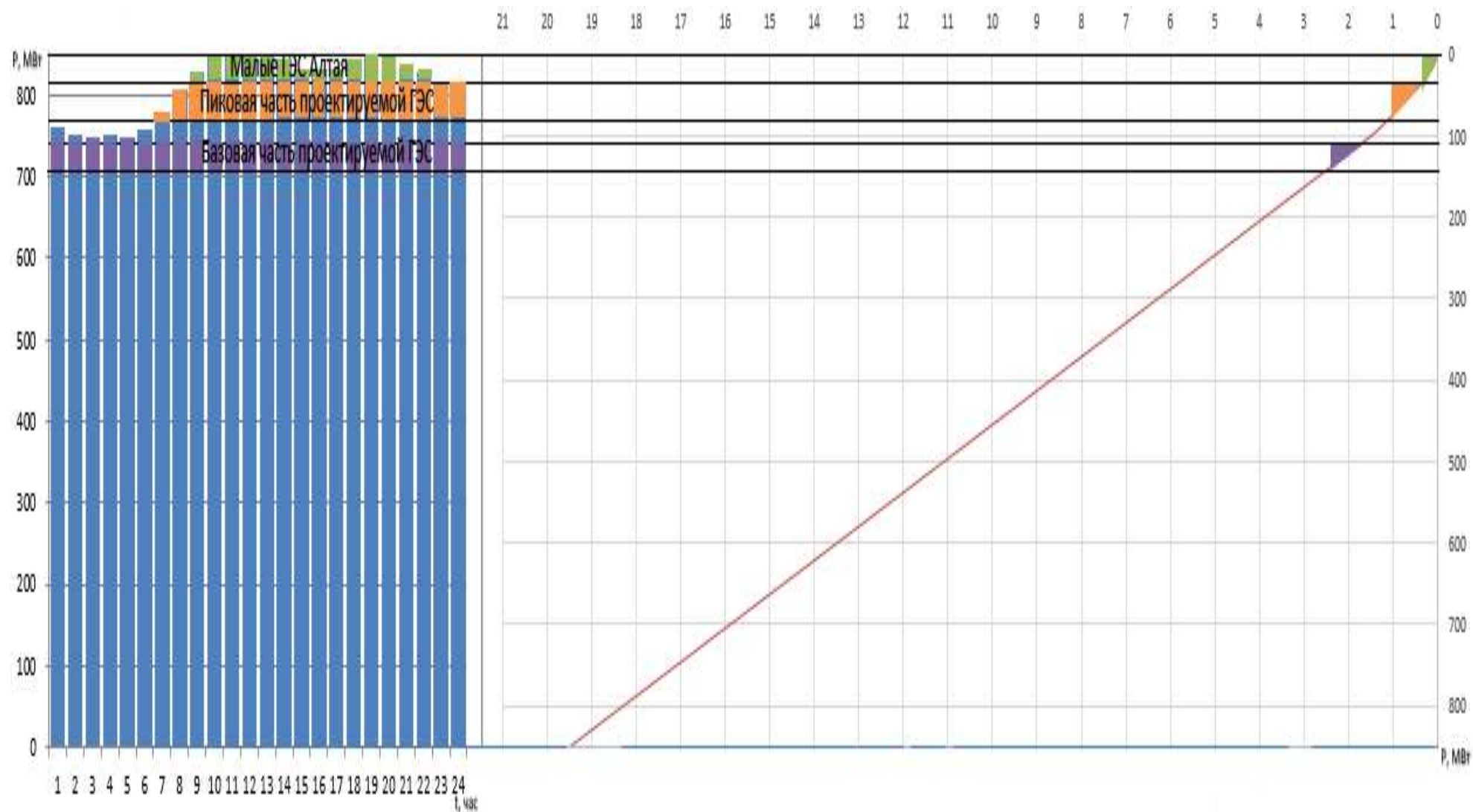


Рисунок А.4 – Интегральная кривая нагрузки (апрель – сентябрь)

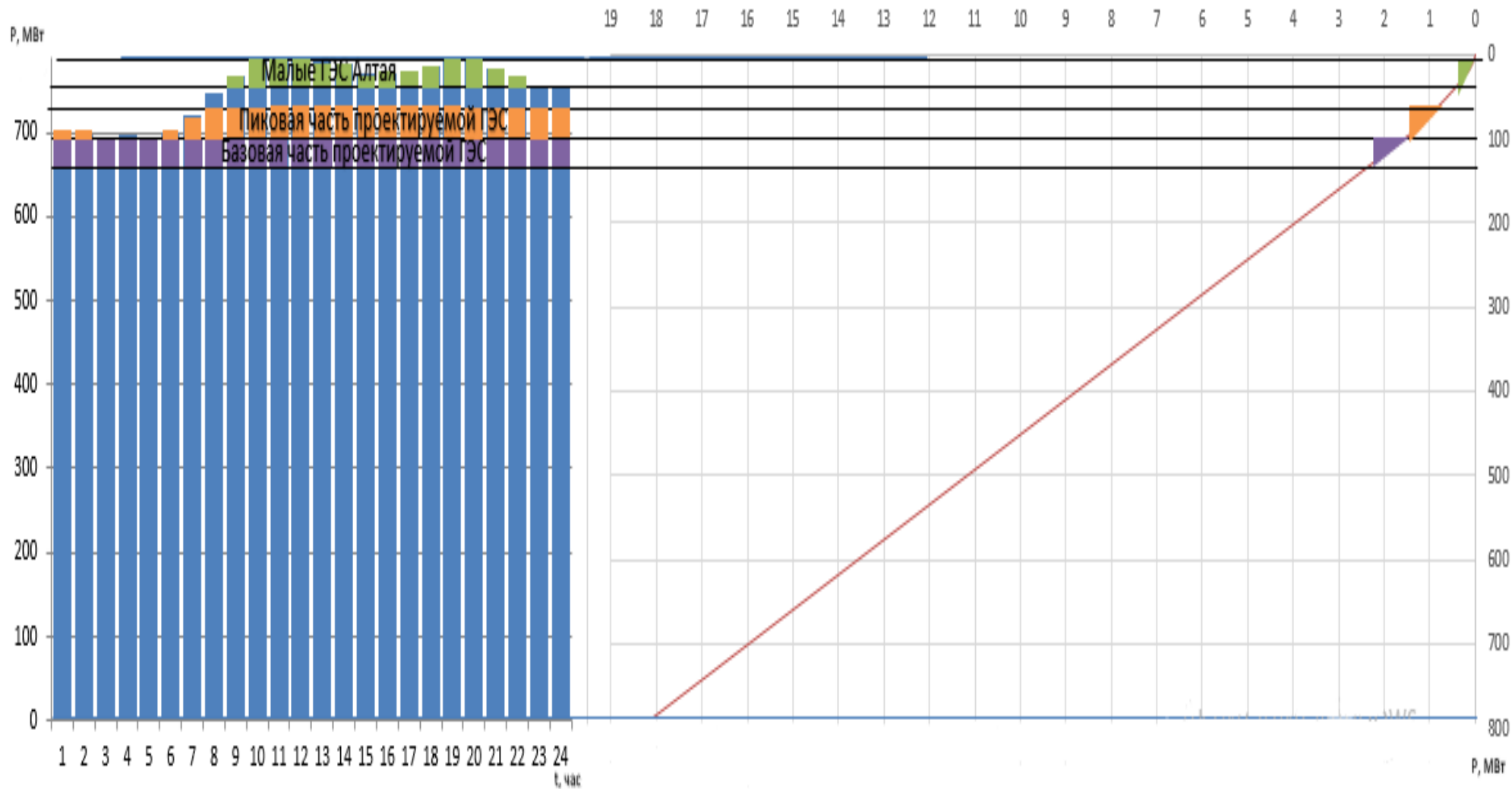


Рисунок А.5 – Интегральная кривая нагрузки (май – август)

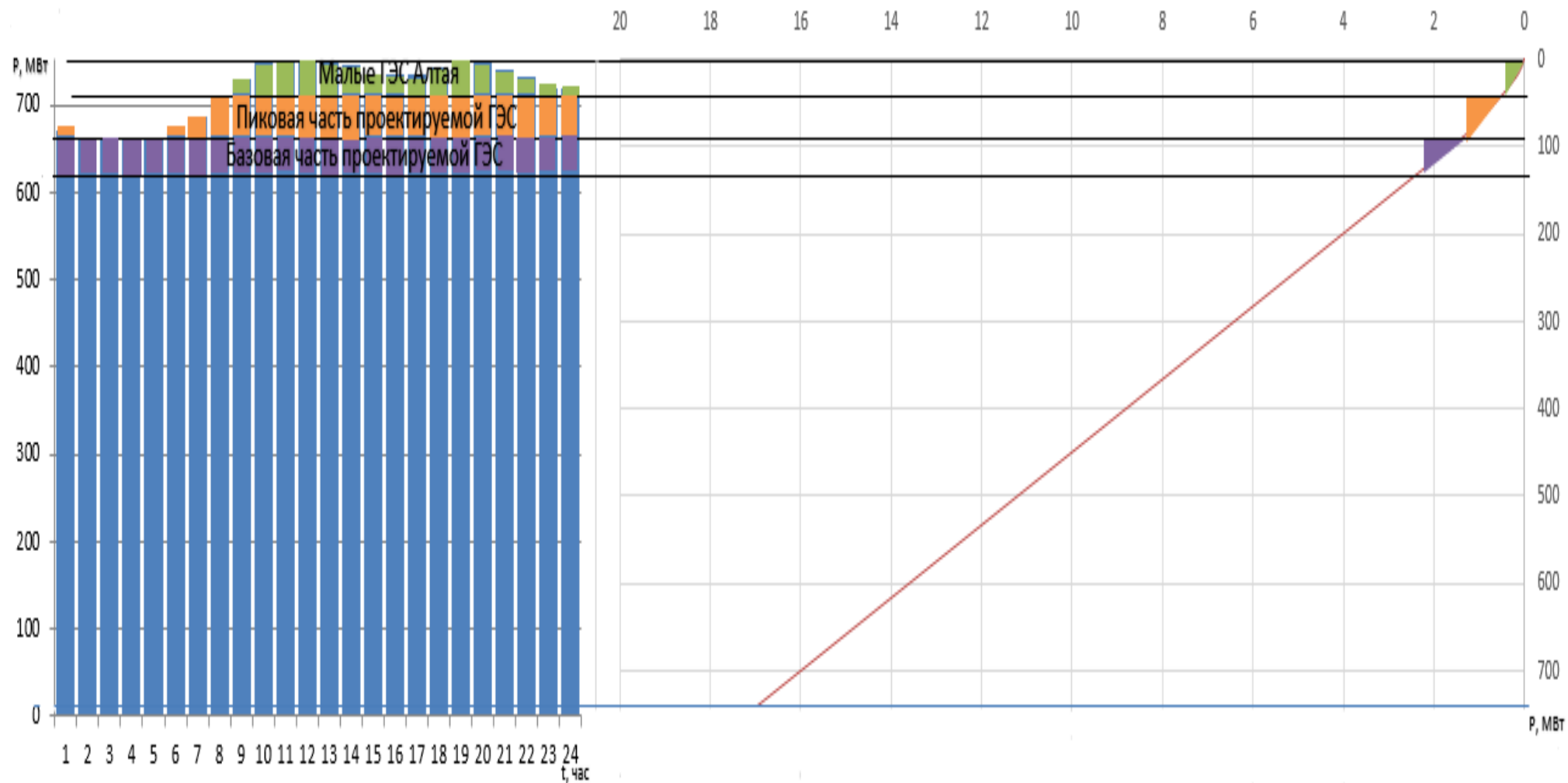


Рисунок А.6 – Интегральная кривая нагрузки (июнь – июль)



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

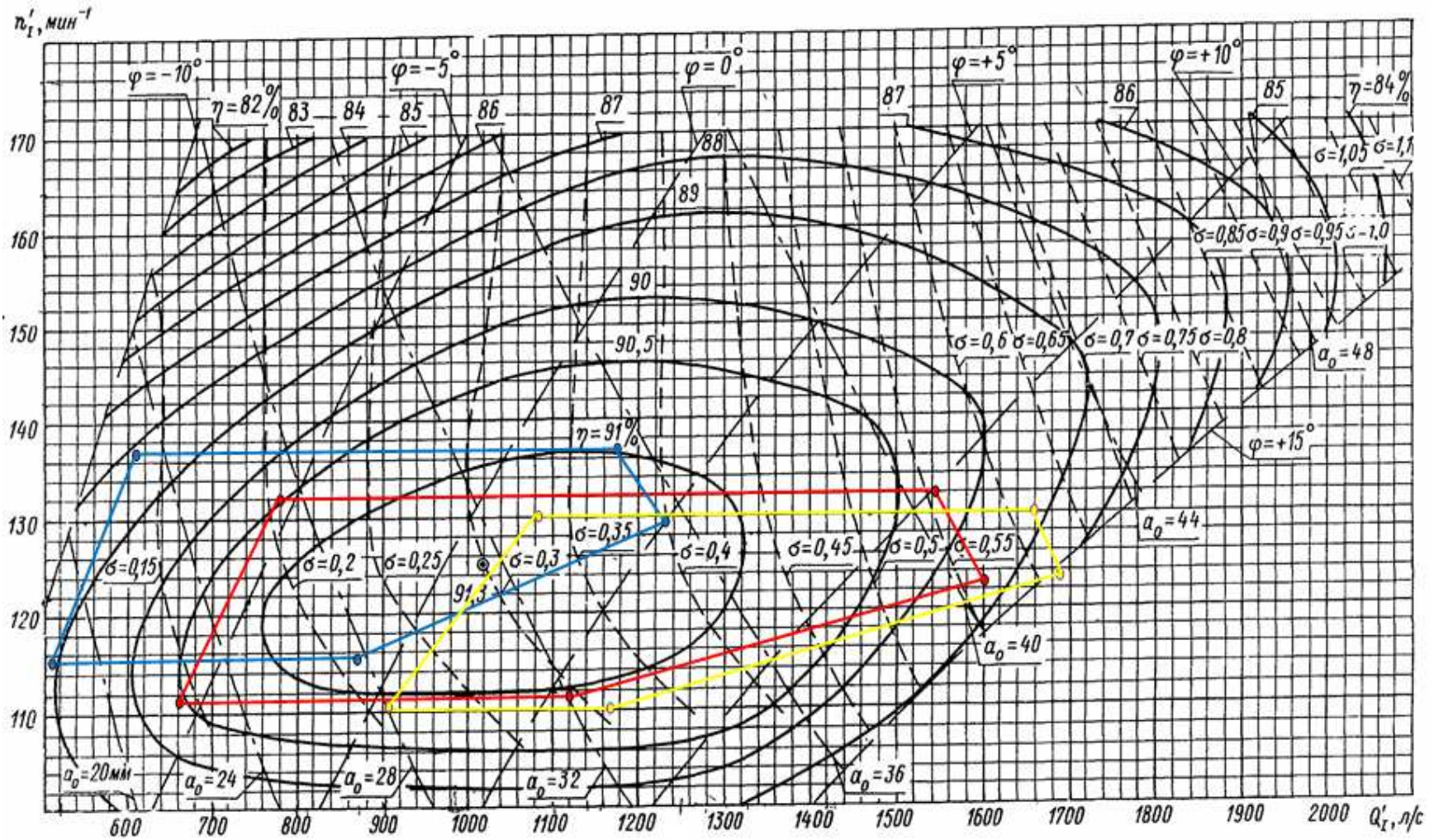


Рисунок Б.1 – Рабочие зоны гидротурбины ПЛ40а-В:  $D_1=6\text{ м}$  – синяя;  $D_1=5,3\text{ м}$  – красная;  $D_1=4,5\text{ м}$  – желтая



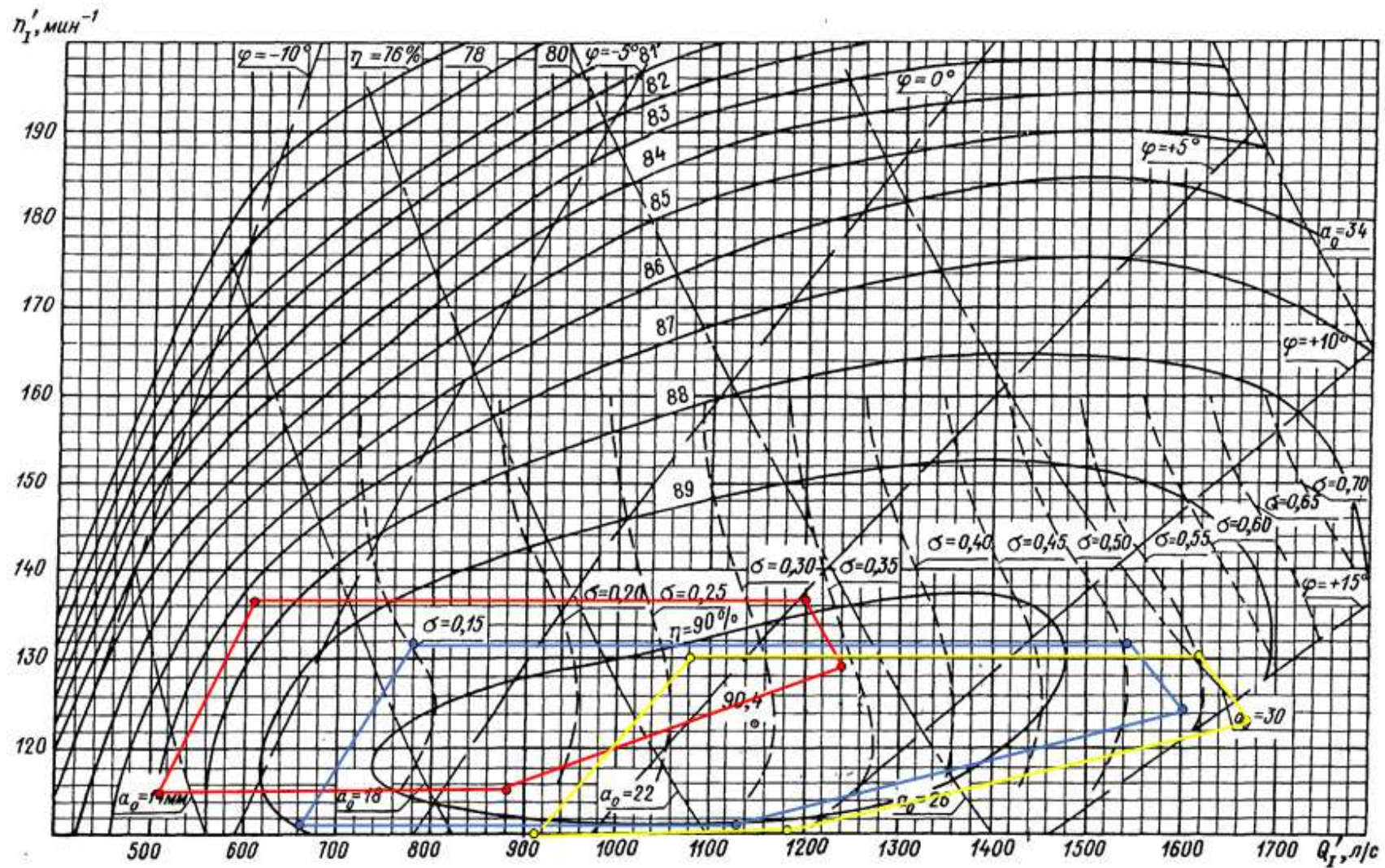


Рисунок Б.2 – Рабочие зоны гидротурбины ПЛ406-В:  $D_1=5,3$  м – синяя;  $D_1=4,5$  м – желтая



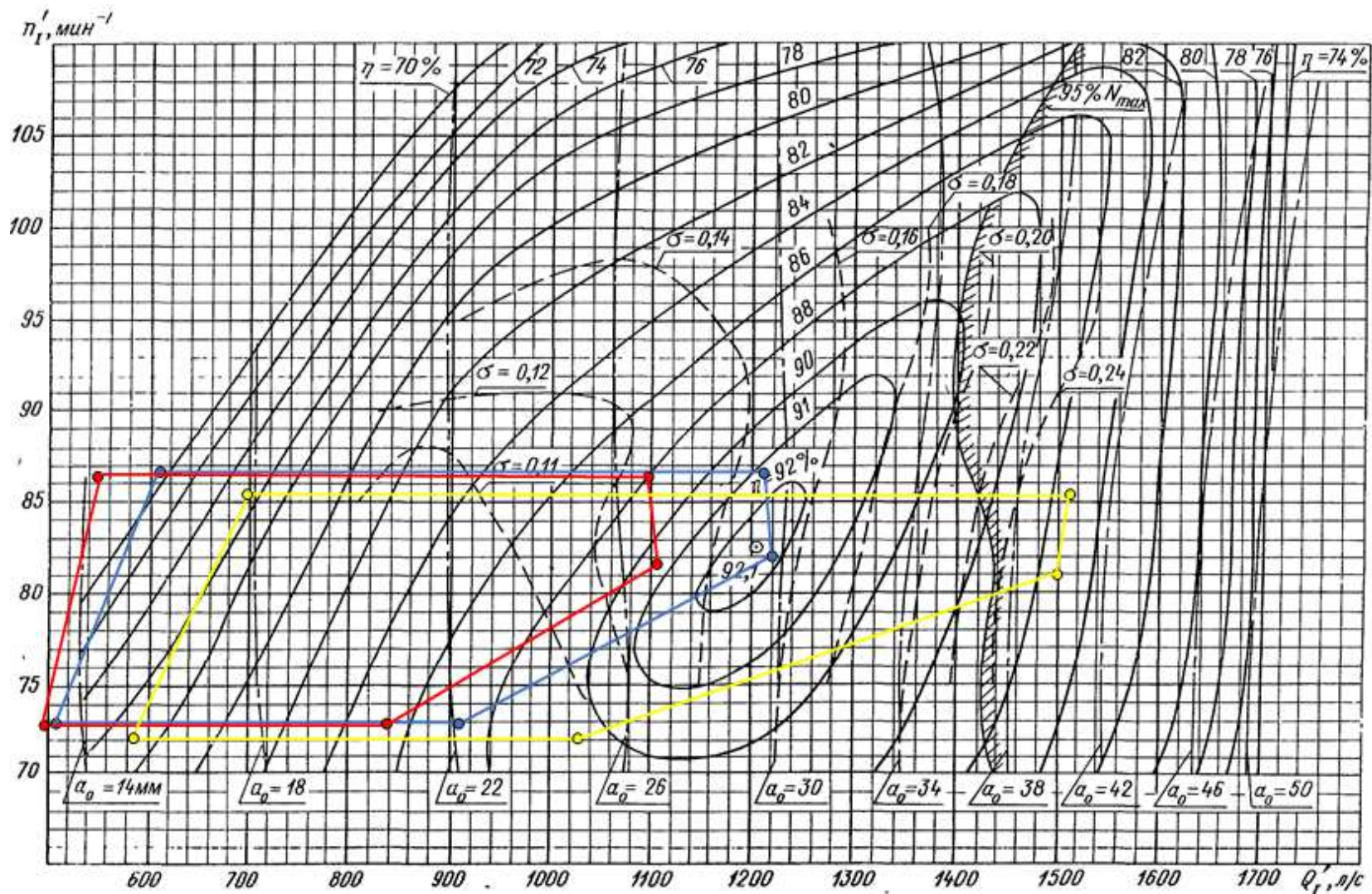


Рисунок Б.3 – Рабочие зоны гидротурбины РО45-В:  $D_1=6,3$  м – красная;  $D_1=6$  м – синяя;  $D_1=5,6$  м – желтая



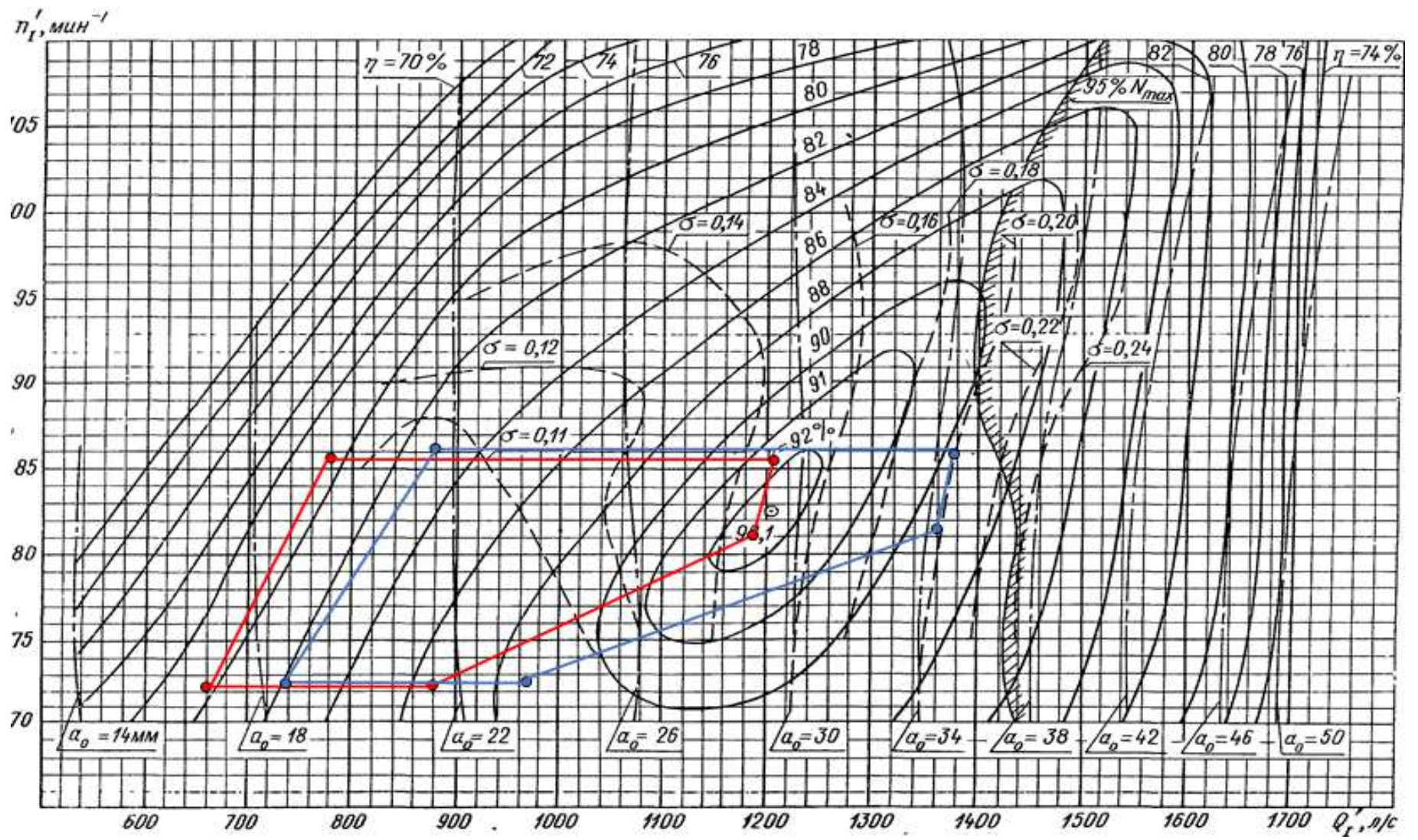


Рисунок Б.4 – Рабочие зоны гидротурбины РО45-В:  $D_1=5,3 \text{ м}$  красная;  $D_1=5 \text{ м}$  – синяя

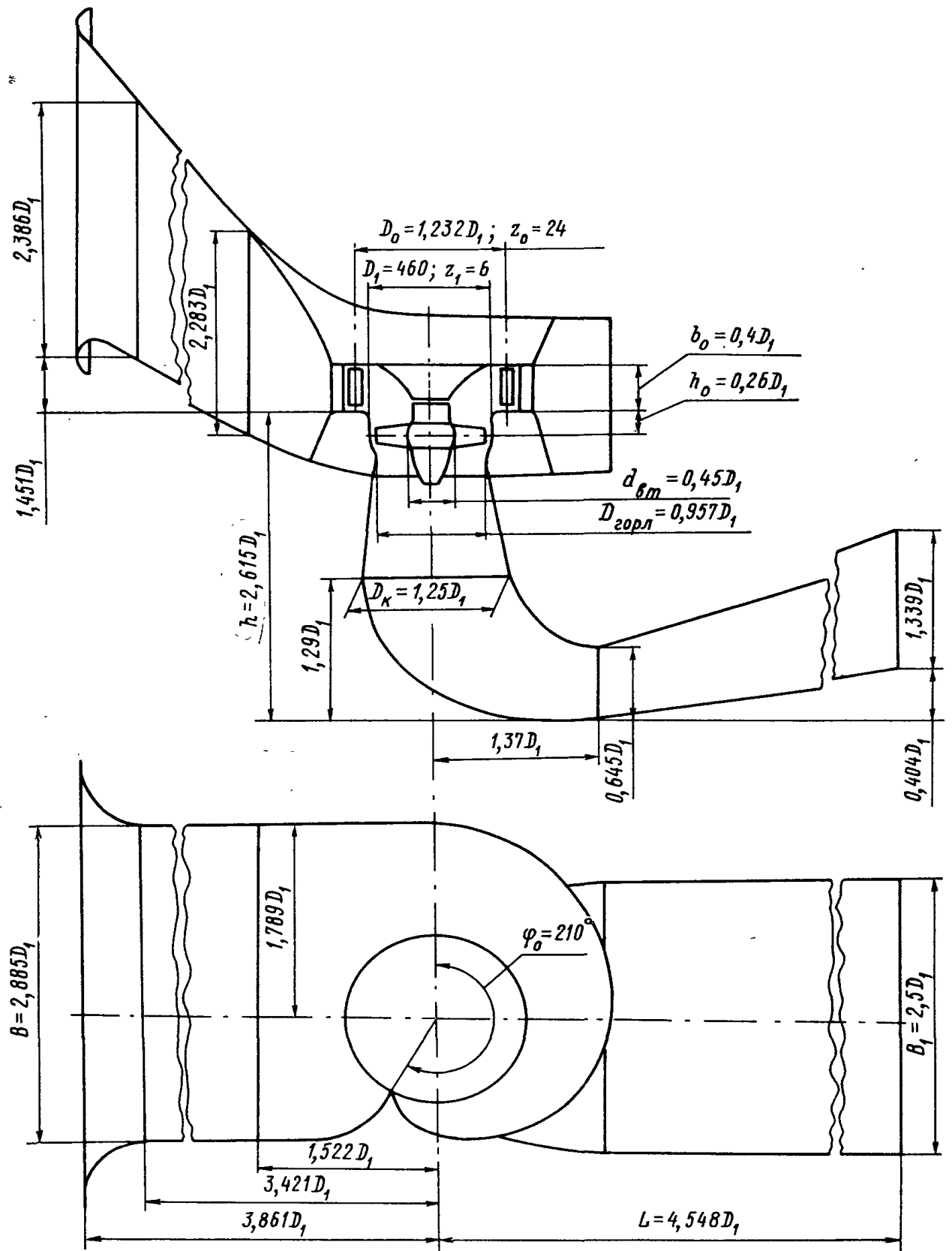


Рисунок Б.5 – Проточная часть гидротурбины ПЛ40-а-В

Номенклатурные диаметры рабочих колес  $D_1$ , диаметры расположения осей лопаток направляющего аппарата  $D_0$ , количество направляющих лопаток  $z_0$  и основные размеры статоров

$D_1$ , мм	$D_0$ , мм	$z_0$	Для бетонной спиральной камеры						Для металлической спиральной камеры				
			$D_b$	$D_a$	$D_4$	$\approx R$	$h_1$	$h_2$	$D_b$	$D_a$	$D_4$	$R$	$h$
1800	2200	16	—	—	—	—	—	—	2600	3050	3300	200	210
2000	2400	16	—	—	—	—	—	—	2850	3350	3600	200	230
2250	2750	16	—	—	—	—	—	—	3200	3750	4000	200	230
2500	2900	24	3400	3900	4000	280	320	230	3300	3900	4150	250	250
2800	3250	24	3820	4380	4480	300	350	250	3720	4380	4630	250	250
3200	3750	24	4370	5000	5100	300	400	300	4260	5000	5350	300	320
3600	4200	24	4850	5000	5700	350	400	300	4800	5550	5900	350	350
4000	4650	24	5420	6200	6300	350	450	350	5320	6150	6500	350	350
4500	5250	24	6100	7000	7100	400	450	350	6000	6950	7350	400	410
5000	5800	24	6750	7700	7800	400	500	400	6600	7650	8050	400	410
5500	6400	24	7450	8550	8050	500	500	400	7300	8450	8850	500	460
6000	7000	24	8150	9350	9450	500	550	450	8000	9250	9650	500	460
6500	7500	24	8850	10100	10200	600	550	450	8700	10000	10400	600	500
7000	8100	24	9200	10550	10650	600	550	500	9320	10750	11500	600	500
7500	8750	24	9850	11300	11400	600	550	500	10000	11500	12000	650	550
8000	9300	24	10450	11950	12050	600	550	500	10650	12300	12750	650	550
8500	9850	24	11150	12700	12800	600	550	500	11350	13100	13600	650	550
9000	10500	32	11800	13500	13600	600	600	550	—	—	—	—	—
9500	11000	32	12450	14250	14350	600	600	550	—	—	—	—	—
10000	11500	32	13100	15000	15150	600	600	550	—	—	—	—	—
10500	12000	32	13750	15750	15850	600	600	550	—	—	—	—	—

Рисунок Б.6 – Размеры статоров турбины

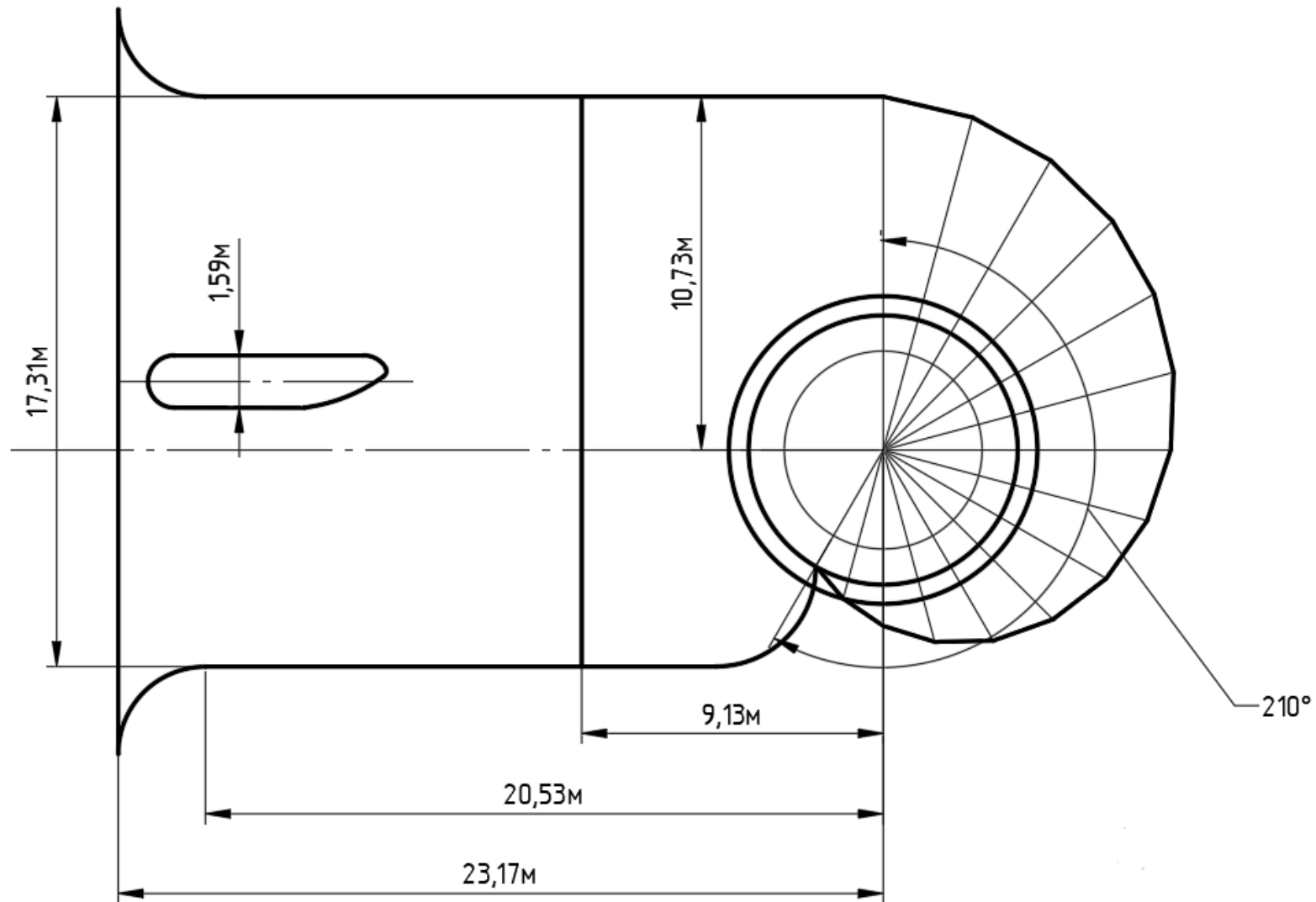


Рисунок Б.7 – План спиральной камеры

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Компоновка и сооружения гидроузла

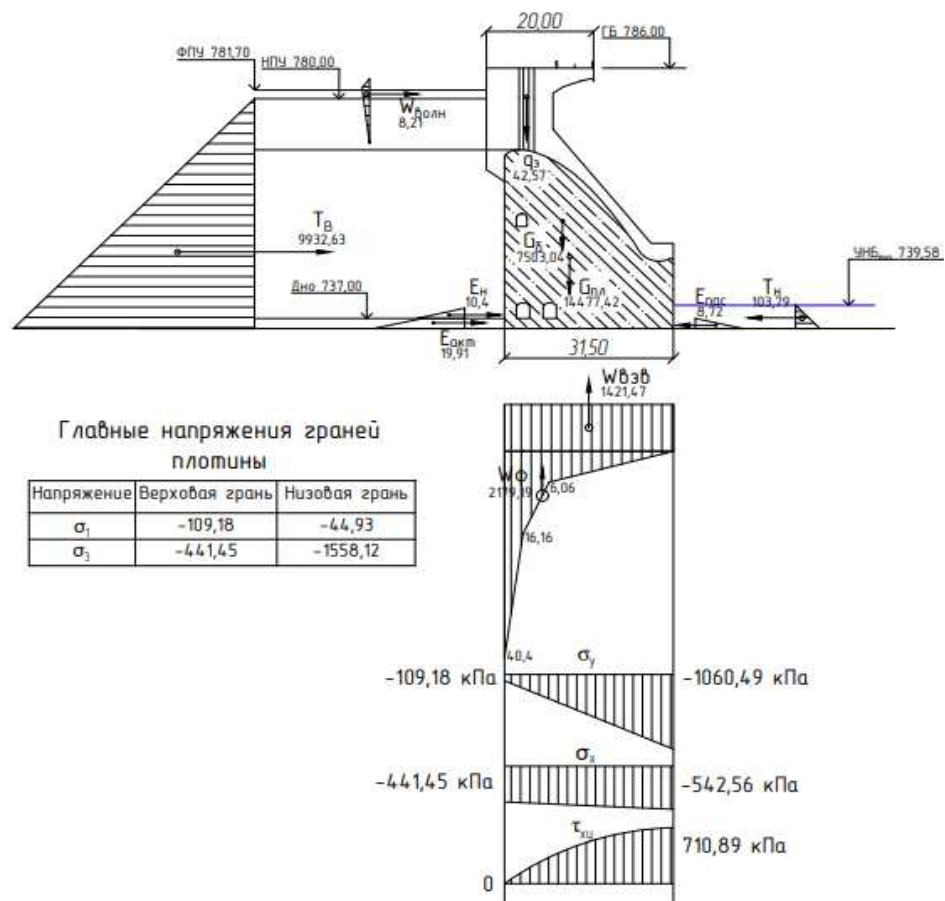


Рисунок В.1 – Нагрузки и воздействия на водосливную плотину

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**Технико-экономические показатели**

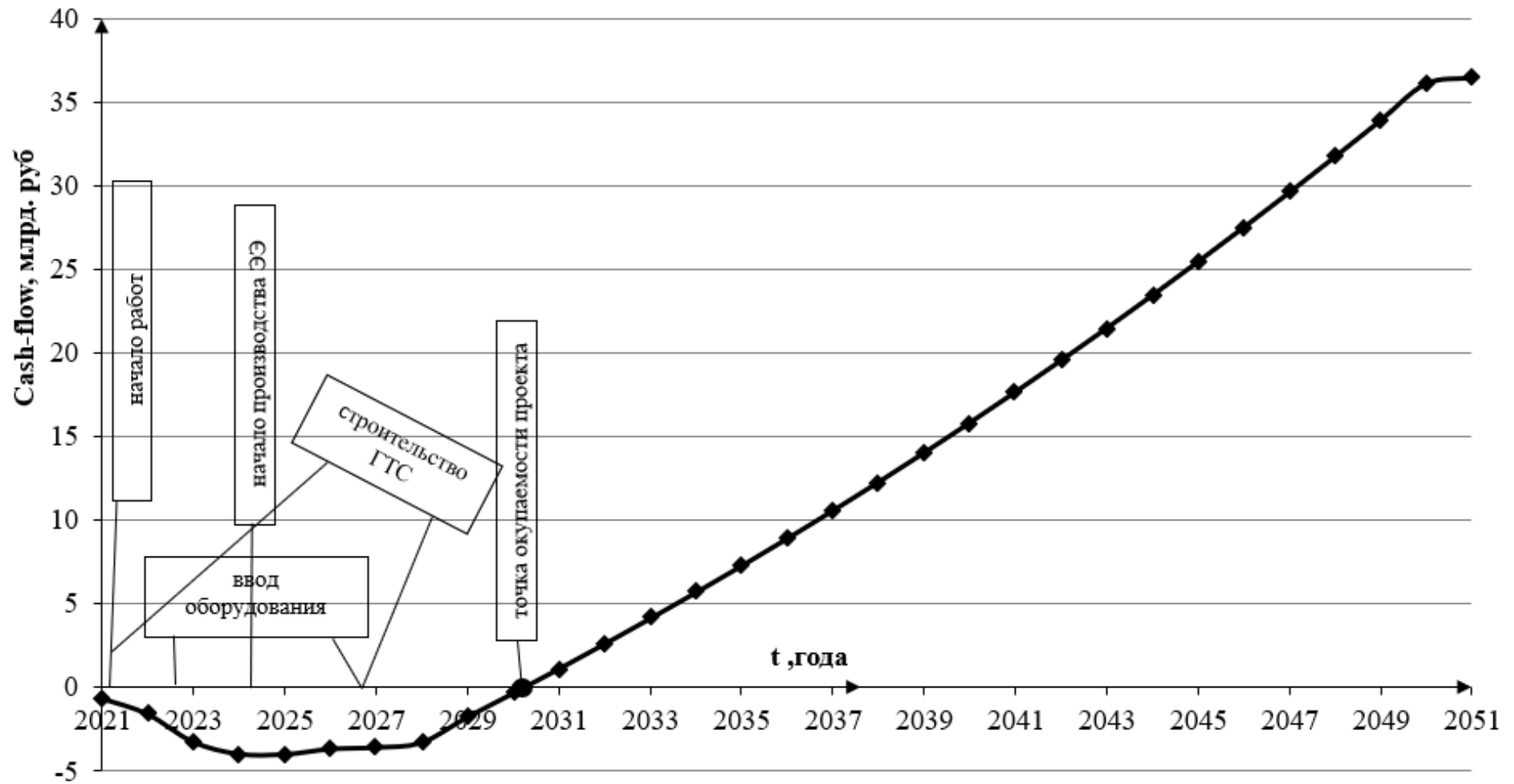



Рисунок Г.1 – Укрупнённые этапы реализации проекта

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  
 А.А. Ачитаев  
подпись.      инициалы, фамилия  
« 17 » июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАТУНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ.  
ОБСЛУЖИВАНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ  
тема

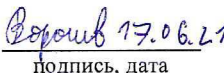
Руководитель

  
подпись, дата

ведущий инженер ПТС

А.В. Янов

Выпускник

  
подпись, дата

В.С. Воронков

Саяногорск; Черёмушки 2021



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь. Обслуживание силовых трансформаторов».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

Андрей 14.06.21 А.Т. Милославский  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайков 10.06.21 В.Ю. Зайцев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Андрей 14.06.21 И.В. Мисютина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Андрей 14.06.21 А.Т. Милославский  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Устройства РЗА

Андрей 16.06.21 С.В. Широков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Андрей 15.06.21 О.В. Захаров  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность

Андрей 14.06.21 В.С. Матвеев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Андрей 14.06.21 А.В. Лобурова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Андрей 16.06.21 В.В. Лапалов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Андрей 17.06.21 А.А. Чабанова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия