

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТИМПТОНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТИМПТОН.  
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗАТВОРОВ В ЗИМНЕМ РЕЖИМЕ

Руководитель	_____	Доцент кафедры ГГЭЭС СШФ СФУ	В.И. Татарников
	подпись, дата		
Выпускник	_____		Е.Е. Борисовская
	подпись, дата		

Саяногорск; Черёмушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тимптонской ГЭС на реке Тимптон. Эксплуатация затворов в зимнем режиме».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно - энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико - экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

подпись, дата

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ТИМПТОНСКОЙ ГЭС .....	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС .....	9
1.2 Гидрологические данные.....	9
1.3 Топографические данные .....	11
1.4 Инженерно-геологические характеристики .....	12
1.5 Сейсмические характеристики района строительства .....	12
1.6 Данные по энергосистеме.....	12
2 Водно-энергетические расчеты .....	13
2.1 Данные для водно-энергетических расчетов .....	13
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока .....	13
2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%).....	13
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%) .....	14
2.3 Построение суточных графиков нагрузок энергосистемы .....	15
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	16
2.5 Построение ИКН .....	17
2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	18
2.7 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года .....	20
2.8 Определение рабочей мощности ГЭС .....	20
2.9 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей .....	22
2.10 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года.....	23
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС .....	24
3.1 Построение режимного поля.....	24
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	25
3.3 Проверка работы турбины при минимальном расходе.....	30
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	31
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	32
3.6 Расчет спиральной камеры.....	34
3.7 Выбор типа маслонапорной установки.....	37
3.8 Выбор электрогидравлического регулятора .....	38
3.9 Расчёт вала на прочность .....	38
3.10 Расчёт подшипника .....	38
4 Электрическая часть .....	41
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	41
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС .....	41
4.2.1 Выбор трансформатора собственных нужд (СН).....	42

4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий, марки проводов воздушных линий.....	43
4.4	Выбор схемы распределительного устройства .....	44
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	44
4.6	Расчёт токов короткого замыкания .....	46
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	46
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin.....	47
4.6.3	Результаты расчёта токов короткого замыкания.....	49
4.7	Выбор и проверка оборудования.....	49
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима ...	50
4.7.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении.....	50
4.7.2.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	50
4.7.2.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	52
4.7.2.3	Выбор параметров КРУЭ.....	52
5	Релейная защита и автоматика.....	54
5.1	Расчет номинальных токов .....	54
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	55
5.3	Технические данные защищаемого оборудования.....	56
5.4	Описание и расчет уставок защит .....	57
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG) .....	57
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (U0)).....	60
5.4.3	Защита от повышения напряжения ( $U1 >$ ), ( $U2 >$ ) .....	62
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ) .....	62
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I1$ ).....	66
5.4.6	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	68
5.4.7	Дистанционная защита генератора $Z1 <$ , $Z2 <$ .....	69
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	73
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	73
6	Компоновка и состав сооружений гидроузла.....	74
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта .....	74
6.1.1	Определение отметки гребня плотины.....	74
6.2	Гидравлические расчёты .....	77
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	77
6.2.2	Расчёт аварийного водосброса (глубинных водовыпусков).....	78
6.2.3	Определение отметки гребня водослива .....	78
6.2.4	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае .....	80
6.2.5	Построение оголовка водослива по Кригер - Офицерову .....	81
6.2.6	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	81
6.2.7	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	83
6.3	Конструирование водосливной плотины.....	86

6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	86
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	86
6.3.3	Быки.....	86
6.3.4	Устои .....	87
6.3.5	Галереи в теле плотины.....	87
6.3.6	Определение ширины плотины по гребню .....	87
6.3.7	Расчет цементационной завесы и дренажа.....	87
6.4	Определение основных нагрузок на плотину .....	89
6.4.1	Вес сооружения и затворов.....	89
6.4.2	Сила гидростатического давления воды.....	90
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	90
6.4.4	Сила фильтрационного давления .....	90
6.4.5	Давление грунта .....	91
6.4.6	Волновое давление.....	92
6.5	Оценка прочности плотины .....	93
6.6	Критерии прочности плотины и её основания.....	95
6.7	Обоснование устойчивости плотины.....	96
7	Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность гидротехнических сооружений .....	97
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	97
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности .....	97
7.3	Пожарная безопасность .....	98
8	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тимптонского ГУ .....	101
8.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	101
8.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	102
8.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	103
8.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	104
9	Технико-экономическое обоснование .....	105
9.1	Оценка объемов реализации электроэнергии .....	105
9.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	105
9.3	Налоговые расходы.....	108
9.4	Оценка суммы прибыли .....	109
9.5	Оценка инвестиционного проекта.....	110
9.5.1	Методология и исходные данные.....	110
9.5.2	Коммерческая эффективность проекта.....	110
9.6	Бюджетная эффективность .....	111
9.7	Анализ чувствительности.....	111
10	Эксплуатация затворов в зимнем режиме .....	114
10.1	Общие сведения.....	114
10.2	Требования в зимний период .....	114
10.3	Мероприятия по обеспечению нормальной работы в зимнее время.....	115
10.4	Способы обогрева затворов .....	117

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных .....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчёты .....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование ГЭС .....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Электрическая часть ГЭС .....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Релейная защита и автоматика .....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Компоновка и сооружения гидроузла .....	143
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Оценка экономических показателей .....	145

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Данные для водно-энергетических расчетов

1. Коэффициент мощности  $k_N = 8,6$ ;
2. Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,47$  м;
3. Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Фильтрация	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Испарение	0	0	0	0	3	8	8	3	2	1	0	0
Льдообразование	1	1	1	1	-4	-3	0	0	0	1	1	1
Шлюзование	0	0	0	0	9	23	24	0	0	0	0	0
ВХК	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Сан. попуск	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70

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

По данным, представленным в таблице А.1 (приложение А) вычисляем средние расходы ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) для всех лет ряда, за период межени (X, XI, XII и I, II, III, IV месяцы) и половодья (V, VI, VII, VIII, IX месяцы) и располагаем их в порядке убывания. Результаты расчёта показаны в таблице Б.1 приложения Б.

Обеспеченность  $P(m)$  находим по формуле:

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

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

$n$  – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности принимаем равными 90% и 50% соответственно (таблица Б.1.).

#### 2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Для расчетной обеспеченности  $P=50\%$  принимаем 1966 год и вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п.баз}}}{Q_{\text{п1966}}} = \frac{596}{596} = 1, \quad (2.2)$$

$$K_M = \frac{Q_{M.баз}}{Q_{M1966}} = \frac{27}{41} = 0,66 \quad (2.3)$$

Коэффициент приведения равен 1 для 1966 г. Так как один из коэффициентов равен 1, то приведение и корректировку делать не нужно. Данные расходов в расчетном средневодном году представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Расходы средневодного 1966 года (P=50%)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.г.</sub>
Q <sub>баз</sub> <sup>1966</sup> , м <sup>3</sup> /с	6	8	8	9	502	761	801	631	283	202	40	14	272

### 2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Принимаем 1953 год базовым для обеспеченности P=90% и считаем коэффициент приведения для межени и половодья:

$$K_{II} = \frac{Q_{M.баз}}{Q_{M1940}} = \frac{471}{448} = 1,05, \quad (2.4)$$

$$K_M = \frac{Q_{II.баз}}{Q_{II1940}} = \frac{12}{33} = 0,36 \quad (2.5)$$

Производим корректировку расходов. Данные расходов в расчетном маловодном году представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы маловодного 1953 года (P=90%)

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.г.</sub>
Q <sub>баз</sub> <sup>1959</sup> , м <sup>3</sup> /с	5	5,5	5,9	13,7	275	728	757	275	203	170	23	5,3	206
Q <sub>пр</sub> <sup>1959</sup> , м <sup>3</sup> /с	2	2	2	5	289	765	796	289	213	62	8	2	203
Q <sub>кор</sub> <sup>1959</sup> , м <sup>3</sup> /с	3	3	3	7	289	765	796	289	213	85	12	3	206

Уточнив окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного лет, необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года. В данном случае один расход в маловодном году больше средневодного, поэтому необходимо сделать дополнительную корректировку. Результаты корректировки представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Корректировка расходов средневодного и маловодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.г.</sub>
Q <sub>кор</sub> <sup>1966</sup> , м <sup>3</sup> /с	6	8	8	9	502	761	801	631	283	202	40	14	272
Q <sub>кор</sub> <sup>1959</sup> , м <sup>3</sup> /с	3	3	3	7	289	765	796	289	213	85	12	3	206



### Окончание таблицы 2.4

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.г.}}$
$Q_{\text{кор}}^{1966} - Q_{\text{кор}}^{1959}$	3	5	5	2	213	-4	5	342	70	117	28	11	
Корректировка	0	0	0	0	-1	4	-1	-1	-1	0	0	0	0
$Q_{\text{кор}}^{1966}, \text{м}^3/\text{с}$	6	8	8	9	501	765	800	630	282	202	40	14	272

На основе данных таблицы 2.4 выполняем построение гидрографа средневодного и маловодного года, представленного на рисунке 2.1.

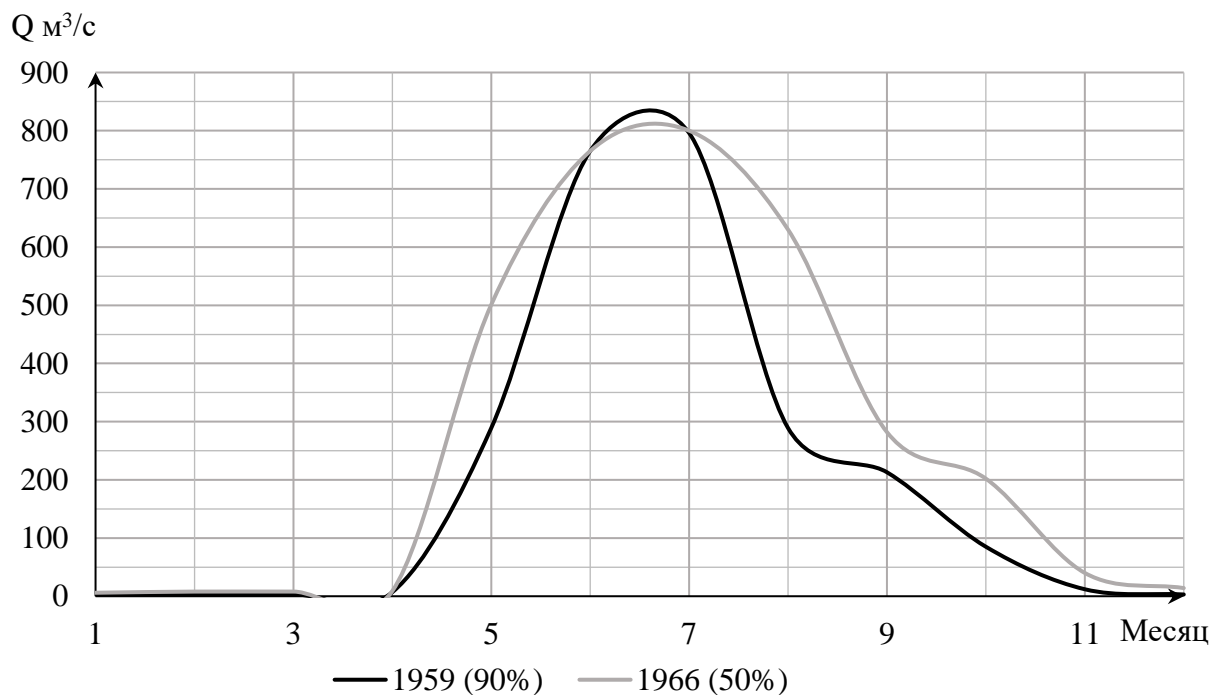


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного года

### 2.3 Построение суточных графиков нагрузок энергосистемы

Суточные графики нагрузки потребуются для определения рабочей мощности ГЭС при известной энергоотдаче каждого месяца, которая будет определена в ходе водно - энергетических расчетов.

Данные для построения суточных графиков нагрузки рассчитывались по формулам 2.6 и 2.7.

$$P_t^3 = P_c^{max} (\alpha_t^3 \cdot \beta_{\text{сут}}^3 + b_t^3), \quad (2.6)$$

$$P_t^l = P_c^{max} \cdot \alpha_l (\alpha_t^l \cdot \beta_{\text{сут}}^l + b_t^l), \quad (2.7)$$

где  $\beta_{\text{сут}}^3, \alpha_t^3, b_t^3, \alpha_t^l, b_t^l$  - коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков принимаются в зависимости от района расположения энергосистемы.

На основе формул рассчитываются нагрузки в любой час суток зимы и лета (таблица Б.2).

## 2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Годовой график нагрузок строиться по формулам косинуса:

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

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot 3,14/180^\circ, \quad (2.9)$$

$$a = \frac{P_{max}^3 + P_{max}^{\text{л}}}{2}, \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_{max}^3 - P_{max}^{\text{л}}}{2} \quad (2.11)$$

Таблица 2.5 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки

t	$\alpha$	$\cos \alpha$	Pt.max, МВт	Pt.средн, МВт
1	0,262	0,966	1190	952
2	0,785	0,707	1114	895
3	1,308	0,259	981	796
4	1,832	-0,258	828	682
5	2,355	-0,706	696	583
6	2,878	-0,966	619	526
7	3,402	-0,966	619	526
8	3,925	-0,709	696	583
9	4,448	-0,261	828	682
10	4,972	0,256	981	795
11	5,495	0,705	1114	895
12	6,018	0,965	1190	952

На основе расчётов выполняем построение графиков максимальных и среднемесячных мощностей, представленных на рисунке 2.2.

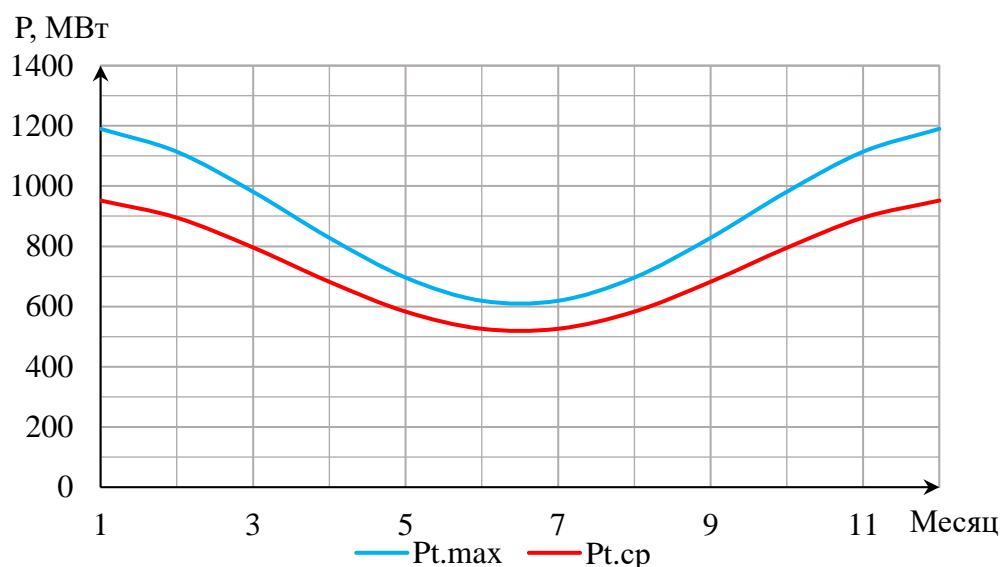


Рисунок 2.2 – График максимальных и среднемесячных мощностей

## 2.5 Построение ИКН

ИКН нужны для определения рабочей мощности ГЭС при известной энергоотдаче каждого месяца и определения зоны работы существующих и проектируемой станций. Координаты для построения ИКН зимних и летних суток приведены в таблице 2.6 и таблице 2.7 соответственно.

Таблица 2.6 – Координаты для построения ИКН зимних суток

t	P, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , млн. кВт·ч	$P_{\text{коорд}}$ , МВт	$\mathcal{E}_{\text{коорд}}$ , млн. кВт·ч
1	1200	25	0,025	25	0,025
2	1175	11	0,022	36	0,047
3	1164	9	0,027	45	0,074
4	1155	19	0,076	64	0,15
5	1136	8	0,04	72	0,19
6	1128	6	0,036	78	0,226
7	1122	6	0,042	84	0,268
8	1116	18	0,144	102	0,412
9	1098	11	0,099	113	0,511
10	1087	13	0,13	126	0,641
11	1074	8	0,088	134	0,729
12	1066	27	0,324	161	1,053
13	1039	23	0,299	184	1,352
14	1016	14	0,196	198	1,548
15	1002	122	1,83	320	3,378
16	880	45	0,72	365	4,098
17	835	103	1,751	468	5,849
18	732	16	0,288	484	6,137
19	716	41	0,779	525	6,916
20	675	2	0,04	527	6,956
21	673	15	0,315	542	7,271
22	658	0	0	542	7,271
23	658	36	0,828	578	8,099
24	622	622	14,928	1200	23,027

Таблица 2.7 – Координаты для построения ИКН летних суток

t	P, МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, млн. кВт·ч	P <sub>коорд.</sub> , МВт	Э <sub>коорд.</sub> , млн. кВт·ч
1	609	2	0,002	2	0,002
2	607	11	0,022	13	0,024
3	596	10	0,03	23	0,054
4	586	0	0	23	0,054
5	586	12	0,06	35	0,114
6	574	3	0,018	38	0,132
7	571	8	0,056	46	0,188
8	563	0	0	46	0,188
9	563	5	0,045	51	0,233
10	558	6	0,06	57	0,293
11	552	0	0	57	0,293
12	552	5	0,06	62	0,353
13	547	15	0,195	77	0,548
14	532	1	0,014	78	0,562
15	531	17	0,255	95	0,817
16	514	45	0,72	140	1,537
17	469	18	0,306	158	1,843
18	451	18	0,324	176	2,167
19	433	14	0,266	190	2,433
20	419	4	0,08	194	2,513
21	415	12	0,252	206	2,765
22	403	0	0	206	2,765
23	403	2	0,046	208	2,811
24	401	401	9,624	609	12,435

На основе таблицы 2.6 и таблицы 2.7 выполняем построение ИКН, представленных на рисунке Б.1 и рисунке Б.2.

## 2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Для выбранного расчетного маловодного года (1959 г.) вычисляем значения полезных расходов по формуле:

$$Q_{\text{пол}} = Q^{90\%} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{лед}} - Q_{\text{шл}}, \quad (2.12)$$

где  $Q^{90\%}$  – расходы маловодного года (для 90% обеспеченности), м<sup>3</sup>/с;

$Q_{\text{исп}}$  – потери на испарения, м<sup>3</sup>/с;

$Q_{\text{ф}}$  – потери на фильтрацию, м<sup>3</sup>/с;

$Q_{\text{лед}}$  – потери на льдообразование, м<sup>3</sup>/с;

$Q_{\text{шл}}$  – потери на шлюзы и рыбопропускные сооружения в месяцы, где идёт рыба, м<sup>3</sup>/с.

Вычисляем значения мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

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

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,6$ ;

$Q_{\text{пол}}$  – бытовой расход расчетного маловодного года, м<sup>3</sup>/с;  
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{ПОДВ}}$  – подведенный напор ГЭС.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{ПОДВ}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.14)$$

где  $Z_{\text{ВБ}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla$  НПУ, м;  
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$  – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;  
 $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,47$  м.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{ПОДВ}}, \quad (2.15)$$

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

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.3.

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

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

$$N_{\text{изб}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 180 \text{ МВт} \quad (2.16)$$

По данным таблицы 2.8 строим баланс энергии, представленный на плакате «Водно-энергетические показатели Тимптонской ГЭС».

На графике баланса энергии проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключённая между линией гарантированной мощности и  $N_{\text{ВХК}}$  была равна  $N_{\text{изб}} = 180$  МВт.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в нашем случае это октябрь. Из графика баланса энергии видно, что под регулирование попали 4 месяца, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

Таблица 2.8 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$N_{\text{быт}}$ , МВт	$N_{\text{ВХК}}$ , МВт	$N_{\text{сущ.ГЭС}}$ , МВт
1	1907	57	128	480
2	1839	56	128	476
3	1721	64	128	400
4	1586	97	129	360
5	1468	452	129	348
6	1400	469	129	320

## Окончание таблицы 2.8

Месяц	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$N_{\text{быт}}$ , МВт	$N_{\text{вхк}}$ , МВт	$N_{\text{сущ.ГЭС}}$ , МВт
7	1400	326	129	320
8	1467	251	129	348
9	1585	168	129	360
10	1720	115	129	400
11	1838	81	128	476
12	1907	66	128	480

## 2.7 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

Производим несколько итераций ВЭР, перемещая линию гарантированной мощности на балансе энергии до полного совпадения отметок в начале и конце сработки водохранилища. Окончательный результат водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС при положении линии гарантированной мощности представлен в приложении Б (таблица Б.4).

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря –  $N_{\text{гар}} = 134$  МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 305,31 м;
- полезный объем –  $V_{\text{полезн}} = 4,24 \text{ км}^3$ .

После выполнения ВЭР необходимо убедиться в правильности выбора характера регулирования речного стока в створе проектируемой ГЭС. Для этого определяем коэффициент зарегулированности стока [3], равный:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн}}}{\bar{W}} = \frac{4,24 \cdot 10^9}{8,36 \cdot 10^9} = 0,51, \quad (2.17)$$

где  $\bar{W}$  – средний за многолетний период объем годового стока ГЭС, равный:

$$W = \frac{\Sigma Q_{\text{год}}^{\text{ср}} \cdot t}{10^{-9}} = \frac{265 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 18,13 \text{ км}^3 \quad (2.18)$$

Таким образом, полученный результат  $\beta$  соответствует годовому характеру регулирования.

## 2.8 Определение рабочей мощности ГЭС

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС. Для того, чтобы определить рабочую мощность проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Однако есть обязательное условие: необходимо обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанции обязана отдавать в базовом режиме.

Произведем расчет для зимних суток в январе.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}} \quad (2.19)$$

Из необходимости обеспечения санитарного попуска вытекает расчёт части базовой мощности, производимый по формуле:

$$N_{\text{баз}}^{\text{сан.поп}} = k_N \cdot Q_{\text{с.п}} \cdot H = 8,6 \cdot 70 \cdot 41,32 = 25 \text{ МВт} \quad (2.20)$$

где  $Q_{\text{с.п}} = 70 \text{ м}^3/\text{с}$  – расход санитарного попуска;

$H = 41,32 \text{ м}$  – напор в данном месяце;

$k_N = 8,6$  – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз}}^{\text{сан.поп}} = N_{\text{баз}}^{\text{сан.поп}} \cdot 24 = 25 \cdot 24 = 0,6 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.21)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки.

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = N_{\text{гар}} \cdot \frac{24}{1000} = 134 \cdot \frac{24}{1000} = 3,22 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.22)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}'_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{баз}}^{\text{сан.поп}} = 3,22 - 0,6 = 2,62 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.23)$$

В случае, если часть пикового треугольника оказалась в базе, следует значения выработки и мощности данной части вычесть из пика и добавить к базовой части.

Тогда рабочая мощность проектируемой станции для января равна:

$$N_{\text{раб}} = 25 + 134 = 159 \text{ МВт}$$

$$\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{гар}}} = \frac{159}{134} = 1,19 \leq 1,20 \quad (2.24)$$

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС (январь–декабрь) не должна превышать гарантированную мощность более чем в два раза, чтобы

обеспечить экономичный коэффициент использования мощности. Для регионов Сибири и Дальнего Востока это ограничение составляет 1,2 раза.

Проведя аналогичную работу на заранее построенных ИКН находим рабочие мощности каждого месяца для существующей и проектируемой ГЭС, необходимые для построения баланса мощностей. Все результаты сводим в таблицу Б.5 приложения Б.

## **2.9 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей**

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

На годовом графике максимальных мощностей с пика откладываются рабочие мощности существующих ГЭС. Ниже от существующих станций вписываются рабочие мощности проектируемой станции. Для обеспечения критерия максимального вытеснения тепловых мощностей проводится линия, выравнивающая нижнюю огибающую мощностей проектируемой ГЭС в зимние месяцы, попавшие под регулирование. Эта линия должна проходить через те же месяцы, что и на балансе энергии. В соответствии с этой линией уточняются зоны работы ГЭС на ИКН каждого месяца.

Над графиком размещаются резервы и ремонты, так как эти мощности не участвуют в покрытии нагрузки системы.

При определении резервной мощности ГЭС необходимо учитывать:

- Нагрузочный резерв системы необходим для поддержания частоты и напряжения в системе в допустимых пределах. Этот резерв колеблется от 1% до 3% зимнего максимума нагрузки. Для больших энергосистем – 1%, для средних – 2%; для маленьких или изолированных энергосистем – 3%;

- Аварийный резерв системы выбирается в пределах 10% зимнего максимума нагрузки. Размещается аварийный резерв только на ТЭС;

- Ремонтный резерв. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т. е. когда на ГЭС имеется свободная мощность после окончания половодья, но до начала сработки водохранилища. Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать также один раз в 6 лет с продолжительностью 60–120 дней. Разместить ремонтный резерв ТЭС можно в летние месяцы, в провал нагрузки энергосистемы.

Расчеты мощностей приведены в таблице Б.6:

По данным таблицы Б.6 строим баланс мощностей, представленный на плакате «Водно-энергетические показатели Тимптонской ГЭС».



## 2.10 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию среднегодового года

Задача ВЭР режима работы ГЭС в среднегодовом году – определить среднемноголетнюю выработку.

Рассмотрим режим наполнения водохранилища в среднегодовом году, результаты которого представлены в таблице Б.7.

По данным расчёта получаем среднемноголетнюю выработку, равную:

$$\sum \mathcal{E} = 842,4 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

Строим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в среднегодовом году, объединённый с маловодным, представленный на рисунке 2.3.

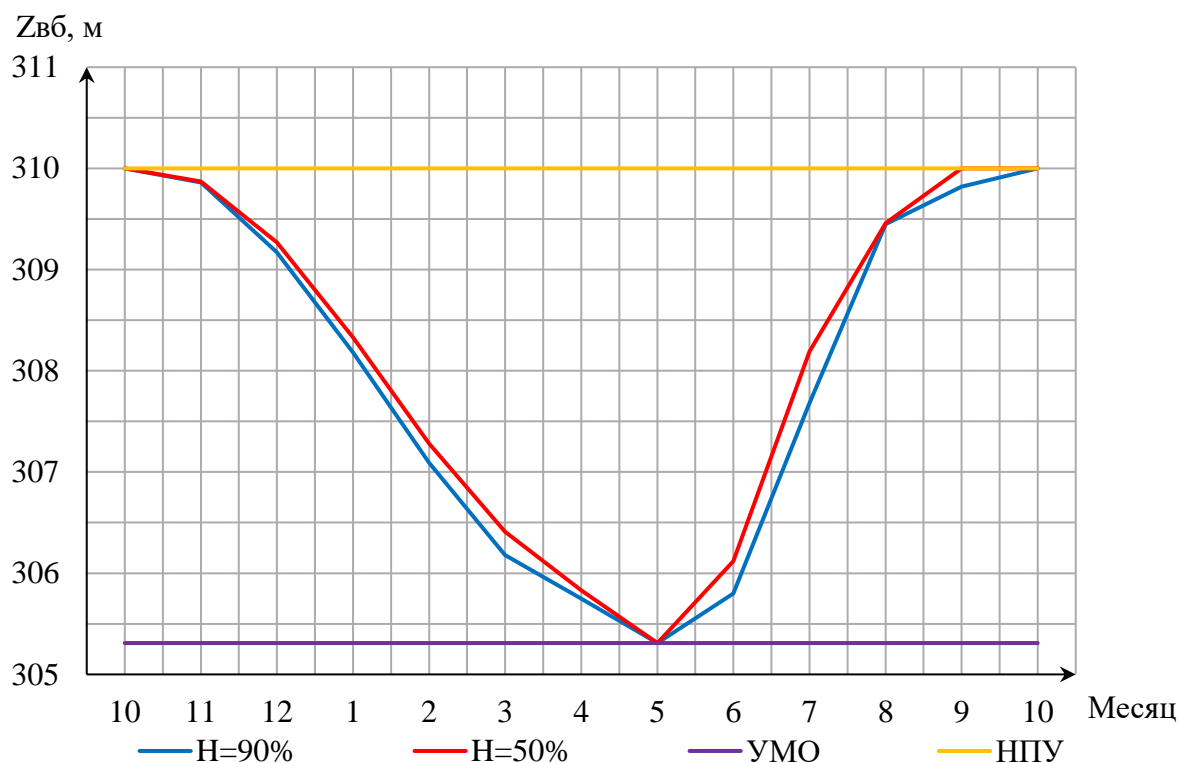


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

### 3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

#### 3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле, представленное на рисунке 3.1, с указанием линий ограничений для различных режимов. Также режимное поле незаменимо при выборе оборудования по ГУХ.

Методика составления режимного поля приведена в методическом пособии [2], результаты расчёта представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}, м^3/с$	$Z_{нб}, м$	$H_{нпу}, м$	$H_{умо}, м$	$H_{расч}, м$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
0	263	46,53	41,84	44,17	47	413,16	45	484,21
100	264,06	45,47	40,78	43,11	46	422,14	44	478,8
200	264,76	44,77	40,08	42,41	45	431,52	43	473,33
300	265,21	44,32	39,63	41,96	44	441,33	42	467,79
400	265,5	44,03	39,34	41,67	43	451,6	41	462,19
500	265,69	43,84	39,15	41,48	42	462,35	40	456,52
600	265,82	43,71	39,02	41,35	41	473,62	39	450,78
700	265,91	43,62	38,93	41,26	40	485,47	38	444,96
800	265,99	43,54	38,85	41,18	39	497,91	37	439,07
900	266,06	43,47	38,78	41,11	38	511,02	36	433,09
1000	266,13	43,4	38,71	41,04	37	524,83	35	427,03
1100	266,19	43,34	38,65	40,98	36	539,41	34	420,89
1200	266,25	43,28	38,59	40,92	35	554,82	33	414,65
1300	266,29	43,24	38,55	40,88	34	571,14	32	408,32
1400	266,34	43,19	38,5	40,83	33	588,44	31	401,89

Основные параметры работы, проектируемой ГЭС исходя из режимного поля представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры работы, проектируемой ГЭС

$H_{max}, м$	$H_{расч}, м$	$H_{min}, м$	$Q_{min}, м^3/с$	$Q_{max}, м^3/с$	$H_{min}/H_{max}$
45,7	41,5	39,25	70	465	0,86

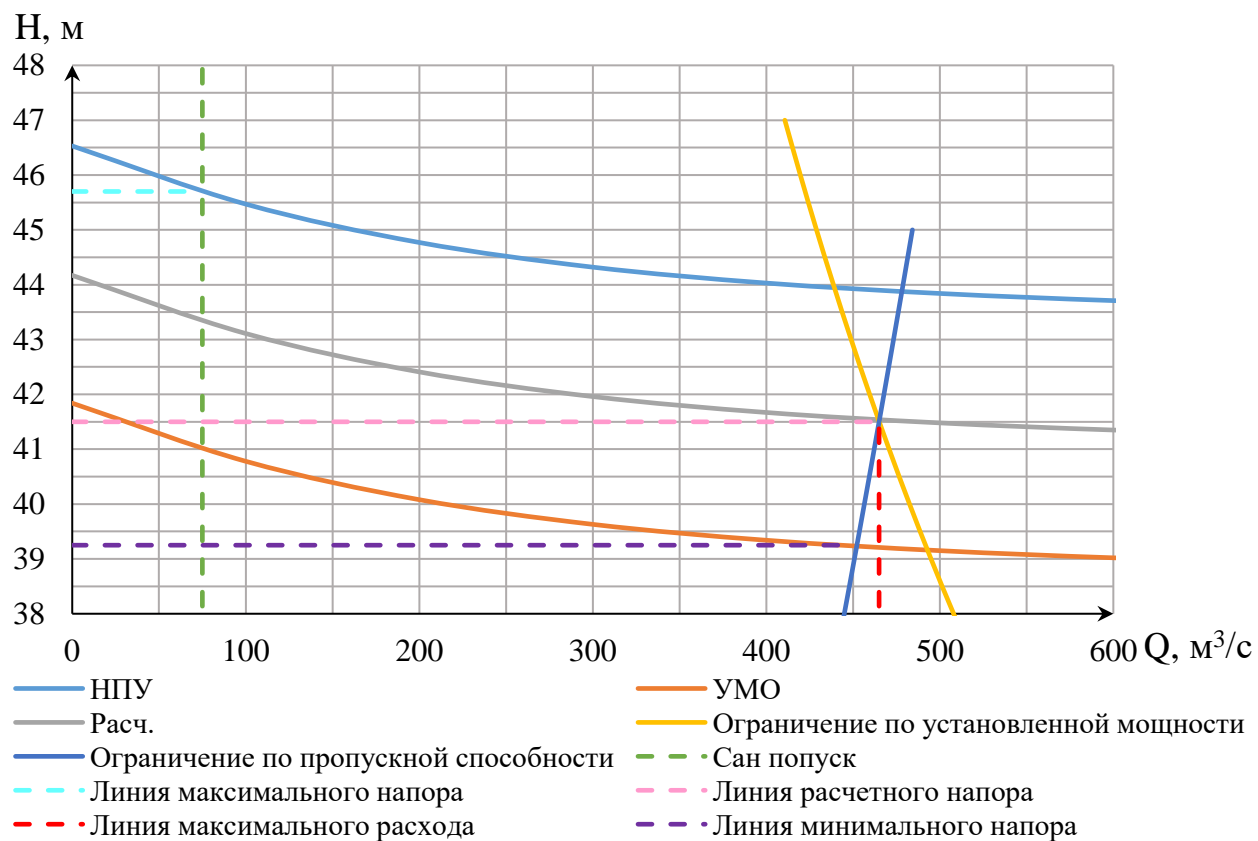


Рисунок 3.1–Режимное поле Тимптонской ГЭС

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение  $H_{max} = 45,7$  м было близко к предельному напору  $H_{пред}$  выбранного типа, но не превышало его.

Заданным условиям соответствуют турбины ПЛ50-В, ПЛД50-В60 и РО45-В, основные параметры которых представлены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В60	РО45-В
$H_{пред}, м$	50	50	45
$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5	0,60
$n'_{1\ opt}, об/м$	116	113	82
$Q_{1\ opt}, л/с$	1000	1100	1200
$\eta_{морт}$	0,916	0,910	0,921
$Q'_{1\ max}, м³/с$	1,5	1,65	1,43
$\sigma (Q'_{1\ max})$	0,6	0,6	0,23
$D_{1\ m}, м$	0,46	0,46	0,460
$H_m, м$	12	5	4
$t_{мод}, °С$	21	16	8

При расчетах необходимо задаться диаметрами рабочего колеса.  
 Рассчитывается КПД натурной гидротурбины для каждого диаметра [2] по формуле

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_P^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.1)$$

где  $\eta_M, D_{1M}, H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;  
 $D_1, H_P^N$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;  
 $v_M, v_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_M; t_H$ ;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлически потерям и принимаемый равным 0,75.

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитываем после уточнения числа агрегатов:

$$N_a' = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.2)$$

где  $Q'_{Ip}$  – приведенный расход воды в расчетной точке на УХ турбины (приложение В, рисунок В.1, В.2, В.3);

$D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N_a'}, \quad (3.3)$$

где  $N_{уст}^{прГЭС} = 167$  МВт – установленная мощность станции;

$N_a'$  – мощность агрегата в расчетной точке.

Согласно стандарту, округляем число агрегатов, которое должно быть кратно 2 или 3. Далее пересчитываем мощность агрегата. Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.4)$$

где  $\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_M$  – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n'_{Iр} \cdot \sqrt{H_P \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где  $n'_{Iр}$  – приведенная частота вращения в расчетной точке на УХ выбранной турбины;  
 $D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;  
 $\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения.

Принимаем стандартное значение синхронной частоты.

Значения приведенной частоты вращения для напоров  $H_{max}, H_P^N, H_{min}$  находим по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

где  $n_c$  – синхронная частота вращения турбины;

$H$  – напоры  $H_{max}, H_P, H_{min}$ ;

$\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения.

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.4, 3.5 и 3.6.

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ50-В

Параметр	Значение					
	1	2	3	4	5	6
$D_1$ , м	3,2	3,6	4	4,5	5	5,6
$\eta_T$	0,916	0,917	0,918	0,919	0,92	0,922
$N_a'$ , кВт	36083	45718	56503	71590	88479	111229
$z_a'$	4,6	3,7	3	2,3	1,9	1,5
$z_a$	5	4	3	3	2	2
$N_a$ , кВт	33400	41750	55667	55667	83500	83500
$\Delta$	1,033	1,034	1,035	1,036	1,037	1,039
$n'_{c1}$ , об/мин	237	211	190	169	152	136
$n_{c1}$ , об/мин	250	214,3	200	187,5	166,7	136,4
$n'_{1Hmax}$ , об/мин	122	118	122	129	127	116
$n'_{1Hр}$ , об/мин	126	121	126	132	131	120
$n'_{1Hmin}$ , об/мин	116	112	116	123	121	111

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛД50-В60

Параметр	Значение					
	1	2	3	4	5	6
$D_1$ , м	3,2	3,6	4	4,5	5	5,6
$\eta_T$	0,927	0,928	0,929	0,930	0,931	0,932
$N_a'$ , кВт	37718	47788	59061	74830	92482	116134
$z_a'$	4,4	3,5	2,8	2,2	1,8	1,4
$z_a$	5	4	3	3	2	2
$N_a$ , кВт	33400	41750	55667	55667	83500	83500
$\Delta$	1,039	1,040	1,041	1,043	1,044	1,045
$n'_{c1}$ , об/мин	232	206	186	165	149	133
$n_{c1}$ , об/мин	250	214,3	187,5	166,7	150	136,4
$n'_{1Hmax}$ , об/мин	122	117	114	114	114	116
$n'_{1Hp}$ , об/мин	125	121	117	117	117	119
$n'_{1Hmin}$ , об/мин	116	112	109	109	109	110

Таблица 3.6 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО45-В

Параметр	Значение					
	1	2	3	4	5	6
$D_1$ , м	3,15	3,6	4	4,5	5	5,6
$\eta_T$	0,912	0,914	0,915	0,916	0,917	0,919
$N_a'$ , кВт	32865	43020	53169	67366	83259	104668
$z_a'$	5,1	3,9	3,1	2,5	2	1,6
$z_a$	6	4	4	3	2	2
$N_a$ , кВт	27833	41750	41750	55667	83500	83500
$\Delta$	1,041	1,043	1,044	1,046	1,047	1,049
$n'_{c1}$ , об/мин	171	150	135	120	108	97
$n_{c1}$ , об/мин	187,5	166,7	136,4	125	115,4	100
$n'_{1Hmax}$ , об/мин	90	91	83	85	88	85
$n'_{1Hp}$ , об/мин	92	94	85	88	90	87
$n'_{1Hmin}$ , об/мин	86	87	79	81	83	81

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины ПЛ50-В-360, ПЛ50-В-400, ПЛ50-В-450, ПЛД50-В60-360, ПЛД50-В60-400, ПЛД50-В60-450, РО45-В-360, РО45-В-400, РО45-В-450.

Данный выбор связан с тем, что число агрегатов проектируемой ГЭС должно выбираться кратным двум или трем, что упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость

электротехнического оборудования, улучшает условия и снижает затраты при проведении его ремонта.

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

Окончательное положение расчетной точки на линии  $n'_{Нр}$  с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_G^{cp}} \quad (3.7)$$

где  $Q'_I$  и  $\eta_T$  – приведенный расход и КПД модельной гидротурбины, подбором которых и устанавливают окончательное положение расчетной точки;

$N_a$  – округленная мощность агрегата в расчетной точке;

$D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора.

Получаем координаты расчётной точки:  $\eta_T$  и  $Q'_I$ .

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности. Для этого на линии  $n'_{Hmin}$ , соответствующей напору  $H_{max}$ , аналогичным образом находим точку и соединяем ее с расчетной. Получаем координаты данной точки:  $\eta_T$  и  $Q'_I$ . Линию ограничения по турбине строим проведением через расчетную точку линии, параллельной открытию направляющего аппарата,  $a_0$ .

Расчеты сведем в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Расчетные и максимальные точки

Наименование	$Q'_I \cdot \eta_T$	$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T$	$Q'_{I_{max}} \cdot \eta_T$	$Q'_{I_{max}}$	$\eta_T$
ПЛ50-В-360	1,169	1,285	0,910	1,010	1,100	0,914
ПЛ50-В-400	1,260	1,401	0,900	1,089	1,195	0,912
ПЛ50-В-450	0,994	1,090	0,910	0,859	0,940	0,912
ПЛД50-В60-360	1,158	1,280	0,904	1,000	1,100	0,910
ПЛД50-В60-400	1,248	1,395	0,894	1,078	1,190	0,905
ПЛД50-В60-450	0,985	1,080	0,909	0,851	0,945	0,904
РО45-В-360	1,153	1,280	0,905	0,996	1,125	0,885
РО45-В-400	0,932	1,055	0,885	0,805	0,930	0,865
РО45-В-450	0,980	1,100	0,890	0,847	0,975	0,870

### 3.3 Проверка работы турбины при минимальном расходе

Для построения рабочей зоны работы гидротурбины необходимо учесть минимальный расход, пропускаемый в нижний бьеф.

Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах соответственно:

$$Q'_{max.сан} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

$$Q'_{min.сан} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через турбину;  
 $D_1$  – диаметр натурной турбины;  
 $H$  – напор,  $H_{max}$  или  $H_{min}$ ;  
 $\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины;  
 $Z$  – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Все результаты сведены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах

Наименование	$Q'_{max.сан}$	$Q'_{min.сан}$
ПЛ150-В-360	0,785	0,848
ПЛ150-В-400	0,636	0,687
ПЛ150-В-450	0,502	0,542
ПЛД50-В60-360	0,783	0,846
ПЛД50-В60-400	0,634	0,685
ПЛД50-В60-450	0,501	0,541
РО45-В-360	0,782	0,845
РО45-В-400	0,633	0,684
РО45-В-450	0,5	0,54

На основе проведенных расчетов к дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины ПЛ150-В-360, ПЛ150-В-400, ПЛД50-В60-360, ПЛД50-В60-400, так как расположение зон работы данных гидротурбин наиболее оптимально.



### 3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.10)$$

где  $z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе  $Q_{НБ}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

Высота отсасывания рассчитывается для трех случаев, которые требуют Наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. работа одного агрегата с максимальной мощностью при  $H_{max}$ ;
2. работа одного агрегата с максимальной мощностью при  $H_p$ ;
3. работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_S = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H - \Delta H_S + \Delta Z_{x.пл}, \quad (3.11)$$

где  $B$  – барометрическое давление, равное 10,33 м вод. ст.;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по ГУХ;

$H$  – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $z_{НБ}(Q_{НБ})$ ;

$\Delta Z_{x.пл}$  – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин.

Для ПЛ турбин  $\Delta Z_{x.пл} = 0$ , для РО и ПЛД турбин  $\Delta Z_{x.пл} = B_0/2$ .

Здесь  $B_0$  – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитана с модели по формуле

$$B_0 = B_{0\text{мод}} \cdot \frac{D_1}{D_{1\text{мод}}} \quad (3.12)$$

Результаты расчета представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Результаты расчета высоты отсасывания

Тип турбины	$D_1, \text{м}$	$Q_{max}$	$Q_p$	$Q_{min}$	$Z_{НБ max}$	$Z_{НБ p}$	$Z_{НБ min}$	$H_s(Q_{max})$	$H_s(Q_p)$	$H_s(Q_{min})$
ПЛ50-В-360	3,6	98	109	106	264,0	264,1	264,1	-4,27	-8,10	-6,75
ПЛ50-В-400	4	131	147	141	264,3	264,4	264,4	-7,38	-11,80	-10,08
ПЛД50-В60-360	3,6	98	109	104	264,0	264,1	2641,1	-2,68	-4,69	-3,69
ПЛД50-В60-400	4	131	147	140	264,3	264,4	264,4	-4,67	-7,60	-4,55

После определения расчетных значений высот отсасывания определяются отметки установки рабочего колеса.

Из всех полученных значений высот отсасывания и отметок установки РК принимаем минимальную отметку расположения рабочего колеса, которая будет обеспечивать бескавитационную работу турбины во всех режимах, т.е. имеем:

$$\text{ПЛ50-В-360: } H_s = -8,10 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 256,00 \text{ м.}$$

$$\text{ПЛ50-В-400: } H_s = -11,80 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 252,60 \text{ м.}$$

$$\text{ПЛД50-В60-360: } H_s = -4,69 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 259,41 \text{ м.}$$

$$\text{ПЛД50-В60-400: } H_s = -7,60 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 256,80 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем к установке гидротурбину ПЛД50-В60-360. Из таблицы 3.9 видно, что высота отсасывания при данном диаметре гидротурбины наименьшая, что экономически выгодно и позволяет уменьшить объем земляных работ.

### 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора. Основные критерии, по которым производится выбор генератора, – это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины или находится в пределах +/- 10%.

Мощность турбины  $N=41750$  кВт;

Синхронная частота вращения  $n=214,3$ .

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{41750}{0,85} = 49 \text{ МВА}, \quad (3.13)$$

где  $\cos\varphi = 0,81 \div 0,9$ .

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{214,3} = 28 \quad (3.14)$$

На полученные значения мощности и синхронной частоты вращения не найден генератор. Основные параметры гидрогенератора определены по следующим формулам.

Расчётная мощность:

$$S_p = k \cdot S_{\text{н}}, \quad (3.15)$$

где  $k$  – коэффициент связанный с  $\cos\varphi$ .

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} \quad (3.16)$$

Полусное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha}, \quad (3.17)$$

где  $A$  и  $\alpha$  – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} \quad (3.18)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{пр} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{разг} \cdot n_c}{60} \quad (3.19)$$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{*\gamma}} \quad (3.20)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} \quad (3.21)$$

Высота активной стали стандартизирована

Внешний диаметр вала:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_a}{n_c}} \quad (3.22)$$

Принимаем стандартную величину.

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{ген} = \psi \cdot D_i \cdot l_a, \quad (3.23)$$

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

Вес ротора генератора с валом:

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} \quad (3.24)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) \quad (3.25)$$

Маркировка полученного генератора СВ-530/100-56. Результаты расчета представлены в приложении В таблица В.1. Основные характеристики генератора СВ=530/100-56 представлены в приложении В таблица В.2.

### 3.6 Расчет спиральной камеры

Металлические спиральные камеры ( $\varphi=345 \div 360^\circ$ ) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями.

Основные размеры статора для  $D_1 = 3,6$  м:  $D_a = 5,55$  м;  
 $D_b = 4,8$  м;  $D_4 = 5,9$  м;  $R = 0,35$  м;  $h_1 = 0,35$  м.

Угол охвата:

$$\varphi_0 = 345^\circ$$

Высота направляющего аппарата, определенная по ГУХ:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 3,6 = 1,35 \text{ м} \quad (3.26)$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,35 + 0,02 = 1,37 \text{ м} \quad (3.27)$$

После определения основных размеров произведен расчет спиральной камеры.

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,37 + 2 \cdot 0,35 = 2,07 \text{ м} \quad (3.28)$$

Допустимая скорость, во входном сечении взятая по графику  $v_{cp} = f(H_p)$  равна:  $v_{вх} = 5,5$  м/с.

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{опт}} = \frac{41750}{9,81 \cdot 41,75 \cdot 0,928} = 109,85 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.29)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{109,85 \cdot 345}{360} = 105,27 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.30)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{v_{вх}} = \frac{105,27}{5,5} = 19,14 \text{ м}^2 \quad (3.31)$$

Радиус входного сечения спиральной камеры:

$$p_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{19,14}{3,14}} = 2,47 \text{ м} \quad (3.32)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{вх} = R_4 + \sqrt{p_{вх}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,95 + \sqrt{2,47^2 - \left(\frac{2,07}{2}\right)^2} = 5,19 \text{ м} \quad (3.33)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{вх} = a_{вх} + p_{вх} = 5,19 + 2,47 = 7,70 \text{ м} \quad (3.34)$$

Значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения:

$$\frac{\varphi}{c} = a_{вх} - \sqrt{a_{вх}^2 - p_{вх}^2} = 5,19 - \sqrt{5,19^2 - 2,47^2} = 0,62 \quad (3.35)$$

При принятом значении:  $\varphi = \frac{\varphi_{вх}}{360} = 0,958$ ;  $\frac{1}{c} = 0,652$

В таблице В.3 приложения В представлен расчет металлической спиральной камеры, выполненный с использованием Microsoft Excel.

Так как спиральная камера, для углов  $\varphi < 150$  принимает форму эллипса, то данная методика не подходит. Поэтому построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\varphi$  до координаты  $\varphi = 0^\circ$ ;  $R_0 = \frac{D_b}{2} = \frac{4,8}{2} = 2,4$  м. Недостающий участок построен методом прогнозирования, с помощью линии тренда (рисунок 3.2).

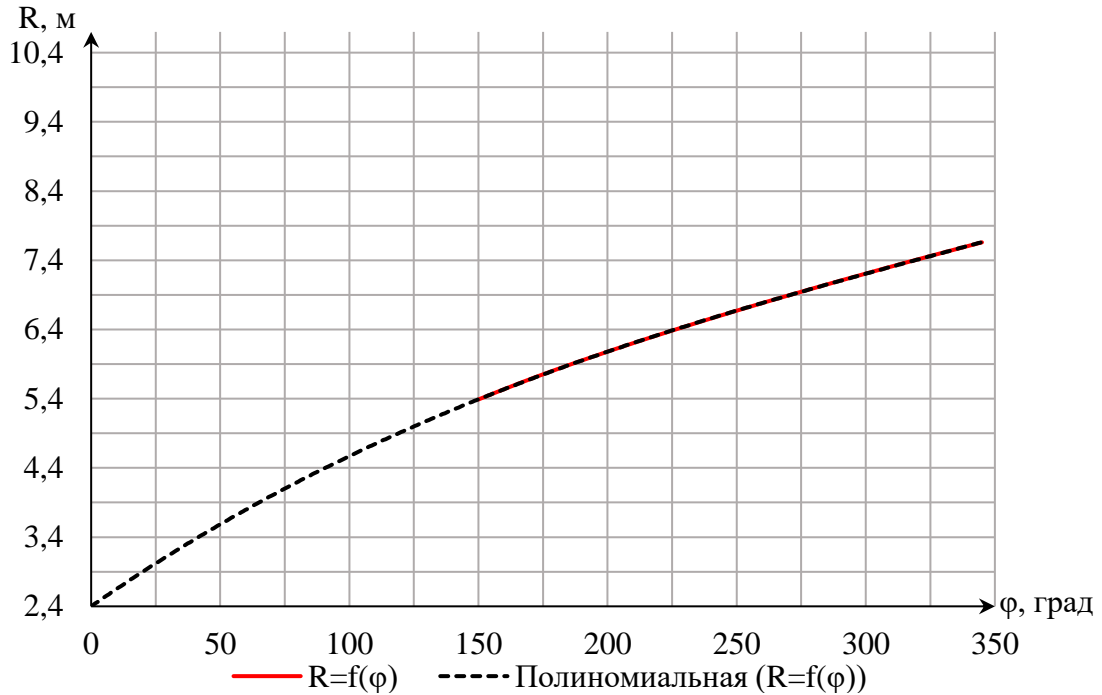


Рисунок 3.2– График  $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Путем разбиения графика на интервалы с шагом  $\varphi_i = 15^\circ$  снимаем значения, необходимые для построения спиральной камеры.

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin \alpha_k}, \quad (3.36)$$

где  $\alpha_k = 35^\circ$

Радиусы эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos \alpha_k))}{2 \cdot \cos \alpha_k} \quad (3.37)$$

Результаты расчетов круглых и эллиптических сечений заносим в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Данные для построения спиральной камеры

Для круглого сечения			
$\varphi$	$\alpha$	$p$	$R$
345	5,19	2,47	7,66
330	5,11	2,40	7,51
315	5,03	2,33	7,36
300	4,95	2,25	7,20
285	4,87	2,18	7,05
270	4,78	2,11	6,89
255	4,70	2,03	6,73
240	4,61	1,95	6,56
225	4,51	1,87	6,38
210	4,41	1,79	6,20
195	4,31	1,71	6,02
180	4,20	1,62	5,82
165	4,08	1,53	5,61
Для эллиптического сечения			
$\varphi$	$\rho_1$	$R$	$\rho_2$
150	1,80	5,39	1,29
135		5,15	1,14
120		4,90	0,99
105		4,65	0,84
90		4,37	0,67
75		4,09	0,50
60		3,78	0,31
45		3,46	0,11

Радиусы эллиптических сечений спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} \quad (3.38)$$

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

$$tg \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{109,85 / (2 \cdot 3,14 \cdot 1,370)}{26,8} = 0,476 \quad (3.39)$$

По полученным данным строим металлическую спиральную камеру, представленную на рисунке В.5 в приложении В.

### 3.7 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ) - один из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин, необходимый для управления открытием направляющего аппарата и углом поворота лопастей рабочего колеса, для смазки подпятника. Этот комплекс состоит из маслонапорной установки, регулятора

частоты вращения, маслохранилища, трубопроводов и насосов для перекачки масла. Её габаритные размеры определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии [5] определяем тип МНУ, а именно: МНУ 1,6/1-40-2,5-2 (масса – 4,9 т) в которую включены:

- Гидроаккумулятор ГА 1,6/1-40 (ёмкость 1,6 м<sup>3</sup>; 1 сосуд);
- Маслонасосный агрегат МА2,5-2 (ёмкость 2,5 м<sup>3</sup>);
- Насос: 3В8/40ГТ (2 шт.;  $Q = 3,47$  л/с;  $N = 18$  кВт);
- Двигатель: 4А180S2 ( $N = 22$  кВт).

### 3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [5], определяем тип ЭГР.

Выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-100-4 с диаметром главного золотника 100 мм и гидромеханической колонкой четвертого исполнения.

### 3.9 Расчёт вала на прочность

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент на валу:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{41750}{214,3} = 1,90 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.40)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left( \frac{5,1 \cdot 1,90}{33} \right)^{0,33} = 0,70 \text{ м}, \quad (3.41)$$

где  $\tau_{доп} = 30 \div 35$  МПа – допустимое скручивающее усилие на валу.

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного:

$$D_B = 0,70 \text{ м}.$$

### 3.10 Расчёт подшипника

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



Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 41750}{214,3 \cdot 3,6} = 43,29 \text{ кН} \quad (3.42)$$

Рассмотрим кольцевой подшипник. Диаметр вала под подшипник принимается  $d_{\text{п}} = 0,715$  м; высота подшипника  $h_2 = 0,3$  м;

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_{\text{п}}} = \frac{43,29}{0,715 \cdot 0,3} = 202 \text{ кПа} \quad (3.43)$$

Допустимое удельное давления для кольцевого подшипника:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot \left( \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} \right) = 29 \cdot \left( \frac{3,14 \cdot 214,3 \cdot 0,715}{30} \right) = 465,1 \text{ кПа} \quad (3.44)$$

Тогда:

$$p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 202 < 465,1 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Выполним расчет сегментного подшипника.

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$\begin{aligned} R_1 &= \frac{R_{\text{рад}}}{(1 + 2\cos\alpha + 2\cos(2\alpha))} = \\ &= \frac{43,29}{1 + 2\cos\left(\frac{360}{8}\right) + 2\cos\left(2 \cdot \frac{360}{8}\right)} = 37,5 \text{ кН,} \end{aligned} \quad (3.45)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов.

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{43,29}{0,24 \cdot 0,3} = 591,07 \text{ кПа,} \quad (3.46)$$

где  $l_{\text{сегм}}$  - длина сегмента в окружном направлении.

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,715}{8} = 0,24 \text{ м} \quad (3.47)$$

Для сегментных подшипников экспериментально получено, что допускаемое  $[p_{уд}]$  равно:

$$\begin{aligned} [p_{уд}] &= 50 \cdot \left( \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_n}{30} \right) = 50 \cdot \left( \frac{3,14 \cdot 214,3 \cdot 0,715}{30} \right) = \\ &= 801,87 \text{ кПа}, \end{aligned} \tag{3.48}$$

$$p_{y\partial} < [p_{уд}] \rightarrow 591,07 < 801,87 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Направляющий подшипник турбины, предназначен для восприятия радиальных нагрузок. По расчетам видно, что ни в одном из подшипников удельное давление не превышает допустимого значения ( $p_{y\partial} > [p_{уд}]$ ). Для установки выбираем сегментный подшипник, т.к. сегментные подшипники более технологичны, менее трудоемки при изготовлении и удобнее в эксплуатации на ГЭС.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Тимптонской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию [9]. Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистемы.

### 4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора (т.е. нагрузки собственных нужд (СН)). Определим их число, тип и номинальную мощность.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{41,65 - 1,67}{0,85} = 47,04 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{СН}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 167 = 1,67 \text{ МВт}$  – мощность собственных нужд станции;

$P_{\text{уст}} = 167 \text{ МВА}$  – установленная мощность станции;

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

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор типа ТДЦ-80000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220

$S_{\text{ном}}$ , МВА	U, кВ		$U_{\text{кз}}$ , %	$I_{\text{хх}}$ , %	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт
	$U_{\text{вн}}$ , кВ	$U_{\text{нн}}$ , кВ				
80	242	13,8	11,0	0,3	10,5	32

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $P_{\text{уст}} = 4000$  и время максимальных потерь  $\tau$ .

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}, \quad (4.3)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов;

$T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года;

$\omega$  - параметр потока отказов трансформатора блока (0,025 и 0,05 для одиночного и укрупненного блоков соответственно);

$T_{\text{в}} = 60$  - среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,105 \cdot 8729 = 916,55 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{т}}$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,32}{1} \cdot \left( \frac{47,04}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 266,08 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 916,55 + 0,11 \cdot 10^{-2} \cdot 266,08 = 10,64 \text{ тыс. руб/год}, \quad (4.6)$$

где  $\beta_1, \beta_2$  - поправочные коэффициенты.

Для 4 блоков величина издержек:

$$И = И \cdot 4 = 10,64 \cdot 4 = 42,57 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.7)$$

#### 4.2.1 Выбор трансформатора собственных нужд (СН)

Выбираем трансформаторы собственных нужд в количестве 3 штук. Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{1,67}{0,85} = 1,96 \text{ МВА} \quad (4.14)$$

По каталогу [10], выбираем трансформатор ТСЗ-2000/13,8, паспортные данные которого представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-2000/13,8

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$
	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	
6,0	13,8	6,0	6,4

### 4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, марки проводов воздушных линий.

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left( \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = 4 \cdot \left( \frac{41,65 - 1,67}{0,85} \right) = 188,14 \text{ МВА} \quad (4.15)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ  $P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}$ .  
Коэффициент мощности системы  $\cos\varphi_{\text{с}} = 0,85$ .

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}}) / \cos\varphi_{\text{с}}} + 1 = \frac{188,14}{(1,2 \cdot 135) / 0,85} + 1 = 1,99, \quad (4.16)$$

где  $k = 1,2$  – коэффициент приведения натуральной мощности.

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{\text{л}} = 2$ .

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{188,14 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 247 \text{ А} \quad (4.17)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 247 = 259 \text{ А}, \quad (4.18)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки [12, с 91];

$\alpha_{\text{T}} = 1,1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации [12, табл. 3.13].

Свыше 1 кВ выбор сечения осуществляется методом экономической плотности тока  $\gamma = 1,1 \text{ А/мм}^2$

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{259}{1,1} = 235 \text{ мм}^2 \quad (4.19)$$

По величине расчётного тока выбираем провод АС-500/64 Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха  $I_{\text{доп}} = 945 \text{ А}$ :

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{188,14}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 494 \text{ А} \quad (4.20)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$ , следовательно, выбранный провод АС-500/64 удовлетворяет условию нагрева.

Характеристики провода занесены в табл. 4.4:

Таблица 4.4 – Параметры воздушной линии АС-500/64

Число проводов в фазе	$R_0$	$X_0$	$B_0$
шт.	Ом/км	Ом/км	$10^{-6}$ , См/км
1	0,059	0,413	2,74

#### 4.4 Выбор схемы распределительного устройства

Так как проектируемая станция имеет мощность 298 МВт, а также низкие температуры в зимний период, целесообразно применить КРУЭ 220 кВ.

Принимается схема с одной рабочей секционированной системой шин (приложение Г, рисунок Г.1).

#### 4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K_i = n \cdot K_{\text{Т}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + m \cdot K_{\text{ТСН}}, \quad (4.21)$$

где  $K_{\text{КРУЭ}}$ - расчетная стоимость КРУЭ (ячейка КРУЭ – 110,9 млн. руб.);

$K_{\text{Т}}$ - расчетная стоимость силового трансформатора;

$K_{\text{ТСН}}$ - расчетная стоимость силового трансформатора;

$n$  – количество трансформаторов;

$m$  – количество ТСН;  
 $t$  - количество ячеек ОРУ.

$$t_1 = \alpha + \beta + 1 = 4 + 2 + 1 = 7, \quad (4.22)$$

$$t_2 = \alpha + \beta + 1 = 2 + 2 + 1 = 5, \quad (4.23)$$

где  $\alpha$  – количество вводных присоединений;  
 $\beta$  – количество линий.

Капиталовложения  $K_1^{220}$  для схемы с единичными блоками:

$$K_1^{220} = 4 \cdot 355,48 + 7 \cdot 110,9 + 3 \cdot 72,89 = 2416,9 \text{ млн. руб}$$

Капиталовложения  $K_2^{220}$  для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2^{220} = 2 \cdot 485,38 + 5 \cdot 110,9 + 3 \cdot 72,89 = 1743,9 \text{ млн. руб}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.24)$$

где  $E_n$  – Коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ, равный 15 %.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 2416900000 + 42570 = 362577570 \text{ руб./год,}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1743900000 + 42980 = 261627980 \text{ руб./год}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$\begin{aligned} P &= \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{362577570 - 261627980}{362577570} \cdot 100\% = \\ &= 27,84\% \end{aligned} \quad (4.25)$$

Поскольку разница капиталовложений между укрупненным блоком и одиночным блоком менее 5%, а именно 27,84%, варианты являются экономически не равноценными, для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем первый вариант (одиночный блок).

## 4.6 Расчёт токов короткого замыкания

### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.

Сопротивления синхронного генератора:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,20 \cdot \frac{13,8^2}{49} = 0,777 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

где  $x''_d$  – сверхпереходное сопротивление генератора;  
 $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность генератора;  
 $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\text{а,Г}}} = \frac{0,777}{314 \cdot 0,045} = 0,055 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где  $\omega$  – угловая частота, равная 314 рад/с;  
 $T_{\text{а,Г}}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{кз}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где  $u_{\text{кз}\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  
 $U_{\text{ВН}}$  – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,32 \cdot \frac{230^2}{80^2} = 2,64 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – полная номинальная мощность трансформатора;  
 $\Delta P_{\text{к}}$  – потери КЗ в трансформаторе.  
Сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$x_{\text{ВЛ}} = x_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,413 \cdot 75 = 30,98 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

где  $x_{\text{о,уд}}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;  
 $l$  – длина ВЛ;  
 $n$  – число параллельных линий.

$$r_{\text{ВЛ}} = r_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,059 \cdot 75 = 4,43 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$



где  $r_{0,уд}$  – удельное активное сопротивление ВЛ.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{б1}^2}{S_{к.з}} = \frac{220^2}{600} = 80,67 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

где  $U_{б1}$  – базисное напряжение системы;  
 $S_{к.з}$  – мощность короткого замыкания системы.

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{80,67}{0,035 \cdot 314} = 7,34 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

где  $T_{a,c} = 0,035$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей.

ЭДС генераторов:

$$E_r = E''_* \cdot U_{б2} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.34)$$

где  $U_{б2}$  – базисное напряжение генератора;  
 $E''_*$  – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.  
ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{б1} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.35)$$

где  $E''_{*c}$  – значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{242} = 0,057 \quad (4.36)$$

#### 4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

Ниже представлены таблицы с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора. Принцип нумерации узлов изображён на рисунке 4.1, исходные данные по ветвям – на рисунке 4.2, исходные данные по генераторам – на рисунке 4.3.

	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	КРУЭ		230
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г2		14
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		14
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Сеть		230
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г3		14
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 3		14
9	<input type="checkbox"/>			у	9	Г4		14
10	<input type="checkbox"/>			зак	10	Блок 4		14

Рисунок 4.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	тир0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/l	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	2			Г1 - Блок 1						
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	2	3			Блок 1 - КРУЭ	2,64	80,53				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 - КРУЭ	2,64	80,83				0,057
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	3	6			КРУЭ - Сеть	4,43	30,98				
6	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	7	8			Г3 - Блок 3						
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	9	10			Г4 - Блок 4						
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	10	3			Блок 4 - КРУЭ	2,64	80,53				0,057
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	8	3			Блок 3 - КРУЭ	2,64	80,53				0,057

Рисунок 4.2 – Исходные данные по ветвям

	N арм	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	1	Генератор 1	1	0,055	0,777	0,055	0,78	0,165	2,33	15,594
2	2	Генератор 2	4	0,055	0,777	0,055	0,78	0,165	2,33	15,594
3	3	Сеть	6	7,340	80,670	7,340	80,67	80,670	80,67	230,000
4	4	Генератор 3	7	0,055	0,777	0,055	0,78	0,165	2,33	15,594
5	5	Генератор 4	9	0,055	0,777	0,055	0,78	0,165	2,33	15,594

Рисунок 4.3 – Исходные данные по генераторам

На рисунках 4.4 и 4.5 изображены результаты расчёта токов трёхфазного КЗ на выводах генераторов и КРУЭ 220кВ соответственно.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1		1		Зф	1			11,6587

Рисунок 4.4 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на выводах генераторов

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1	1		3ф	3			8,9393

Рисунок 4.5 – Результат расчёта трехфазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

На рисунке 4.6 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1	1		1ф	3			13,41

Рисунок 4.6 – Результат расчёта однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

### 4.6.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	$T_{ин} ТКЗ$	$I_{п.о}, кА$	$i_y, кА$
1ф	КРУЭ 220 кВ	13,41	32,62
3ф	КРУЭ 220 кВ	8,94	21,75
3ф	Вывода генераторов 13,8кВ	11,66	32,15

$$i_1 = \sqrt{2} I_{п.о} \cdot k_{уд}, \quad (4.37)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент

## 4.7 Выбор и проверка оборудования

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололед); это требование учитывается при механическом расчете ЛЭП и РУ;
- удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

#### 4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

$$I_{Г\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{Г,\text{ном}} = 1,05 \cdot 2,05 = 2,15 \text{ кА} \quad (4.38)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max тр}} = \frac{S_{Г,\text{ном}}}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{тр,ном}}} = \frac{80}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,191 \text{ кА} \quad (4.39)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 220 кВ в нормальном режиме:

$$I_{Л\text{ раб.мах}} = \frac{\sum S_{ГЭС}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{188,14}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,247 \text{ кА} \quad (4.40)$$

Расчетный ток утяжеленного режима при отключении одной линии:

$$I_{Л\text{ раб.утяж.}} = \frac{\sum S_{ГЭС}}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{188,14}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,494 \text{ кА} \quad (4.41)$$

#### 4.7.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

##### 4.7.2.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сист}}, \quad (4.42)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}, \quad (4.43)$$

$$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (4.44)$$

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}} \quad (4.45)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-20/63/8000

и разъединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20/63/8000	Разъединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 2150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 11,66 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 250 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 32,15 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{Т.ст}} = 100 \text{ кА}$
	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 25,72^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 5,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 3000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20/63/8000:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 25,72 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 27,21 \text{ кА}, \quad (4.46)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 66,95 \text{ кА}, \quad (4.47)$$

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}} \text{ кА} \quad (4.48)$$

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора. Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.7

Таблица 4.7 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Интерфейс прибора	Потребляемая мощность (В·А)	Класс точности	Производитель
В цепи ротора:				
Автоматический синхронизатор	RS 485	8	0,5	НПП «ЭКРА»
Анализатор качества электроэнергии	RS 485	10	0,5	НПП «ЭКРА»
В цепи статора:				
Анализатор качества электроэнергии	RS 485	10	0,5	НПП «ЭКРА»
Релейная защита и автоматика	RS 485	40	0,5	НПП «ЭКРА»
		$\Sigma = 50 \text{ В} \cdot \text{А}$		

### 4.7.2.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-20. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 2150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1–20 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

### 4.7.2.3 Выбор параметров КРУЭ

Достоинством КРУЭ является многофункциональность — в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, что существенно уменьшает размеры и повышает надежность.

Для рассмотрения выбираем ячейку КРУЭ ЯГГ-220 производства компании Raion Technology. Данные по выбору КРУЭ 220кВ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Сводная таблица по выбору КРУЭ 220кВ

Расчетные данные	Каталожные данные Ячейка ЯГГ-220У
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 494 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 4,47 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 10,87 \text{ кА}$	$I_{\text{T}} = 50 \text{ кА}$
	$t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 4,47^2 \cdot (0,03 + 0,04)$ $= 1,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Шкафы управления КРУЭ оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать систему «Цифровая подстанция» согласно МЭК 61850. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в КРУЭ могут быть как электромагнитными с МОУ устройствами, так и полностью цифровыми. Технические характеристики ячейки КРУЭ представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11– Технические характеристики ячейки КРУЭ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 220$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	
Ток электродинамической стойкости, кА	$I_d = 1255$
Ток термической стойкости, кА	$I_T = 50$
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	440
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	900
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,25
Для измерений	0,5
Для защиты	10р
Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000

## 5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей необходимо защищать от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями. Также оборудование необходимо оснащать устройствами автоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

В данной работе рассматриваются основные защиты гидрогенератора, трансформаторов и ЛЭП.

### 5.1 Расчет номинальных токов

В данном разделе производится расчет номинальных токов, которые являются основой для выполнения данного расчёта.

Номинальный ток генератора:

$$I_H^{(1)} = \frac{S_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{49000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 2,05 \text{ кА}, \quad (5.1)$$

где  $S_{\text{ном.г}}$  – номинальная полная мощность генератора;  
 $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_H^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт.нн}}} = \frac{2050 \cdot 1}{2500/5} = 4,1 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{\text{тт.нн}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Мощность трансформатора возбуждения

$$S_{\text{ном.ТВ}} = \frac{I_{\text{ном.рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном.рот}} = \frac{1250}{1,2255} \cdot 170 = 173,4 \text{ кВА}, \quad (5.3)$$

где  $I_{\text{ном.рот}}^{(1)}$  – номинальный ток ротора;  
 $U_{\text{ном.рот}}$  – номинальное напряжение ротора.

Принимаем трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 200 кВА



Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВНТЕ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 8,37 \text{ А} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ со стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{НН ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 288,68 \text{ А} \quad (5.5)$$

Выполним пересчет тока трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,рот}}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 170} = 679,24 \text{ А}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{НОМ,рот2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{679,24}{750/5} = 4,53 \text{ А} \quad (5.7)$$

## 5.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора ГГ СВ-530/100-56– 49 МВ·А:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/220-У1:

- 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;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220);
- 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.

На линиях электропередачи 220 кВ:

1) Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

2) Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 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 Технические данные защищаемого оборудования

Технические данные оборудования представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические данные оборудования

Наименование оборудования	Наименование параметра		Параметр
Генератор	Тип		СВ-530/110-56
	Мощность номинальная	Полная, МВА	49
		Активная, МВт	41,65
	Номинальное напряжение, кВ		13,8

## Окончание таблицы 5.1

Наименование оборудования	Наименование параметра	Параметр	
Генератор	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,85	
	Частота, Гц	50	
	Частота вращения, об/мин	214,3	
	Номинальный ток статора, А	2050	
	Ток ротора при номинальной нагрузке, А	1250	
	Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.с.)	Синхронное $X_d$	1,15
		Переходное $X'_d$	0,30
Сверхпереходное $X''_d$		0,20	
Трансформатор	Тип	ТДЦ-80000/220-У1	
	Мощность номинальная, МВА	80	
	Номинальное высшее напряжение, кВ	242	
	Номинальное низшее напряжение, кВ	13,8	
	Напряжение короткого замыкания, %	11	
	Группа соединений	$Y_n/\Delta$	
Трансформатор собственных нужд ГЭС	Тип	ТСЗ-2000/13,8	
	Номинальная полная мощность, МВА	6	
	Номинальное высшее напряжение, кВ	13,8	
	Номинальное низшее напряжение, кВ	0,4	
	Напряжение короткого замыкания, %	6,4	
	Схема и группа соединений	$\Delta/Y_n - 11$	

## 5.4 Описание и расчет уставок защит

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора:  $I_{ном} = 2050 \text{ А}$ .

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

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2050 = 102,5 \text{ А}, \quad (5.8)$$

где  $K_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока, равный 0,5;  
 $f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока, равная 0,1;  
 $I_n$  – номинальный ток генератора.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{ср.0} \geq K_n \cdot I_{нб(н)} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_n = 0,1 \cdot I_{ном}, \quad (5.9)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности, равный 2.

Принимаем уставку начального тока срабатывания равной:

$$I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 2050 = 307,5 \text{ А} \quad (5.10)$$

2) Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{нб(КЗ)} = K_{ан} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{макс}, \quad (5.11)$$

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

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

$K_{одн} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5 – для однотипных ТТ);

$I_{макс}$  – максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора, равный:

$$I_{макс} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_{ном} = \frac{1,13}{0,2} \cdot 2050 = 11582,5 \text{ А}, \quad (5.12)$$

где  $E_d'' = 1,13$  – сверхпереходное ЭДС генератора;

$x_d'' = 0,2$  – сверхпереходное сопротивление генератора.

Тогда максимальный ток небаланса равен:

$$I_{нб(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 11582,5 = 1158,25 \text{ А}$$

Коэффициент торможения определяется по следующему условию:

$$K_m > \frac{I_{нб(КЗ)} \cdot K_H}{I_m}, \quad (5.13)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_m$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора равный  $I_{макс}$ .

Тогда:

$$K_m > \frac{1158,25 \cdot 2}{11582,5} = 0,2$$

Принимаем уставку  $K_m = 0,3$ .

3) Уставка начального торможения выбирается исходя из условия:

$$I_{нт} = \frac{I_{ср.0}}{K_m} = \frac{0,15 \cdot I_n}{0,3} = 0,5 \cdot I_n, \quad (5.14)$$

где  $I_{ср.0} = 0,15$  – уставка начального тока срабатывания;  
 $K_m = 0,3$  – коэффициент торможения.

4) Тормозной ток  $B$ , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки  $B$  должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{ср.0}}{K_m} = \frac{0,15 \cdot I_n}{0,3} = 0,5 \cdot I_n \quad (5.15)$$

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:  $I_{отс} = (2 \div 12)I_{ном}$ .

Принимаем уставку:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 2050 = 12300 \text{ А} \quad (5.16)$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1.

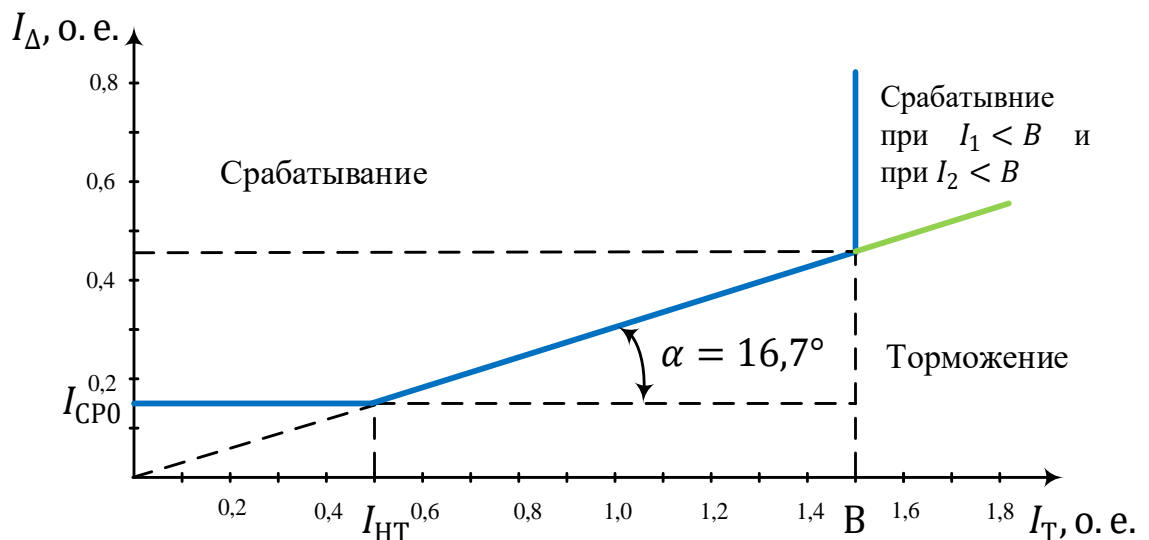


Рисунок 5.1 – Защита действует на отключение генератора, гашение полей, остановку турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора

## 5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ ))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Схема замещения для определения напряжения  $U_{0\text{эл.ст.}}$  приведена на рисунке 5.2:

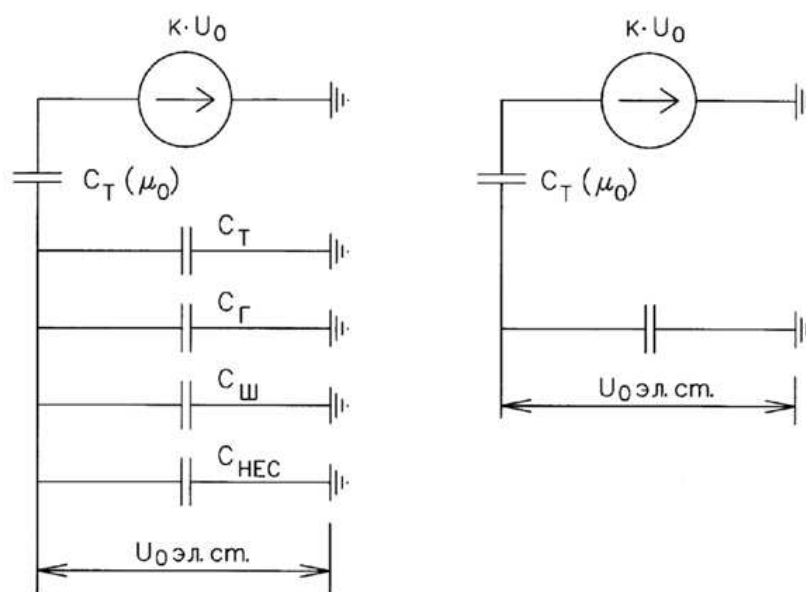


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения  $U_{0\text{эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned}
 C_{\Sigma} &= C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = \\
 &= 1,265 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}},
 \end{aligned}
 \tag{5.17}$$

где  $C_{\Gamma}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;  
 $C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;  
 $C_{\text{ВГ}}$  – емкость генераторного выключателя.

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 218,81 \text{ В}, \quad (5.18)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора.

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.19)$$

где  $U_{\text{НОМ ВН}}$  – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора.

Суммарный емкостный ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,48 \text{ А} \quad (5.20)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \cdot \frac{U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}}{n_{\text{ТН}}}, \quad (5.21)$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата;

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

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 218,81}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 4,34 \text{ В}$$

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 6,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно - ремонтных затворов.

2) Второй орган – это орган  $U_{03}$ , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Он защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа  $U_{03}$  выбирается по коэффициенту торможения  $K_T$  от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от  $K_T$  будет равно:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313 \text{ о. е.} \quad (5.22)$$

При  $K_T = 1,1$  работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

#### **5.4.3 Защита от повышения напряжения ( $U1 >$ ), ( $U2 >$ )**

1) Уставка защиты  $U2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.23)$$

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

Уставка  $U1 >$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.24)$$

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 содержит следующие функциональные 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:

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$$

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 600$  с.

Относительный ток обратной последовательности  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.25)$$

где  $A$  – параметр, заданный заводом-изготовителем;

$t$  – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.26)$$

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

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,18 \cdot I_H, \quad (5.27)$$

где  $I_{\text{НОМ}}$  – номинальный ток генератора.

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с} \quad (5.28)$$

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

$$t_{CP} = \frac{A_{ИО}}{(I_{*2})^2} = \frac{20}{(I_{*2})^2} \quad (5.29)$$

Из формулы (5.29):

$$30 = (I_{*2})^2 \cdot t_{CP}$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.2:

Таблица 5.2 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_H$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность $t$ , (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:

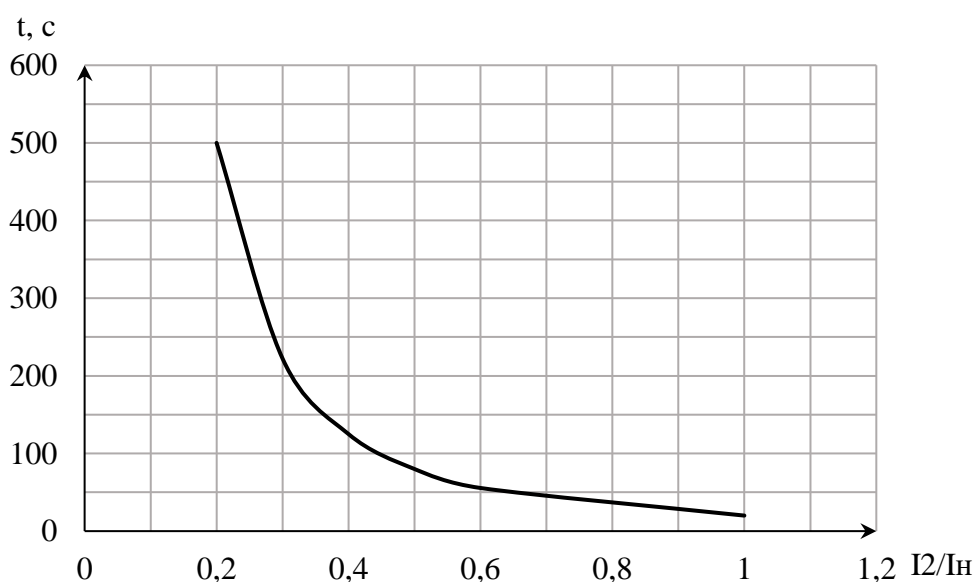


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий  $I_2$

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

4) Орган токовой отсечки ( $I_{20TC}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов  $I_2$ .

По второму условию: обеспечение чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

Сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения:

$$x''_{d_{\text{вн}}} = x''_d \cdot \left( \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \right)^2 = 0,2 \cdot \left( \frac{242}{13,8} \right)^2 = 61,5 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

$$x^*_{\text{вл}} = x_{\text{вл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 30,97 \cdot \frac{49}{242^2} = 0,03 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$x_m = \frac{u_{\text{к}}\%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{49}{80} = 0,067 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2C.3*} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x''_{d_{\text{вн}}} + x_m + x^*_{\text{вл}})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (61,5 + 0,067 + 0,03)} = 0,006 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

где  $x''_d$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;  
 $x_T$  - сопротивление обратной последовательности генератора;  
 $x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3*} = 2 \cdot I_{2C.3} \cdot K_m = 2 \cdot 0,006 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,21 \quad (5.34)$$

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

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

Отсечка действует с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8 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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.35)$$

где  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;  
 $K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени 6 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H \quad (5.36)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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 ниже на рисунке 5.4.

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.

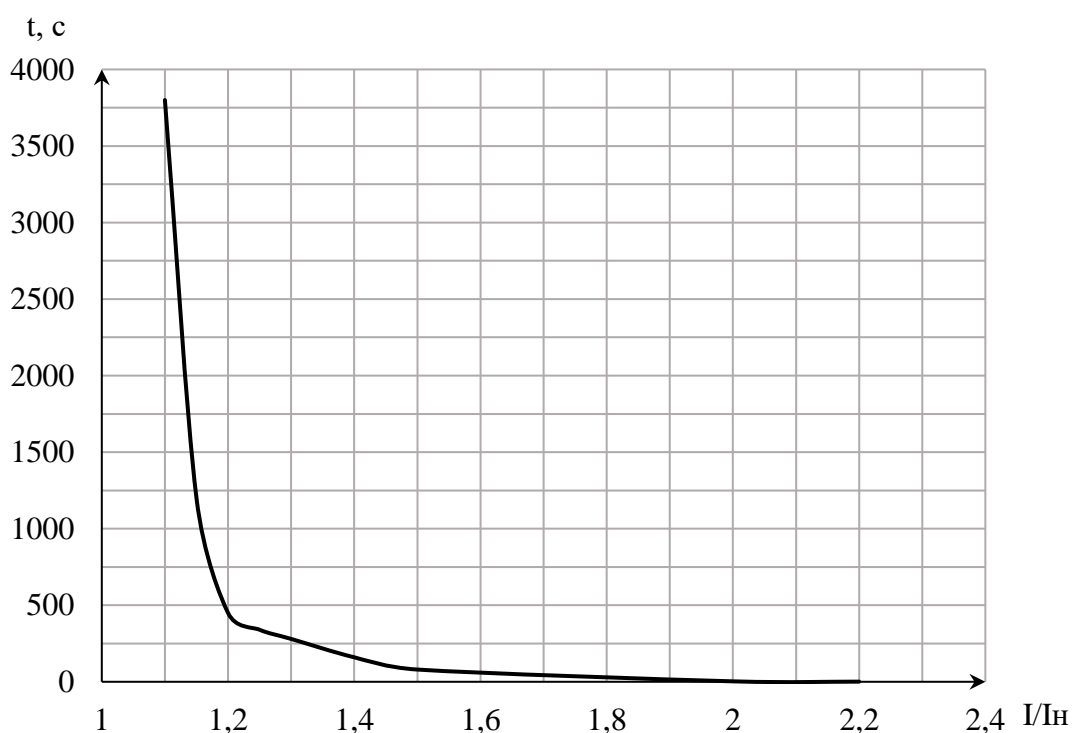


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_H}{0,98} = 1,531 \cdot I_H \quad (5.37)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66,02 \text{ В} \quad (5.38)$$

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

#### 5.4.6 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{H \text{ РОТ}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.39)$$

где  $I_{НОМ.Р}$  – номинальный ток ротора.

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.40)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.4, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5:

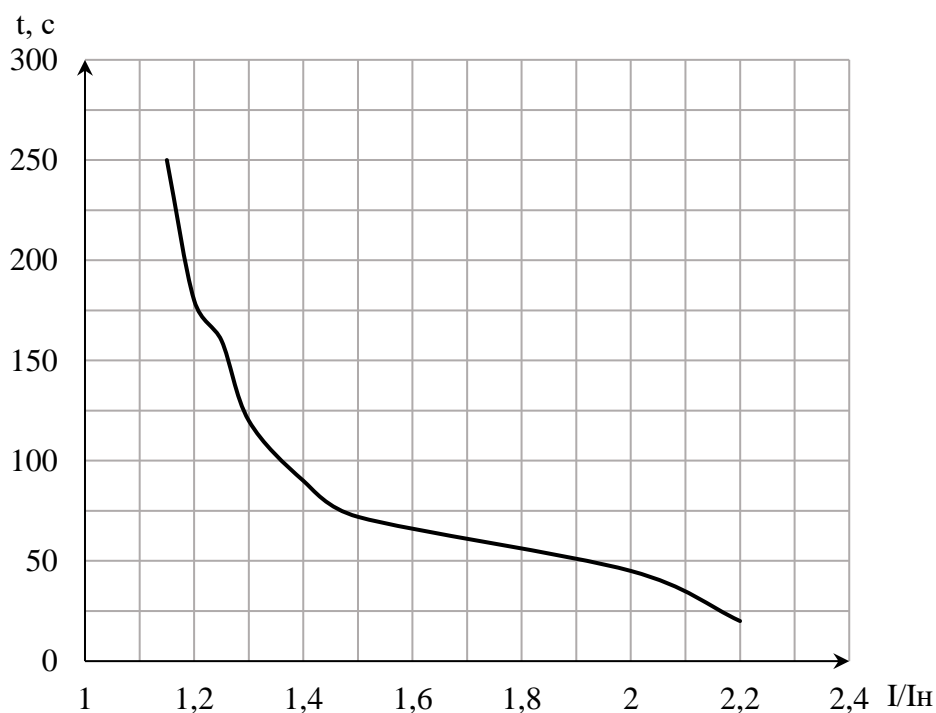


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.41)$$

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

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 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 Тимптонская ГЭС – Томмот:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 49,05 + \frac{0,8}{3} \cdot 30,97 = 51,63 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;  
 $Z'_{1Л}$  – сопротивление линии;  
 $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,067 \cdot 242^2}{80} = 49,05 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,067 \cdot \frac{49}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{49}{242^2} \cdot 30,97 = 0,043 \text{ о.е.}$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_{б1} = 0,043 \cdot 3,89 = 0,167 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

где  $Z_{б1}$  – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_{б1} = \frac{U_{б1}^2}{S_{\text{НОМ Г}}} = \frac{13,8^2}{49} = 3,89 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{сз I} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,167 \cdot \frac{\frac{2500}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,61 \text{ Ом} \quad (5.45)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,61 \text{ Ом}$ .

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,  $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/с}$ .



Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2050} = 3,89 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{Г}}}{n_{\text{Н}}} = 3,89 \cdot \frac{\frac{2500}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 14,09 \text{ Ом} \quad (5.47)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,83 - 0,95}{1,15} = 2,36, \quad (5.48)$$

где  $\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}}$  – отношение токов генератора в номинальном и холостом режимах;  
 $x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,36} = 0,4 \text{ о. е.}, \quad (5.49)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = Z_{\text{НАГР.}\Phi \text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{Г}} = 0,4 \cdot 3,89 \cdot \frac{\frac{2500}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 5,64 \text{ Ом}, \quad (5.50)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,36} = 0,379 \quad (5.51)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 67,73^\circ$ .  
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{2C3} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,4}{1,1} = 0,36 \text{ о. е.} \quad (5.52)$$

$$Z_{2C3} = Z_{2 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,36 \cdot 3,89 = 1,4 \text{ Ом} \quad (5.53)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{2C3} = \frac{Z_{2C3} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,4 \cdot 2500/5}{13800/100} = 5,07 \text{ Ом} \quad (5.54)$$

Принимаем уставку  $Z_2 = 5,07 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%.

Уставки по сопротивлению смещения, взятые от первичных величин  $Z_{CM1} = 0,09 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,76 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

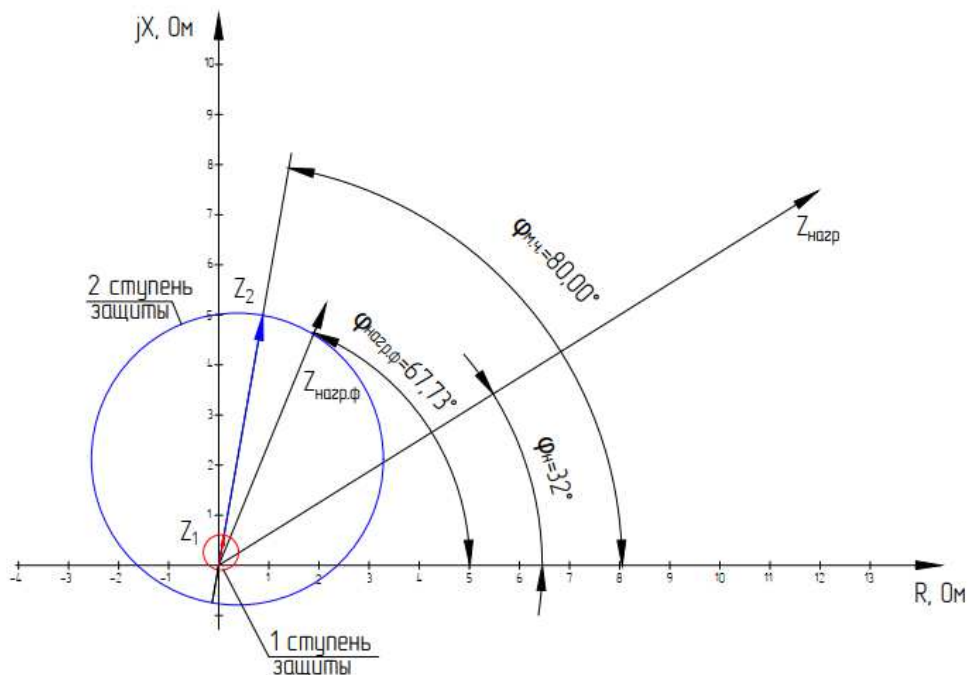


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

## **5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор**

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

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

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

## **5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит**

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Д в таблицах Д.1 и Д.2 соответственно.

## 6 Компонровка и состав сооружений гидроузла

Для проведения требуемых расчётов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС).

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 472 человека. Присваивается III класс сооружения.

$N_{уст} = 167$  МВт, что соответствует III классу сооружения. Станция проектируется изолированно от энергетических систем, что соответствует II классу сооружения.

Предварительная компоновка показала, что высота бетонной плотины будет равна 47 м, Грунт основания скальный. На основании этих показателей предусмотрен III класс.

В конечном итоге Тимптонский гидроузел будет относиться к II классу сооружений.

### 6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня грунтовой плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{1\%} + a, \quad (6.2)$$

где  $\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;  
 $h_{1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;  
 $a$  – конструктивный запас,  $a = 0,7$  м.

Определяем высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где  $v = 20$  м/с – расчетная скорость ветра;  
 $K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 20) \cdot 10^{-7} = 2,10 \cdot 10^{-6} \quad (6.4)$$

$L = 3350$  м – длина разгона волны;  
 $\alpha_w = 0^\circ$ ;

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{310 - 263}{2} = 23,5 \text{ м} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 2,10 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 3350}{9,81 \cdot 23,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,012 \text{ м}$$

Для нахождения  $k_i$  находим безразмерные величины  $\frac{gL}{v^2}, \frac{gt}{v}$ :

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 3350}{20^2} = 82,16, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8, \quad (6.7)$$

где  $t$  – период действия ветра, принимается равным  $6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ .

По верхней огибающей кривой графика снимаем [32, приложение 1, рис.1] величины  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  для полученных значений  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$ , результаты которых представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты, полученные из графика

Параметр	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 82,16$	$\frac{g \cdot t}{v} = 10594,8$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,50	4,20
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,016	0,085

Принимаем значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,016$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,50$  и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,016 \cdot v^2}{g} = \frac{0,016 \cdot 20^2}{9,81} = 1,652 \text{ м} \quad (6.8)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,5 \cdot v}{g} = \frac{1,5 \cdot 20}{9,81} = 3,058 \text{ с} \quad (6.9)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,058^2}{2 \cdot 3,14} = 14,61 \text{ м} \quad (6.10)$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2} = \frac{14,61}{2} = 7,30 \leq 23,5, \quad (6.11)$$

$23,5 \geq 7,30$  – условие (6.11) выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,09 \cdot 0,652 = 1,364 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где  $k_i = 2,09$  – коэффициент, определяемый по графику [32, приложение 1, рис.2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{v^2}$ .

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,012 + 1,364 + 0,6 = 2,08 \text{ м}$$

Таким образом отметка гребня грунтовой плотины по (6.1) равна:

$$\nabla\text{ГГП} = 310 + 2,08 = 312,08 \text{ м}$$

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_s, \quad (6.13)$$

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

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{1\%} + a, \quad (6.14)$$

где  $\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$h_{1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;  
 $a$  – конструктивный запас,  $a = 0,6$  м.

$$\nabla\text{ГБП} = 310 + 1,98 = 311,98 \text{ м} \quad (6.15)$$

Из полученных отметок принимаем  $\nabla\text{ГГП} = 314$  м.

## 6.2 Гидравлические расчёты

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определим ширину водосливного фронта.  
Удельный расход на рисберме:

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

где  $h_{\text{нб}}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = f( $Q_{\text{нб}}$ )  
при  $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$ ;  
 $[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме.

Принята  $[v_h] = 5$  м/с.

Глубина в нижнем бьефе:

$$h_{\text{нб}} = 266,51 - 263,00 = 3,5 \text{ м},$$

$$q_p = 5 \cdot 3,5 = 17,55 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Определен удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 17,55 = 21,9 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.17)$$

Ширина водосливного фронта  $B = \sum b$ :

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{g_B} = \frac{1489,4}{21,9} = 68,01 \text{ м} \quad (6.18)$$

Принято 6 пролетов шириной  $b = 12$  м.

Расчетная ширина водосливного фронта:

$$B = 6 \cdot 12 = 72 \text{ м}$$

## 6.2.2 Расчёт аварийного водосброса (глубинных водовыпусков)

Задаемся диаметром водовыпускного отверстия  $D$  от 1 до 5 м. Принимаем  $D = 3,0$  м

Принята отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее  $D/2 + 2$  м =  $1,5 + 2 = 3,5$  м.

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пола галереи}} + \text{высота галереи} + 3,5, \quad (6.19)$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = 264,00 + 3,5 + 3,5 = 271,00 \text{ м}$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска  $H$ :

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{310 + 305,31}{2} - 271 = 36,66 \text{ м} \quad (6.20)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 36,66} = 152,32 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.21)$$

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

$\omega$  - площадь водовыпускного отверстия диаметром 3,0 м.

$$\omega = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 1,5^2 = 7,1 \text{ м}^2 \quad (6.22)$$

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

$$n = \frac{Q_{\text{ср}}}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{249,1}{152,32} = 1,64 \quad (6.23)$$

Принято 2 отверстия диаметром 3,0 м.

## 6.2.3 Определение отметки гребня водослива

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

$$\begin{aligned} H_{01\text{осн}} &= \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1489,4}{0,49 \cdot 12 \cdot 6 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = \\ &= 4,5 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.24)$$



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

$$H_{02осн} = \left( \frac{Q_{расч}^{осн}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1489,4}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 12 \cdot 6 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,62 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где  $\sigma = 1$  – коэффициент подтопления;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[ \frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_{01осн}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left[ \frac{0,7 + (6-1)0,45}{6} \right] \cdot \frac{4,5}{12} = 0,96 \quad (6.26)$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 4,62 - \frac{1,1 \cdot 0,36^2}{2 \cdot 9,81} = 4,61 \text{ м}, \quad (6.27)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.28)$$

где  $\delta_B$  – толщина быка.

$$V_0 = \frac{1489,4}{(310 - 263) \cdot (72 + (6-1) \cdot 3)} = 0,36 \text{ м/с}$$

Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрывааемых водосливных отверстий ( $\delta_B = 3$  м - для пролетов шириной  $b \leq 14$  м).

Назначен  $H_{ст}$  - ближайший к вычисленному  $H$  в соответствии с техническим регламентом.

$$H_{ст} = 4,5 \text{ м}$$

Отметка гребня водослива определена по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 310,00 - 4,5 = 305,50 \text{ м} \quad (6.29)$$

## 6.2.4 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.30)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{1868,2}{0,49 \cdot 72 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,23 \text{ м}$$

Вычислен напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.31)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{1868,2}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 72 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,37 \text{ м}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{\text{в}}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g} = 5,37 - \frac{1,1 \cdot 0,44^2}{2 \cdot 9,81} = 5,36 \text{ м}, \quad (6.32)$$

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_{\text{б}})}, \quad (6.33)$$

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{1868,2}{(312,00 - 263,00)(72 + (6 - 1) \cdot 3)} = 0,44 \text{ м/с}$$

Определена расчетная отметка форсированного уровня, т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив.

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 305,5 + 5,036 = 310,9 \text{ м} \quad (6.34)$$

Принята отметка ФПУ 310,9 м.

## 6.2.5 Построение оголовка водослива по Кригер - Офицерову

Очертание оголовка строится по координатам Кригера – Офицерова (таблица 6.2), где координаты, представленные в [33, табл. 6-12], перемножаются на  $H_{ст} = 4,5$  м.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

x	y	x*	y*
0	0,126	0	0,567
0,2	0,007	0,9	0,032
0,4	0,006	1,8	0,027
0,6	0,060	2,7	0,270
0,8	0,146	3,6	0,657
1,0	0,256	4,5	1,152
1,2	0,394	5,4	1,773
1,4	0,564	6,3	2,538
1,6	0,764	7,2	3,438
1,8	0,987	8,1	4,442
2	1,235	9	5,558
2,2	1,508	9,9	6,786
2,3	1,653	10,35	7,438
2,6	2,122	11,7	9,549
2,8	2,462	12,6	11,079
3	2,824	13,5	12,708

Оголовок плотины представлен на рисунке Е.1 приложения Е. Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 305,50 + 1,6 \cdot 4,5 = 312,7 \text{ м} \quad (6.35)$$

## 6.2.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 310,00 - 263,00 = 47 \text{ м} \quad (6.36)$$

Удельный расход за водосливом:

$$q_c = \frac{Q_{расч}^{осн}}{B + (n - 1) \cdot \delta_6} = \frac{1489,4}{72 + (6 - 1) \cdot 2} = 18,2 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.37)$$

где  $\delta_6 = n - 1 = 2$  – количество промежуточных бычков.

Критическая глубина потока с учетом всех водопропускных отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha q_c^2}{g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 18,2^2}{9,81}} = 3,34 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где  $\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса.

Вычислено отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{47}{3,34} = 14,07 \quad (6.39)$$

Значение коэффициента скорости потока  $\varphi$  определено в зависимости от длины сливной грани.

Принято для плотины высотой свыше 40 м – большая длина сливной грани.

$$\varphi = 0,90$$

Сопряжённые глубины можно определить, используя следующие формулы:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(C_B + H_0 - h'_c)}} \quad (6.40)$$

В первом приближении значение  $h'_c$  в знаменателе принимают равным нулю.

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{18,2}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (47 - 0)}} = 0,670 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где  $q_c$  – удельный расход в сжатом сечении.

$$q_c = \frac{Q_{расч}}{B + (n - 1) \cdot \delta_6} = \frac{1489,4}{72 + (6 - 1) \cdot 2} = 18,2 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м} \quad (6.42)$$

Во втором приближении в знаменателе подставлено найденное значение  $h'_c$ .

$$h'_c = \frac{18,2}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (47 - 0,67)}} = 0,671$$

Рассчитано  $h_c''$ :

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \left[ \sqrt{1 + 8(h_{кр}/h_c')^3} - 1 \right], \quad (6.43)$$

$$h_c'' = \frac{0,671}{2} \left[ \sqrt{1 + 8(3,34/0,671)^3} - 1 \right] = 10,21 \text{ м},$$

$h_c'' = 10,21 \text{ м} > h_{НБ} = 3,51 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотинной не допускается.

Необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

Применим гашение избыточной энергии с помощью способа свободно отброшенной струи.

### 6.2.7 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа вычислена по формуле:

$$L = k_a z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left( \left( 1 + \left( \frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0.5} + 1 \right), \quad (6.44)$$

где  $k_a$  – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ \div 35^\circ$  – угол схода струи с трамплина, принимаем  $\alpha = 30^\circ$ .

$$z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{\text{макс}}^{\text{очн}}} = 310,00 - 266,51 = 43,49 \text{ м} \quad (6.45)$$

Высота уступа от дна до носка-трамплина:

$$a = h_{НБ}^{\text{max}} + (1 \div 2) \text{ м} = 3,56 + 1,0 = 4,56 \text{ м}, \quad (6.46)$$

где  $h_{НБ}^{\text{max}}$  – максимальная глубина в НБ.

$$h_{НБ}^{\text{max}} = \nabla_{УНБ_{\text{макс}}^{\text{пов}}} - \nabla_{\text{дна}} = 366,56 - 263,00 = 3,56 \text{ м} \quad (6.47)$$

Отметка носка-трамплина:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{\text{дна}} + a = 263,00 + 4,56 = 267,56 \text{ м} \quad (6.48)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$z_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 310,00 - 267,56 = 42,44 \text{ м} \quad (6.49)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 42,44} = 25,97 \text{ м/с} \quad (6.50)$$

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{21,9}{25,97} = 0,84 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где  $q$  – удельный расход воды на водосливе.

Зная число Фруда, можно определить коэффициент аэрации потока  $k_a$ .

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{25,97^2}{9,81 \cdot 0,84} = 81,85 \quad (6.52)$$

Так как  $Fr > 35$ , то  $k_a = 0,85$ .

Дальность отлёта струи:

$$L = 0,85 \cdot 42,44 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(60) \left( \left( 1 + \left( \frac{43,49}{42,44} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30} \right)^{0,5} + 1 \right) = 52,11 \text{ м}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет  $L > 0,4z_0$ , где  $z_0$  – напор, создаваемый плотиной.

Проверено условие для прочной скалы:

$$L > 0,4 \cdot z_0, \quad (6.53)$$

$$52,11 \text{ м} > 43,49 \cdot 0,4 = 17,4 \text{ м}$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от сооружения.

Глубина ямы размыва:

$$h_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.54)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей, в предварительных расчётах принята равной 1 м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} \quad (6.55)$$

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{81,85}) \cdot \sqrt{81,85} \cdot \sqrt[4]{\frac{3,51}{1}} \cdot 0,84 = 15,1 \text{ м,}$$

$$h_p = 15,1 - 3,51 = 11,59 \text{ м}$$

Расстояние до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (6.56)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа струи в воду.

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.57)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,84 \cdot \cos 30^\circ + 4,56 - 3,51)}{25,97^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,623,$$

$$L_1 = 52,11 + \frac{15,1}{0,623} = 76,35 \text{ м}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна реки равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_p = 2,5 \cdot 3,34 + 3,7 \cdot 11,59 = 51,23 \text{ м} \quad (6.58)$$

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

$$2,5 \cdot h_{\text{кр}} = 2,5 \cdot 3,34 = 8,35 \text{ м} \quad (6.59)$$

## 6.3 Конструирование водосливной плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию.

На первом этапе была принята ширина подошвы по формуле:

$$B = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}}) \cdot (0,67 \div 0,7), \quad (6.60)$$

$$B = (310 - 261) \cdot (0,67 \div 0,7) = 32,83 \div 34,3 \text{ м}$$

### 6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине, а также с разрезкой на блоки бетонирования.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}} = 12 + 3 = 15 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где  $b$  – ширина пролета водосливной плотины;  
 $\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-осадочных швов принимаем равной 5 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

### 6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия.

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов.

Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верхней стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стоек.



Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,7 х 1 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5 х 1 м.

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

#### **6.3.4 Устой**

На Тимптонской ГЭС предусмотрен один разделительный устой.

Он располагается между секцией глубинных водосбросов и зданием ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и водослив.

#### **6.3.5 Галереи в теле плотины**

Отметка пола цементационной галереи – выше отметки подошвы на  $2.5 \div 3$  м, принимаем отметку 264.00.

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 10 м, на отметках: 264 м, 277,5 м, 291 м. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять из практических рекомендаций. С учетом работающей техники 3 х 3,5 м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2 х 2,5 м.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

#### **6.3.6 Определение ширины плотины по гребню**

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 10 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 18 м.

#### **6.3.7 Расчет цементационной завесы и дренажа**

На скальном основании, как правило, устраиваются только вертикальные дренажные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.62)$$

где  $B_{\text{п}}$  - ширина подошвы плотины.

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot 34,3 = 3,43 \div 8,58 \text{ м}$$

Принимаю  $l_3 = 5 \text{ м}$ .

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (310 - 263,55) = 27,87 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где  $H_d$  – максимальный напор.

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \Delta H \cdot \gamma_n / J_{\text{cr.m}}, \quad (6.64)$$

где  $\Delta H$  – потери напора на цементационной завесе,

$J_{\text{cr.m}}$  – критический градиент напора для бетонной гравитационной плотины.

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d, \quad (6.65)$$

$$\Delta H = 46,45 - 0,4 \cdot 46,45 = 27,87 \text{ м},$$

$$\delta_3 \geq \frac{27,87 \cdot 1,20}{25},$$

$$\delta_3 \geq 1,34 \text{ м}$$

Принимается 2 м.

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

Глубина дренажных скважин равна:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 27,87 = 16,72 \text{ м} \quad (6.66)$$

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 6 м.

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

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$\alpha_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.67)$$

$$\alpha_{др} \geq \frac{47 \cdot 1,20}{25} \geq 2,26 \text{ м,}$$

где  $\alpha_{др}$  – расстояние от напорной грани до оси дренажа;  
 $H_{д}$  – напор над расчетным сечением.

$$H_{д} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дно}, \quad (6.68)$$

$$H_{д} = 310 - 263 = 47 \text{ м}$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 2,5 м.

## 6.4 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.4.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:  
 $S_{пл} = 941,98 \text{ м}^2$ ,  $S_{б} = 1298,56 \text{ м}^2$ . Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \gamma_b}{b + \delta_b} = \frac{941,98 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{12 + 3} = 17742,38 \text{ кН/м,} \quad (6.69)$$

где  $b$  – ширина пролета водосливной плотины;  
 $\gamma_b$  – удельный вес бетона;  
 $\delta_b$  – толщина быка.

Вес быка без учёта зубьев определяем аналогичным образом:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot g \cdot \gamma_b}{b + \delta_b} = \frac{1298,56 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{12 + 3} = 6114,65 \text{ кН/м} \quad (6.70)$$

Вес плоского затвора по формуле Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 84 \cdot \sqrt{84} \cdot 9,81 = 415,38 \text{ кН,} \quad (6.71)$$

где  $f$  – площадь затвора, равная:

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_B + 0,5) \cdot b = (312 - 305,5 + 0,5) \cdot 12 = 84 \text{ м}^2 \quad (6.72)$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{415,38}{12 + 3} = 27,69 \text{ кН/м} \quad (6.73)$$

#### 6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$T_{ВБ} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 49^2}{2} = 11776,91 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

$$\text{где } H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 310,00 - 261,00 = 49 \text{ м} \quad (6.75)$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_{НБ} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,55^2}{2} = 31,89 \text{ кН}, \quad (6.76)$$

$$\text{где } H_H = \nabla\text{НБ}_{\min} - \nabla\text{под} = 263,55 - 261,00 = 2,5 \text{ м} \quad (6.77)$$

#### 6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{вз} = (\nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{под}) \cdot B_{под} \cdot \gamma_B = (263,55 - 261,00) \cdot 34,3 \cdot 9,81 = 858,03 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

где  $B_{под}$  – ширина подошвы.

#### 6.4.4 Сила фильтрационного давления

$$l_{ас} = 5 \text{ м}, l_{др} = 6 \text{ м}.$$

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}_{\min} = 310 - 263,55 = 46,45 \text{ м} \quad (6.79)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85:

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 46,45 = 18,58 \text{ м}, \quad (6.80)$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 46,45 = 6,97 \text{ м} \quad (6.81)$$

Эпюра фильтрационного давления состоит из двух трапеций и треугольника.

Площадь эпюры

$$S_\phi = 313,5 \text{ м}^2,$$

$$W_\phi = S_\phi \cdot \gamma_B = 313,5 \cdot 9,81 = 3075,4 \text{ кН} \quad (6.82)$$

#### 6.4.5 Давление грунта

Активное давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} p_H &= \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 16 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{22}{2} \right) = \\ &= 14,56 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.83)$$

где  $\gamma_H = 16 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  
 $\varphi_H = 22$  – угол внутреннего трения наносов;  
 $h_H = 2 \text{ м}$  – толщина слоя наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{14,56 \cdot 2}{2} = 14,56 \text{ кН} \quad (6.84)$$

В точке на верхней границе слоя грунта боковое давление грунта с учетом пригруза его весом наносов:

$$p'_{гр} = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.85)$$

$$p'_{гр} = 16 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{39}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{39}{2} \right) = -135,8 \text{ кПа}$$

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

$$p_{гр}'' = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.86)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_{\text{в}} = 25 - (1 - 0,029) \cdot 9,81 = 15,47 \text{ кН/м}^3, \quad (6.87)$$

$$h_{\text{гр}} = \nabla_{\text{дно}} - \nabla_{\text{под}} = 263 - 261 = 2 \text{ м}, \quad (6.88)$$

$$\begin{aligned} p''_{\text{гр}} &= (16 \cdot 2 + 15,47 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{39}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot \text{tg} \left( 45 - \frac{39}{2} \right) = \\ &= -128,77 \text{ кПа} \end{aligned}$$

Так как боковое давление грунта по всей высоте имеет отрицательные значения следует следующий вывод: активное давление грунта на плотину отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}} \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.89)$$

$$p_{\text{гр}} = 15,29 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{39}{2} \right) + 2 \cdot 150 \cdot \text{tg} \left( 45 + \frac{39}{2} \right) = 763,38 \text{ кН/м}^2,$$

$$E_{\text{пас}} = \frac{p_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}}{2} = \frac{763,38 \cdot 2}{2} = 763,38 \text{ кН} \quad (6.90)$$

#### 6.4.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.91)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 9,81 \cdot 1,364 \cdot \left( \frac{14,61}{3,14} + \frac{0,4}{2} \right) = 32,45 \text{ кН/м},$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности,  $h_{1\%} = 1,364 \text{ м}$ ;  
 $\bar{\lambda}_{\text{д}}$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_{\text{д}} = 14,61 \text{ м}$ ;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_{\text{д}}} = \frac{\pi \cdot 1,364^2}{14,61} = 0,4 \text{ м} \quad (6.92)$$

Плечо силы  $W_{волн}$  относительно уровня покоя ВВ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{14,61}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,364 = 1,81 \text{ м} \quad (6.93)$$

### 6.5 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить 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, 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 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВВ}$	1,0	→	11776,91	11776,91	16,33	191963,6
$T_{НБ}$	1,0	←	31,89	31,89	-0,85	-27,1
$G_б$	0,95	↓	5643,77	5808,92	-4,42	-25675,4
$G_{пл}$	0,95	↓	15858,86	16855,26	-5,76	-97086,3
$W_{взв}$	1,0	↑	858,03	858,03	0	0
$W_\phi$	1,0	↑	3075,40	3075,40	9,43	28908,8
$E_n$	1,2	→	14,56	17,47	2,67	43,7
$E_{пас}$	0,8	←	763,38	610,704	-0,67	-409,17
$W_{волн}$	1,0	→	32,45	32,45	46,4	1505,8
$q_з$	0,9	↓	21,52	19,37	-1389	-269,0

$$\sum M = 98877,6 \text{ кН} \cdot \text{м},$$

$$\begin{aligned} \sum N &= G_{пл} + G_б + q_з - W_{вз} - W_\phi = \\ &= 16855,26 + 5808,92 + 19,37 - 858,03 - 3075,40 = 18750,1 \text{ кН} \end{aligned} \quad (6.94)$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{18750,1}{34,3} + \frac{6 \cdot 98877,6}{34,3^2} = -42,5 \text{ кПа}, \quad (6.95)$$

где  $\sum M$  – сумма моментов, действующих на подошву;  
 $B_{\text{п}}$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -42,5 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 49 \cdot (1 - 0^2) = \\ &= -480,7 \text{ кПа},\end{aligned}\quad (6.96)$$

где  $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;  
 $H_d^u$  – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;  
 $\gamma_v$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_v \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 49 - 42,5) \cdot 0 = 0 \text{ кПа} \quad (6.97)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_v \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -42,5 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 49 \cdot 0^2 = \\ &= -42,5 \text{ кПа}\end{aligned}\quad (6.98)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_v \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 49 = -480,7 \text{ кПа} \quad (6.99)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{18750,1}{34,3} - \frac{6 \cdot 98877,6}{34,3^2} = -1051,1 \text{ кПа}, \quad (6.100)$$

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

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_v \cdot H_d^t (1 - m_t^2) = -1051,1 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 2,55 (1 - 0,7^2) = \\ &= -527,8 \text{ кПа},\end{aligned}\quad (6.101)$$

где  $m_t$  – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;  
 $H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;  
 $\gamma_v$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.



Касательные напряжения у низовой грани:

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^t &= -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 2,55 + (-1051,1)) \cdot 0,7 = \\ &= 718,2 \text{ кПа}\end{aligned}\quad (6.102)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 - 1051,1 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 2,55 \cdot 0,7^2 = \\ &= -1553,8 \text{ кПа}\end{aligned}\quad (6.103)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 2,55 = -25 \text{ кПа}\quad (6.104)$$

## 6.6 Критерии прочности плотины и её основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.105)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая [36];

$\gamma_{cd} = 0,9$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot |-1553,8|}{0,9} = 2071,8 \text{ кН/м}^2 \quad (6.106)$$

Предварительно из [37] принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ .

2) На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.107)$$

В данной работе  $\sigma_y^u = -42,5 \text{ кПа}$ , следовательно, условие выполняется.

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.108)$$

$|-42,5| \leq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 49$ , т.е.  $42,5 \text{ кН/м}^2 \leq 120,17 \text{ кН/м}^2$ . Плотина не удовлетворяет только одному условию прочности.

### 6.7 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 будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.109)$$

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

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

$\gamma_{cd} = 0,90$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R = (G_{\bar{o}} + G_{nl} - W_{взв} - W_{\phi} + q_z) \cdot tg\varphi + E_{нас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_n, \quad (6.110)$$

$$R = (6114,65 + 17742,38 - 858,03 - 3075,40 + 27,69) \cdot tg39 + 0 + 150 \cdot 34,3 = 21301,23 \text{ кН/м}^2,$$

где  $\varphi = 39^\circ$  – тангенс угла внутреннего трения;

$c$  – сцепление для грунта,  $150 \text{ кН/м}^2$ .

Сдвигающая сила:

$$F = T_{\bar{o}\bar{o}} - T_{\bar{n}\bar{o}} + W_{волн} + E_n = 11776,91 - 31,89 + 32,45 + 14,56 = 11792,02 \text{ кН/м}^2, \quad (6.111)$$

$$\frac{21301,23 \cdot 0,90}{11792,02 \cdot 1} \geq 1,20$$

$1,62 > 1,20$ . Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости. Значит, плотина устойчива на сдвиг.

## **7 Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность гидротехнических сооружений**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Тимптонская ГЭС относится ко второму классу безопасности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Вся ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Тимптонской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» собственник ГЭС разрабатывает Декларацию. Декларация безопасности, в которой обосновывается безопасность ГЭС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

### **7.2 Требования по охране труда и техники безопасности**

Основной принцип политики в области охраны труда - признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников ГЭС по отношению к результатам производственной деятельности.

Для решения задач по обеспечению безопасных условий труда на ГЭС создаётся структурное подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет:

- организация работ по охране труда;
- осуществление технического и технологического надзора за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществление контроля за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организация и координирование природоохранной деятельности.

Для всех инженерно-технических работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции, для рабочих – инструкции по охране труда.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов, а также нормативно – технической документации:

- Федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;

- Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации»;

- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утверждённых приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н;

- Правила устройства электроустановок;

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации утверждённых приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. №229.

### **7.3 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности устанавливаются в соответствии с:

- Правилами противопожарного режима в российской федерации утверждены постановлением правительства Российской Федерации от 25.05.2012 №390;

- Федеральный закон от 22.06.2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*).

В соответствии с требованием вышеуказанных правил руководитель организации назначает лицо, ответственное за пожарную безопасность, которое обеспечивает соблюдение требований пожарной безопасности на ГЭС.

На проектируемой ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обучение мерам пожарной безопасности путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума;

- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установление противопожарного режима, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;

- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий.

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся первичных средств пожаротушения.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;

Пожаротушение обмоток гидрогенераторов производится распыленной водой из специальных устройств (перфорированных колец), смонтированных внутри агрегата. На генераторах устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Включение системы пожаротушения производится дистанционно. Включение устройств пожаротушения гидрогенераторов заблокировано и производится только после отключения гидрогенератора с одновременной подачей импульса на останов агрегата. Отключение систем пожаротушения производится автоматически с выдержкой времени.

- силовые трансформаторы;

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. От магистрального кольцевого водопровода предусматриваются ответвления, на которых устанавливаются задвижки с электроприводом. Открытие задвижек происходит от дифференциальной и газовой защит трансформатора. По периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Кроме

автоматического пуска средств пожаротушения предусматривается дистанционный пуск с помощью кнопки с ЦПУ при одновременном автоматическом отключении трансформатора, а также ручным пуском у места установки.

- кабельные сооружения;

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Для тушения пожара предусматриваются стационарные установки дренчерного типа. 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. Предусматривается также дистанционное открытие задвижек с ЦПУ. Пожаротушение предусматривается и от пожарных кранов.

- стационарное маслохозяйство.

Основным средством для тушения пожара, возникающего в помещениях маслоскладов, помещений регенерации масла и трансформаторных мастерских, является герметизация этих помещений с прекращением притока в них свежего воздуха. Все помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией, и при срабатывании извещателей автоматически отключается вентиляция и подается сигнал о пожаре на ЦПУ. Управление задвижкой слива предусматривается дистанционным с дублирующим ручным приводом, выведенным в безопасное место. Очистка емкости аварийного слива производится с помощью стационарного насоса. Пожаротушение предусматривается от пожарных кранов.

## **8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тимптонского ГУ**

### **8.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Тимптонского гидроузла (ГУ) выполняются следующие виды работ:

- 1) выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- 2) отсыпка перемычек;
- 3) подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- 4) расчистка и планировка территории;
- 5) возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- 6) строительство основных сооружений;
- 7) 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:

- 1) создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- 2) подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- 3) выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- 4) образование и обращение с отходами;
- 5) опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- 6) 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 Тимптон в нижнем бьефе Тимптонского ГУ;
- 4) Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

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

## 8.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

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

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

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

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

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

а) Организационные

1) Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

2) Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

3) Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

4) Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

5) Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

6) Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

7) Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

8) Организация и проведение производственного экологического контроля;

б) Санитарно-технические

1) Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2) Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

3) Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

4) Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

5) Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;



- б) Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 7) Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- 8) Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 9) Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 10) Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

### 8.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

- а) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (8.1)$$

где  $N = 679245 \text{ м}^3$  – объем бетонных работ;  
 $q = 1,8 \%$  – удельный норматив образования;  
 $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$  – плотность бетона.

$$M = \frac{679245 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 30566 \text{ т}$$

б) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г.

Норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (8.2)$$

где  $N = 3056,6 \text{ т}$  – количество арматуры;  
 $q = 1,0 \%$  – удельный норматив образования;  
 $\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$  – удельный вес арматуры.

$$M = \frac{3056,6 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 61,13 \text{ т}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 3056,6 т. лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 61,13 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.

#### **8.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Тимптонского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

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

- 1) Регулирование водным режимом водотока;
- 2) Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- 3) Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- 4) При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

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

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения в пределах промплощадок объектов Тимптонской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- 1) в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- 2) выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

## 9 Технико-экономическое обоснование

### 9.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Рынок электроэнергии и мощности – один из самых технологически сложных рынков, так как электроэнергия является уникальным товаром, основной особенностью которого является невозможность его накопления и хранения, именно поэтому функционирование любой энергосистемы возможно лишь при условии постоянно поддерживающегося баланса спроса и предложения.

Объемы продаж электроэнергии Тимптонской ГЭС видны в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии Тимптонской ГЭС

Год	2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность, МВт	111,36	167	167	167	167
Число часов использования установленной мощности	5050	5050	5050	5050	5050
Выработка электроэнергии, МВт · ч	562368	843552	843552	843552	843552
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт · ч	5623,68	8435,52	8435,52	8435,52	8435,52
Объем реализации электроэнергии, МВт · ч	556744	835116	835116	835116	835116
Тариф на электроэнергию, руб./МВт · ч	1175	1206	1235	1262	1289
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	657,2	1007,2	1031,4	1053,9	1076,5
НДС к выручке, млн. руб.	109,0	167,8	171,9	175,6	179,4

Согласно таблице 9.1 можно сделать вывод: происходит увеличение выручки от реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации, так как увеличивается тариф на электроэнергию.

### 9.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

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

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для

подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,2%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Величина, млн. руб.
Расходы на оплату труда	255,2	28,42
Прочие расходы	274,0	30,51
Итого		58,93

Из таблицы 9.2 видно, что доля прочих расходов и затрат на оплату труда сопоставима.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Установленная мощность, МВт	Этапы жизненного цикла проекта, лет			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 100 МВт до 399 МВт	0,06%	0,09%	0,14%	0,2%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОА «СО – ЕЭС»	135,38тыс. руб./МВт	15,08
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс. руб./МВт·ч	1,06
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс. руб. МВт·ч	0,31
Итого		16,44

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5. Текущие затраты за весь период реализации проекта представлены в приложении Ж на рисунке Ж.1.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн. руб.	66,68	122,47	139,37	139,37	139,37
Расходы на страхование, млн. руб.	34,99	52,63	56,86	56,86	56,86
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	58,93	88,39	88,39	88,39	88,39
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	26,24	59,20	63,97	63,97	63,97
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	16,44	24,66	24,66	24,66	24,66
Налог на воду, млн. руб.	4,0	6,9	6,9	6,9	6,9
Итого, млн. руб.	207,33	354,28	380,17	380,17	380,17

По данным таблицы 9.5 можно сделать вывод: в первые годы эксплуатации наблюдается увеличение текущих затрат с последующим «выравниванием». Показатели остаются неизменными. Основными затратами являются: амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

Для большей наглядности текущие затраты по Тимптонскому гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 9.1.



Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Из диаграммы можно сделать аналогичный вывод: основными затратами будут являться амортизационные отчисления (37%) и эксплуатационные затраты (23%).

### 9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Год	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн. руб.	258,5	266,2	273,7	282,0	290,5
НДС, млн. руб.	223,6	326,9	333,9	340,9	348,1
Взносы в соц. фонды, млн. руб.	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Налог на имущество, млн. руб.	119,1	116,0	112,9	109,9	106,8
Итого, млн. руб.	607,6	715,6	726,9	739,3	751,9

По данным таблицы 9.6 можно сделать вывод: основными налоговыми расходами являются налог на прибыль и НДС. Наблюдается снижение налога на имущество

#### 9.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль за первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации

Год	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн. руб.	1497,2	1533,0	1569,1	1602,3	1637,9
Текущие расходы, млн. руб.	354,3	380,2	380,2	380,2	380,2
ЕВИТ (прибыль до налогообложения), млн. руб.	1142,9	1152,8	1188,9	1222,1	1257,7
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	228,6	230,6	237,8	244,4	251,5
НОРАТ (чистая прибыль)	914,4	922,3	951,2	977,7	1006,2
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

По данным таблицы 9.7 можно сделать вывод: НОРАТ (чистая прибыль) растет с увеличением вырабатываемой электроэнергии. Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации представлено на рисунке 9.2.

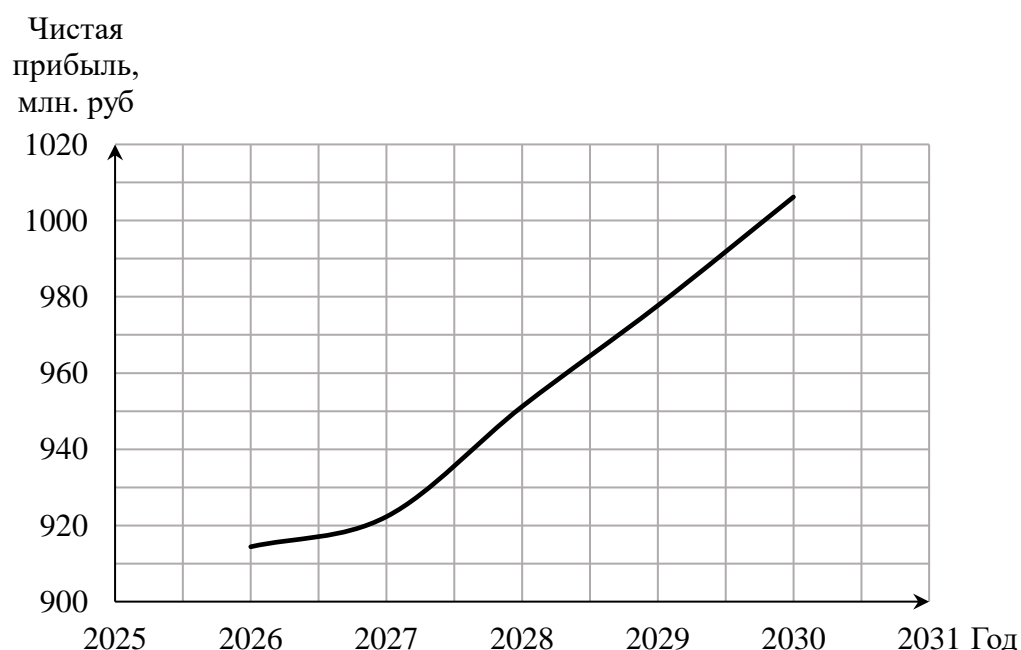


Рисунок 9.2 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы

Из графика на рисунке 9.2 можно сделать аналогичный вывод: наблюдается увеличение НОРАТ (чистая прибыль).

## 9.5 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.»).

### 9.5.1 Методология и исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к которым относятся:

- 1) Чистый дисконтированный доход;
- 2) Индекс прибыльности;
- 3) Срок окупаемости;
- 4) И т.д.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert. Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Тимптонской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 9.5.2 Коммерческая эффективность проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций проекта, представленных в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Величина
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес	114
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	2832,12
Индекс прибыльности – PI	1,68
Себестоимость руб./кВт·ч	0,26
Удельные капиталовложения, руб./кВт	142559,52

По данным таблицы 9.8 можно сделать вывод: окупаемость проекта - 9,5 лет. Чистый приведенный доход составляет 2,8 млрд. рублей. Себестоимости электроэнергии – 0,26 руб./кВт·ч, ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро», что свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.



## 9.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Год	2024	2025	2026	2027	2028
В Федеральный бюджет, млн. руб.	10,5	147,1	255,6	256,7	264,6
В региональный бюджет, млн. руб.	3,1	59,8	109,9	125,2	122,1
Налоговые поступления, млн. руб.	13,6	206,9	365,5	381,9	386,7

Отчисления в федеральный бюджет таких налогов, как НДС, налога на прибыль, отчислений во внебюджетные фонды и водного налога, а также в региональный бюджет налога на имущества делают проект общественно привлекательным.

Также стоит отметить, что налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии и мощности.

## 9.7 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности позволяет определить насколько сильно изменится эффективность проекта при определённом изменении одного из параметров проекта.

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- 1) Объем инвестиций;
- 2) Цена сбыта

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение величины чистого приведенного дохода (PI) от изменения ставки налогов представлено на рисунке 9.3.

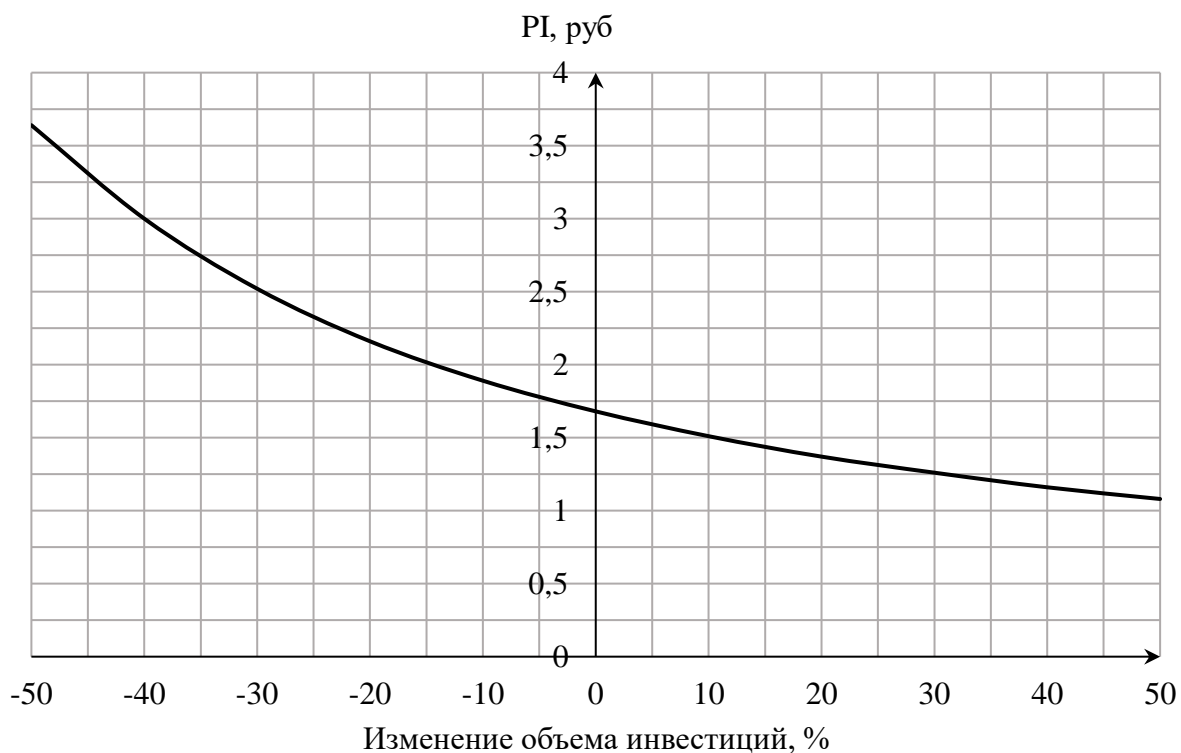


Рисунок 9.3 – Изменение величины PI от изменения ставки налогов

Из рисунка 9.3 можно сделать вывод о том, что увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению величины PI.

Изменение величины чистого приведенного дохода (PI) в зависимости от изменения цены сбыта, представлено на рисунке 9.4.

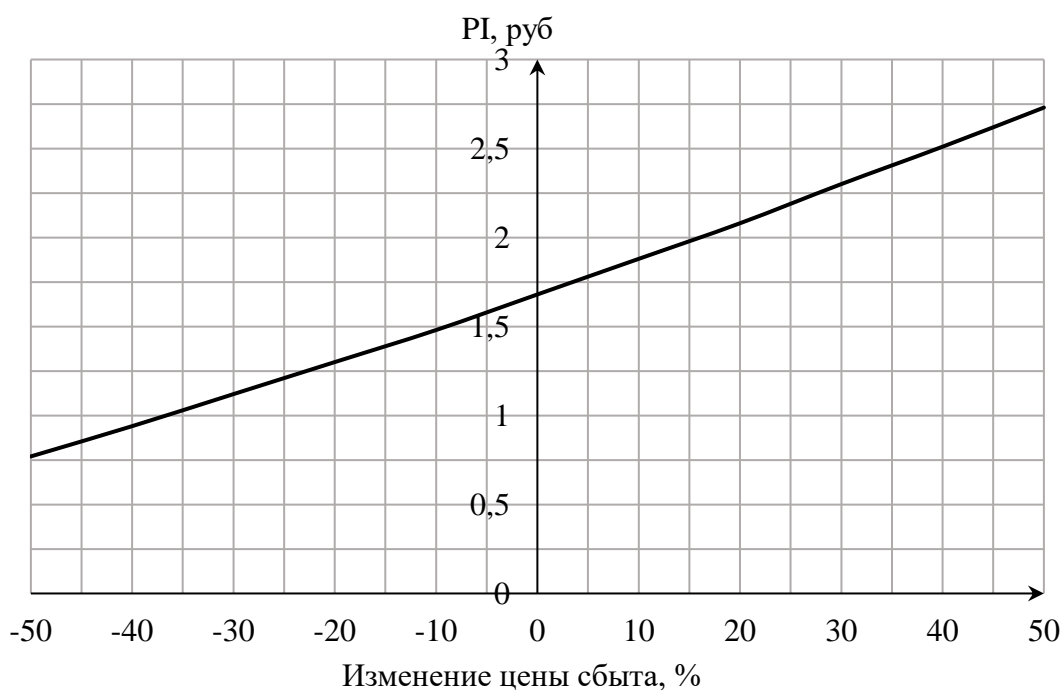


Рисунок 9.4 – Изменение величины PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из рисунка 9.4 следует вывод: увеличению цены сбыта приводит к увеличению величины PI.

Изменение PI в зависимости от ставки дисконтирования, представлено на рисунке 9.5.

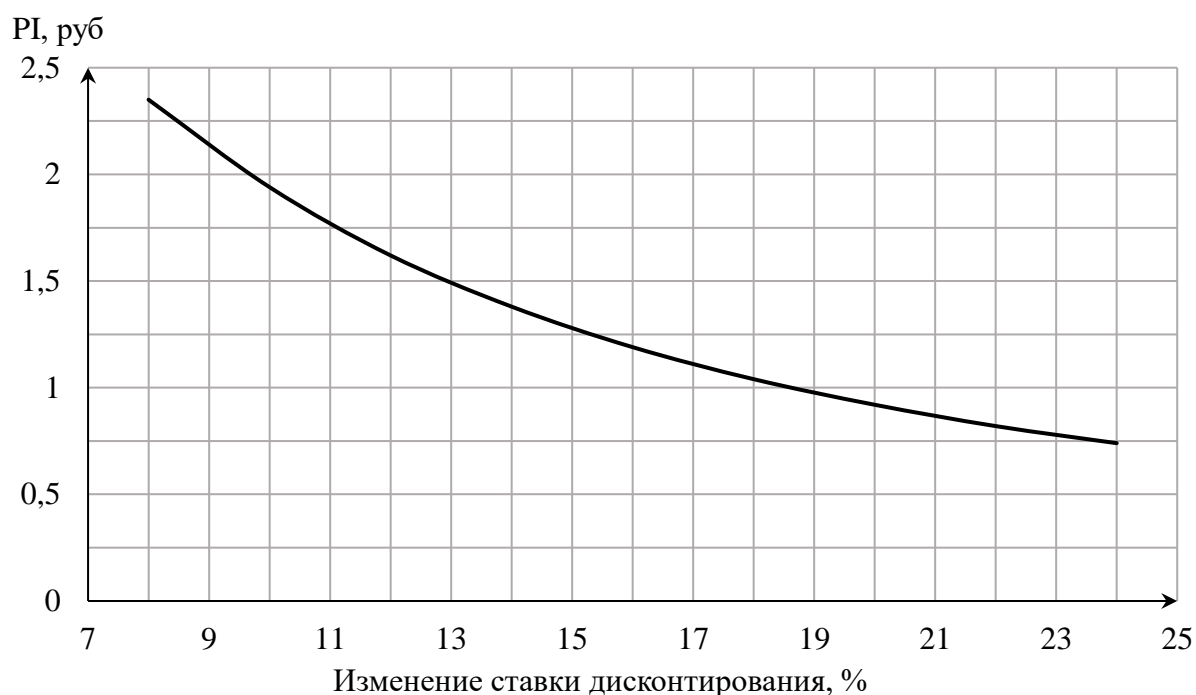


Рисунок 9.5 – Изменение PI в зависимости от ставки дисконтирования

Вывод: увеличение ставки дисконтирования влечет за собой уменьшение величины PI, связь между параметрами обратно пропорциональная.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- 1) Увеличение ставки дисконтирования
- 2) Увеличение объема инвестиций

## **10 Эксплуатация затворов в зимнем режиме**

### **10.1 Общие сведения**

В период ледовых явлений на электростанциях возникают различные затруднения в эксплуатации:

- частичная или полная закупорка водозаборов;
- обмерзание (промерзание) водоподводящего тракта (каналов, трубопроводов)
- обмерзание механического оборудования водопропускных и водосбросных сооружений (затворов, подъемных механизмов) и др. Особо следует отметить возможность закупорки приемных отверстий трубопроводов технического водоснабжения гидротурбин; наиболее вероятен такой случай при заборе воды из спиральных камер во время пропуска шуги через турбину.

### **10.2 Требования в зимний период**

Режимы эксплуатации затворов в зимний период должны быть разработаны заблаговременно в соответствии с реальными условиями работы затворов (климатическими, гидрологическими, режимом работы гидроэлектростанции и т.д.). Режимы эксплуатации затворов могут являться:

Постоянная готовность;

- периодическая готовность (готовность за определенное время) в любое время зимнего периода;
- консервация на весь зимний период.

Следует выявить, с учетом опыта эксплуатации прошлых лет, необходимость установки дополнительных устройств на зимний период (в суровых климатических условиях):

- тепляков той или иной конструкции, монтируемых на плоских затворах со стороны нижнего бьефа во избежание их обмерзания;
- электронагревательных приборов внутри тепляков или конструкции затвора, если он имеет замкнутый профиль (вальцевые, секторные затворы);
- электронагревателей или паровых котлов с разводящей сетью труб для подачи пара на опорные и другие части затвора;
- установки воздухообдува затвора или потокообразователей для поддержания майны (полыньи) перед затвором.

Эксплуатации устройств электрообогрева механического оборудования должна быть поручена электротехническому персоналу соответствующей квалификации, эксплуатирующему данное оборудование.

При подготовке механического оборудования к эксплуатации в зимний период должны быть осуществлены следующие мероприятия:

- проверка готовности затворов к работе в зимний период, устранение обнаруженных неисправностей и дефектов (особое внимание должно быть уделено уплотнительным устройствам и механизмам маневрирования затворами);

- проверка готовности решеток и механизмов по их очистке; очистка решеток от сора;
  - проверка в действии воздухообдувной сети, потокообразователей;
  - проверка исправности устройств обогрева затворов, решеток, пазов, закладных частей и бетона гидросооружений;
  - проверка достаточности обогрева помещений, где расположены подъемные механизмы затвора, и, в случае необходимости, установка дополнительных электропечей, обеспечение возможности переброски теплого воздуха из машинного зала и т.п.;
  - подготовка специальных смазок для механического оборудования, эксплуатация которого будет происходить при низких температурах;
  - при необходимости, создание сменных бригад по сбросу льда
- Постоянная и периодическая готовность затвора к пропуску воды должна быть проверена (испытана) в натуральных условиях, при этом должны быть твердо установлены время и затраты электроэнергии, необходимые для обеспечения этой готовности.

Для эксплуатации затворов в зимних условиях должны быть подготовлены:

- мелкий инвентарь (лопаты, пещни и пр.) для скалывания льда и уборки снега;
- необходимый аварийный запас материалов и инструментов по списку, утвержденному техническим руководителем ГЭС;
- спецодежда для основного состава бригады, ведущей борьбу с обмерзанием затворов;
- усиленное освещение затворов, служебных мостиков, лестниц и площадок, примыкающих к затворам.

Затворы поверхностных водосбросов защищаются от статического давления льда путем поддержания перед ними майны (полыньи), образуемой с помощью воздухообдува, потокообразователей или прорубки прорези с последующим ее утеплением (досками, щитами, снегом и др.). Необходимость защиты затворов водосбросов от статического давления льда устанавливается расчетом на прочность с учетом местных условий.

Чтобы не допускать намерзания льда на стержнях, следует применять периодический обогрев решеток. Периодичность включения электрообогрева определяется стандартами ГЭС (местными производственными инструкциями) по эксплуатации и техническому обслуживанию механического оборудования.

### **10.3 Мероприятия по обеспечению нормальной работы в зимнее время**

При эксплуатации затворов зимой необходимо учитывать возможность нарушения нормальной работы затворов за счет:

- обмерзания опорноходовых частей, а также уплотнений;
- примерзания затворов к их порогам;
- намерзания льда на боковых поверхностях быков и устоев;

- намерзания льда на корпусе затвора со стороны верхнего бьефа, что увеличивает вес затвора;
- возникновение наледей на низовой стороне затвора, что также увеличивает его вес;
- замерзания воды в камерах давления затворов гидравлического действия и системах гидравлического управления затворами;
- недостаточно хорошей работы обычной смазки в зимнее время;
- возникновение статического давления льда верхнего бьефа на затвор.

Для обеспечения удовлетворительной работы затворов зимой в ряде случаев приходится:

- принимать специальные меры по предохранению затвора от статического давления льда на них;
- усиливать теплоизоляцию обшивки затвора;
- обогревать отдельные части механического оборудования;
- подготавливать специальную смазку для оборудования, эксплуатация которого будет проходить при низких температурах

1) Воздухообдув обшивки затвора устраивают следующим образом. В зимний период в верхнем бьефе вблизи низа затвора пролагают горизонтальную воздушную трубу с боковыми отверстиями. В эту трубу от компрессора поступает сжатый воздух, который выходит из трубы через боковые отверстия и попадает в воду в виде отдельных пузырьков. Такие пузырьки, всплывая, насыщают вертикальный слой воды, расположенный непосредственно у обшивки затвора. Плотность этого слоя двухфазной жидкости оказывается меньше плотности воды. Это обстоятельство обуславливает движение, воды по направлению от дна к свободной, поверхности потока вдоль обшивки затвора. Так как вода у дна. Относительно теплая, то, поднимаясь вверх, она предохраняет обшивку затвора от обмерзания, а также способствует образованию перед затвором соответствующей майны, снимающей статическое давление льда с затвора.

Боковые выпуски на воздушной трубе устраивают через 3...5 м. Воздуховод работает периодически через 1...4 ч в течение всей зимы; продолжительность одного воздухообдува - 20 мин.

2) Теплоизоляция обшивки затвора. Теплоизоляцию создают с низовой стороны обшивки затвора.

Здесь различают:

- обшивку деревянную (в этом случае теплоизоляцией является слой неподвижного воздуха, заключенного в замкнутом пространстве между стальной и деревянной обшивками; иногда пространство обогревают);
- покрытие стальной обшивки с низовой ее стороны слоем пенобетона.

Последний способ более эффективен.

3) Обогрев отдельных частей затвора.

В условиях сурового зимнего климата плоские затворы менее пригодны, чем затворы некоторых других типов. Если в таких условиях применять плоские

затворы, то обязательно надо утеплять их пазы. Эксплуатация затворов иногда затрудняется наличием шуги (которая должна пропускаться через особые отверстия плотины). При наличии шуги сдвоенные плоские затворы применять не следует.

Различают следующие виды обогрева закладных частей, уплотнений, стальной обшивки и т.п.:

- с помощью подогретого трансформаторного масла, циркулирующего по трубам, заделанным в бетон и расположенным на расстоянии 60...120 мм от обогреваемой металлической части;
- с помощью электрического тока, проходящего непосредственно по соответствующей обогреваемой металлической части;
- теплым воздухом, поступающим в пазы затвора из системы охлаждения генераторов электростанции;
- с помощью электрических печей из нихромовой проволоки, намотанной на фарфоровые изоляторы; такие печи имеют большую длину и размещаются внутри швеллеров, которые располагаются вдоль обогреваемых частей затвора. Гидравлические системы затворов утепляют путем пропуска через них горячей воды.

Одной из возможных мер для предотвращения примерзания подвижных конструкций гидротехнических сооружений к забетонированным закладным частям и бетонным стенкам паза является обогрев закладных частей и стенок пазов затворов и ворот с помощью подогретого минерального масла.

Источником тепла являются трубы, заложенные в бетон в непосредственной близости от обогреваемых участков. Все трубы соединяются в единую систему, в которую входят также масляный насос с электродвигателем, нагреватель масла и оборудование трубопроводов. По этой системе циркулирует масло, которое нагревается в нагревателе и отдает тепло через стенки труб и бетон закладным частям.

#### **10.4 Способы обогрева затворов**

Существующие способы обогрева, такие как индукционный обогрев, различные виды масляного обогрева (циркуляционный и нециркуляционный), калориферный обогрев, методы, основанные на подаче электрической мощности непосредственно к элементам оборудования, шинный электрообогрев, обогрев с использованием греющих лент типа ЭНГЛ и греющих кабелей постоянного и переменного сопротивления известны давно и широко применялись в практике гидроэнергетического строительства. В настоящее время большая часть из применяемых ранее систем обогрева утратила свою актуальность, морально устарела, из строя как правило, реконструкции эти системы не подлежат, взамен вышедших из строя новые виды обогрева не вводятся, а используются временные схемы эксплуатации обогрева на основе ТЭНов, греющих кабелей, требующих постоянного внимания и ремонта. Поэтому создание новых технологий обогрева

конструкций водопропускных гидротехнических сооружений, предназначенных для работы в различных природно-климатических условиях, с использованием новых материалов, обеспечивающих надежную, долговечную и безопасную работу сооружений, является актуальной задачей.

Существующие способы обогрева, такие как индукционный обогрев, различные виды масляного обогрева (циркуляционный и нециркуляционный), калориферный обогрев, методы, основанные на подаче электрической мощности непосредственно к элементам оборудования, шинный электрообогрев, обогрев с использованием греющих лент типа ЭНГЛ и греющих кабелей постоянного и переменного сопротивления известны давно и широко применялись в практике гидроэнергетического строительства

В зимнее время могут быть предусмотрены следующие четыре расчетные схемы обогрева:

- затвор находится в воде; требуется предотвратить его обледенение;
- затвор находится в воде; необходимо за заданное время освободить его от намерзшего льда;
- затвор поднят над водой (полностью или частично); требуется предотвратить его обледенение;
- затвор поднят над водой; необходимо за заданное время освободить его от намерзшего льда.

1) Мощность, необходимая для предотвращения обледенения затвора, когда он опущен в воду равна:

$$p = 0,00116 \cdot \frac{0 - \theta}{R_1} \text{ кВт/м}^2, \quad (10.1)$$

где  $R_1$  - термическое сопротивление между нагревателем и атмосферой;  
 $\theta$  – температура атмосферного воздуха.

2) Мощность, необходимая, чтобы после включения обогрева освободить поверхность затвора, опущенного в воду от слоя льда:

$$p = 0,00116 \cdot q_{\text{л}} \left( 1 + \frac{R_2}{R_1} \right), \text{ кВт/м}^2, \quad (10.2)$$

где  $q_{\text{л}}$  тепловой поток, идущий ко льду;  
 $R_2$  – термическое сопротивление между нагревателем и водой.

3) Мощность, необходимая для предотвращения обледенения затвора, поднятого над водой, равна:

$$p = 0,00116 \left( \frac{T - \theta}{R_1} + \frac{T - t_{x=0}}{R_4} \right), \text{ кВт/м}^2, \quad (10.3)$$



где  $T$  – температура воздуха в межщитовом пространстве;

4) Мощность, необходимая для того, чтобы освободить от намерзшего льда поверхность затвора, поднятого над водой:

$$p = 0,0016q_{\text{л}} \left( 1 + \frac{R_2}{R_1} \right), \text{ кВт/м}^2 \quad (10.4)$$

В случае, когда затвор поднят над водой, требуется предотвратить его обледенение, индукционный обогрев затвора осуществляется с помощью нагревателей, размещенных на обшивке. Рассмотрим два варианта расчёта мощности обогрева затвора, когда внутри затвора находится воздух, и, когда затвор заполнен бетоном; нагреватели имеют размер ( $l = 0,075$  м)

Расчет выполняется в соответствии с указаниями [38]. Результаты расчетов представлены в таблицах 10.1 и 10.2.

Таблица 10.1 – Расчетные значения для обогрева затворов

		Внутри затвора бетон			Внутри затвора воздух		
$l = 0,075$	$\alpha'_1$	10	15	20	10	15	20
	$\alpha'_2$	3,6	4,1	4,4	2,7	3,0	3,2
	$\alpha$	6,8	9,6	12,2	6,4	9,0	11,6
	$m$	5,23	6,35	7,15	5,16	6,12	6,95
	$ml$	0,40	0,477	0,535	0,386	0,460	0,522
	$sh ml$	0,41	0,49	0,56	0,40	0,48	0,54
$l = 0,225$	$ch ml$	1,08	1,12	1,15	1,07	1,11	1,14
	$ml$	1,20	1,43	1,61	1,16	1,38	1,57
	$sh ml$	1,51	1,97	2,40	1,44	1,86	2,30
	$ch ml$	1,81	2,21	2,59	1,75	2,11	2,51

Таблица 10.2 – Зависимости, установленные из расчетов обогрева затворов

$P, \text{ Вт/м}$	$\alpha_1,$ ккал/м <sup>2</sup> · ч · град	$\frac{t_1 - \theta}{t_0 - \theta}$
Внутри затвора воздух		
$4,64t_0 - \theta$	10	1,07
$6,72t_0 - \theta$	15	1,11
$8,76t_0 - \theta$	20	1,14
Внутри затвора бетон		
$4,95t_0 - \theta$	10	1,08
$7,15t_0 - \theta$	15	1,12
$9,35t_0 - \theta$	20	1,15

Наиболее перспективным способом борьбы с обледенением затворов следует признать системы обогрева с нагревателями из активных греющих элементов на основе композиционных резистивных материалов (КРМ). Неоспоримыми достоинствами систем обогрева на основе КРМ являются высокие удельные мощности, равномерность распределения по поверхности и объему выделяемого тепла, экономичность за счет большой теплоемкости материала нагревателей, обеспечивающей аккумуляцию тепла, возможность использования импульсной подачи энергии для регулирования мощности обогрева и скорости разогрева конструкции. Несмотря на все вышеперечисленные достоинства КРМ, у них имеется ряд недостатков. Это-

высокие значения объемного веса, высокая влагоемкость, из-за чего необходима тщательная теплоизоляция активных греющих элементов.

Следующим шагом в области создания систем обогрева на основе КРМ является разработка и использование нового композиционного резистивного нагревательного материала – БИТЭЛ, обеспечивающего надежную и долговечную работу систем обогрева конструкций затворов и других элементов механического оборудования водопропускных гидротехнических сооружений в осенне-зимний период.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра. [Электронный ресурс] // АО «Системный оператор Единой энергетической системы». – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силипаев; 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. – 11с.
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. – 106с.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./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 2т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.2. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): Учебное пособие/Ю.С. Васильев, Г.А. Претро. –Л.: ЛГТУ, 1991. – 80с.
8. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
9. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // АО «СВЭЛ» г. Екатеринбург. – Режим доступа: <http://www.svel.ru/>.
10. Каталог «Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский Трансформатор» г. Тольятти. – Режим доступа: <http://www.complectprom.ru/>.
11. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
12. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены. – Режим доступа: [http://www.fstrf.ru/tariffs/info\\_tarif/electro/actual\\_price/1/](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/).
13. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств

подстанций 35-750 кВ.–Введ. 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.

14. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.

15. СТО 56947007-29.240.014-2008 Электроэнергетические системы. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35 - 750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10 - 750 кВ. Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.

16. СТО РусГидро 01.01.78-2012.Гидроэлектростанции.Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014.– 296 с.

17. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru>.

18. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «Спектрал» г. Воронеж. – Режим доступа: <http://spiektral.ru>.

19. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // АО «Профотек» г. Москва. – Режим доступа: <http://www.profotech.ru>.

20. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки. – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>.

21. Каталог «Анализаторы» [Электронный ресурс] // ООО «Прософт-Системы» г. Екатеринбург – Режим доступа: <http://www.prosoftsystems.ru>.

22. Каталог «Выключатели генераторные» [Электронный ресурс] // АО «ПО Элтехника» г. Санкт-Петербург. – Режим доступа: <http://www.elteh.ru>.

23. Каталог «Измерительные трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «Русский трансформатор» г. Астрахань. – Режим доступа: <http://www.russkij-transformator.ru>.

24. Каталог «Синхронизаторы» [Электронный ресурс] //ООО «АСУ-ВЭИ» г. Москва. – Режим доступа: <http://www.asu-vei.ru>.

25. 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.

26. Каталог «Дизельные электростанции» [Электронный ресурс] // «Энерго-Моторы», г. Екатеринбург. – Режим доступа: <http://www.energomotors.ru>.

27. Каталог «Масляные трансформаторы 35 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Трансформаторные Подстанции» г. Екатеринбург. – Режим доступа: <http://www.ural-transformator.ru>.

28. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 608.

29. Каталог «РЗА стационарного оборудования» [Электронный ресурс] //ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: <https://www.ekra.ru>.

30. 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.

31. Л. Н. Рассказов и др. Гидротехнические сооружения. В двух частях. Ч.1. – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
32. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. -М.: Энергия, 1974. - 312 с.
33. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
34. СП 39.13330.2012 «Плотины из бетонных материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84. – М.: Минрегион России, 2012.
35. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП, 2013.
36. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
37. Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.». Москва, 2017 год.
38. ВСН 029-70. «Указания по расчету систем обогрева элементов гидромеханического оборудования гидротехнических сооружений». «ЭНЕРГИЯ» Ленинградское отделение 1971 г. – Режим доступа: <http://lib.hydropower.ru>

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Тимптон

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
1930	1	0,8	0,6	2,9	888	469	922	518	340	146	28	5,5	277
1931	2,4	1,8	1,7	2,4	810	1207	259	250	249	136	57	9,1	249
1932	3,9	0,4	0,3	9,5	405	421	850	230	604	105	31	25,1	224
1933	9,5	1,7	1,6	3,1	771	846	469	225	222	61	49	6,8	222
1934	1,3	1,2	1,1	2,2	631	663	809	793	825	235	32	14,2	334
1935	2,5	2,2	1,9	6	550	890	1057	340	278	150	29	8,1	276
1936	2,2	1,6	1,6	2,9	949	1135	249	250	249	113	33	3,9	249
1937	2,9	2,8	2	46,9	340	1153	1197	599	421	210	65	8,3	337
1938	0,6	0,5	0,3	8,9	1028	1380	566	315	311	66	44	5,3	310
1939	2,7	2,5	2,1	2	380	502	1052	672	602	298	53	3,6	298
1940	2,8	1,7	1,7	4,2	804	1580	280	285	280	97	25	5,2	281
1941	3	3	2,8	5	890	1255	453	364	282	71	32	27,5	282
1942	1,4	1,3	1,2	2,6	607	818	193	324	194	135	40	2,8	193
1943	2	0,3	0	0,4	1294	1300	356	307	310	57	30	22,7	307
1944	1	0,9	0,7	7,3	293	340	769	744	357	233	40	5,8	233
1945	2	1,6	1,6	8,4	761	1290	890	321	322	142	73	37,2	321
1946	2,5	2,5	2,3	1,6	1166	949	240	241	240	23	12	4,4	240
1947	0,6	0,6	0,4	11,3	825	926	599	332	263	154	39	4,7	263
1948	1,1	1	0,9	3,2	790	566	437	469	384	247	35	30,7	247
1949	1,2	0,2	0,2	4,9	906	1003	485	251	251	49	34	25,9	251
1950	2,7	2,6	1,8	0,7	744	825	219	348	219	209	31	21,8	219
1951	6,1	5,4	4,4	12,1	814	739	197	210	197	137	36	5,3	197
1952	1,4	1,3	0,7	3,8	518	1181	1043	284	284	44	34	11,3	284
1953	7	3,5	2,9	3,6	833	1631	405	309	309	162	27	21	310
1954	1,1	0,1	0,1	2,6	531	639	330	178	170	133	51	6,3	170
1955	3,7	3,6	3,3	63,9	1165	1625	372	405	349	102	83	17	349
1956	1,5	1,4	1,2	5,8	1153	1424	445	308	308	20	18	12,1	308
1957	5	4,3	3,6	0,9	1039	702	205	205	205	73	11	3,6	205
1958	2,1	1,8	1,7	3,3	461	1337	225	267	225	139	36	4	225
1959	5	5,5	5,9	13,7	275	728	757	275	203	170	23	5,3	206
1960	2	1,7	1,5	5,2	1117	1254	421	287	287	30	28	14,6	287
1961	7,7	4,7	3,2	14,6	712	650	380	343	396	232	22	18,6	232
1962	0,9	0	0	4,5	955	1074	534	372	286	130	65	5,3	286
1963	3,2	2,5	2,5	1,2	485	1528	510	356	277	117	35	3,1	277
1964	1,2	1,2	0,8	4	1151	1510	318	318	318	138	57	2,9	318
1965	1,8	1,6	1,4	9,7	720	1100	299	227	227	121	7	6,1	227
1966	6	8	8	9	502	761	801	631	283	202	40	14	272
1967	4,4	1,6	1,4	7,1	696	713	502	242	510	178	37	7,4	242

## Окончание приложения А

### Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1968	3,3	2,9	2,6	14,6	841	1250	437	258	258	17	15	1,7	258
1969	1,1	1,1	0,9	5,3	583	891	940	291	273	251	21	20,2	273
1970	8,4	1,6	1,5	13,8	1184	1477	904	373	373	81	36	26,7	373
1971	1,2	1,1	1	4,4	1030	1210	388	281	281	138	21	19,4	281
1972	6,6	4,4	3,9	35,6	847	918	232	232	232	227	36	4,1	232
1973	2,8	2,7	2,4	6,1	599	1398	429	252	252	37	20	18,2	252
1974	0,7	0,6	0,5	5,7	1154	1194	280	280	280	97	34	32,4	280
1975	0,9	0,8	0,8	29,1	680	860	744	307	264	243	19	17	264
1976	6,1	1,7	1,7	6,5	858	1505	340	287	287	125	15	8,1	287
1977	3,6	3,1	1,9	5,5	911	1069	226	226	226	27	16	2,1	226
1978	1,1	1,1	1	19,4	1067	1140	324	276	276	186	15	6,9	276
1979	2,8	1,7	1,5	4,7	864	1203	244	244	244	89	24	2,5	244

Таблица А.2 – Среднегодуемые расходы р. Тимптон

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$Q_{\text{ср}}$	3,0	2,0	1,8	9,0	791,5	1044,6	511,7	334,0	305,7	131,7	33,9	11,9	265,1

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Средние расходы за год в маловодный период и период половодья

Годы	Q, ср. год	Годы	Qср. пол.	Годы	Qср. меж	P, %
1970	373	1970	862	1939	52	2
1955	349	1955	783	1937	48	4
1937	337	1934	744	1948	46	6
1934	334	1937	742	1972	45	8
1945	321	1956	728	1975	44	10
1964	318	1964	723	1961	43	12
1938	310	1938	720	1969	43	14
1953	310	1945	717	1934	41	16
1956	308	1943	713	1944	41	18
1943	307	1953	697	1966	41	20
1939	298	1960	673	1955	40	22
1960	287	1952	662	1950	39	24
1976	287	1976	655	1945	38	25
1962	286	1941	649	1967	34	27
1952	284	1940	646	1959	33	29
1941	282	1962	644	1978	33	31
1940	281	1939	642	1953	32	33
1971	281	1971	638	1931	30	35
1974	280	1974	638	1947	30	37
1930	277	1963	631	1935	29	39
1963	277	1930	627	1951	29	41
1935	276	1935	623	1962	29	43
1978	276	1978	617	1964	29	45
1969	273	1968	609	1954	28	47
1966	272	1966	596	1958	27	49
1975	264	1969	596	1971	27	51
1947	263	1947	589	1930	26	53
1968	258	1973	586	1942	26	55
1973	252	1949	579	1932	25	57
1949	251	1975	571	1963	24	59
1931	249	1946	567	1970	24	61
1936	249	1936	566	1974	24	63
1948	247	1979	560	1936	23	65
1979	244	1931	555	1976	23	67
1967	242	1967	533	1941	21	69
1946	240	1977	532	1965	21	71
1944	233	1948	529	1940	20	73
1961	232	1965	515	1933	19	75
1972	232	1933	507	1938	18	76
1965	227	1958	503	1979	18	78



## Продолжение приложения Б

### Окончание таблицы Б.1

Годы	Q, ср. год	Годы	Qср. пол.	Годы	Qср. меж	P, %
1977	226	1932	502	1943	16	80
1958	225	1944	501	1949	16	82
1932	224	1961	496	1952	14	84
1933	222	1972	492	1957	14	86
1950	219	1950	471	1973	13	88
1959	206	1957	471	1960	12	90
1957	205	1959	448	1956	9	92
1951	197	1951	431	1968	8	94
1942	193	1942	427	1977	8	96
1954	170	1954	370	1946	7	98

### Таблица Б.2 – Расчетные формулы и нагрузки в любой час суток зимы и лета

t, ч	Зима	Лето	Зима	Лето
0	$2.04 \cdot \beta_1 - 1.03$	$2.04 \cdot \beta_1 - 1.03$	732	451
1	$2.28 \cdot \beta_1 - 1.27$	$2.28 \cdot \beta_1 - 1.27$	675	433
2	$2.3 \cdot \beta_1 - 1.30$	$2.3 \cdot \beta_1 - 1.30$	658	419
3	$2.3 \cdot \beta_1 - 1.33$	$2.3 \cdot \beta_1 - 1.33$	622	403
4	$2.3 \cdot \beta_1 - 1.30$	$2.3 \cdot \beta_1 - 1.30$	658	401
5	$2.34 \cdot \beta_1 - 1.32$	$2.34 \cdot \beta_1 - 1.32$	673	403
6	$2.36 \cdot \beta_1 - 1.30$	$2.36 \cdot \beta_1 - 1.30$	716	415
7	$1.55 \cdot \beta_1 - 0.55$	$1.55 \cdot \beta_1 - 0.55$	835	469
8	$0.84 \cdot \beta_1 + 0.16$	$0.84 \cdot \beta_1 + 0.16$	1002	531
9	$0.16 \cdot \beta_1 + 0.834$	$0.16 \cdot \beta_1 + 0.834$	1155	596
10	$0.195 \cdot \beta_1 + 0.79$	$0.195 \cdot \beta_1 + 0.79$	1136	609
11	$0.292 \cdot \beta_1 + 0.68$	$0.292 \cdot \beta_1 + 0.68$	1098	586
12	$0.455 \cdot \beta_1 + 0.50$	$0.455 \cdot \beta_1 + 0.50$	1039	563
13	$0.39 \cdot \beta_1 + 0.575$	$0.39 \cdot \beta_1 + 0.575$	1066	574
14	$0.29 \cdot \beta_1 + 0.697$	$0.29 \cdot \beta_1 + 0.697$	1116	586
15	$0.33 \cdot \beta_1 + 0.641$	$0.33 \cdot \beta_1 + 0.641$	1087	607
16	$0.454 \cdot \beta_1 + 0.53$	$0.454 \cdot \beta_1 + 0.53$	1074	552
17	$0.098 \cdot \beta_1 + 0.90$	$0.098 \cdot \beta_1 + 0.90$	1175	571
18	1.0	1.0	1200	563
19	$0.162 \cdot \beta_1 + 0.84$	$0.162 \cdot \beta_1 + 0.84$	1164	552
20	$0.24 \cdot \beta_1 + 0.742$	$0.24 \cdot \beta_1 + 0.742$	1122	532
21	$0.29 \cdot \beta_1 + 0.707$	$0.29 \cdot \beta_1 + 0.707$	1128	558
22	$0.78 \cdot \beta_1 + 0.22$	$0.78 \cdot \beta_1 + 0.22$	1016	547
23	$1.36 \cdot \beta_1 + 0.36$	$1.36 \cdot \beta_1 + 0.36$	880	514

Продолжение приложения Б

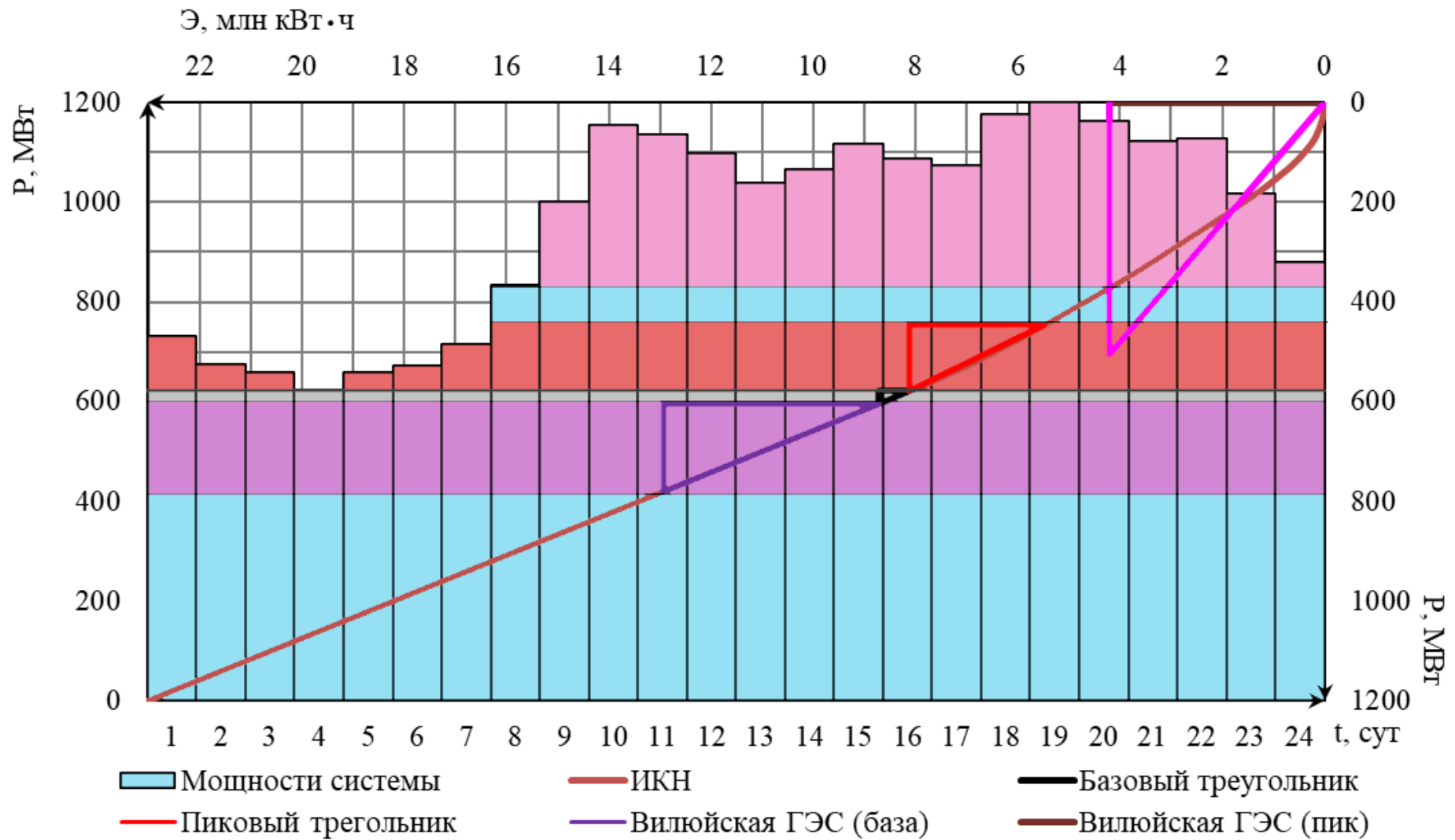


Рисунок Б.1 – ИКН зимних суток (январь)

Продолжение приложения Б

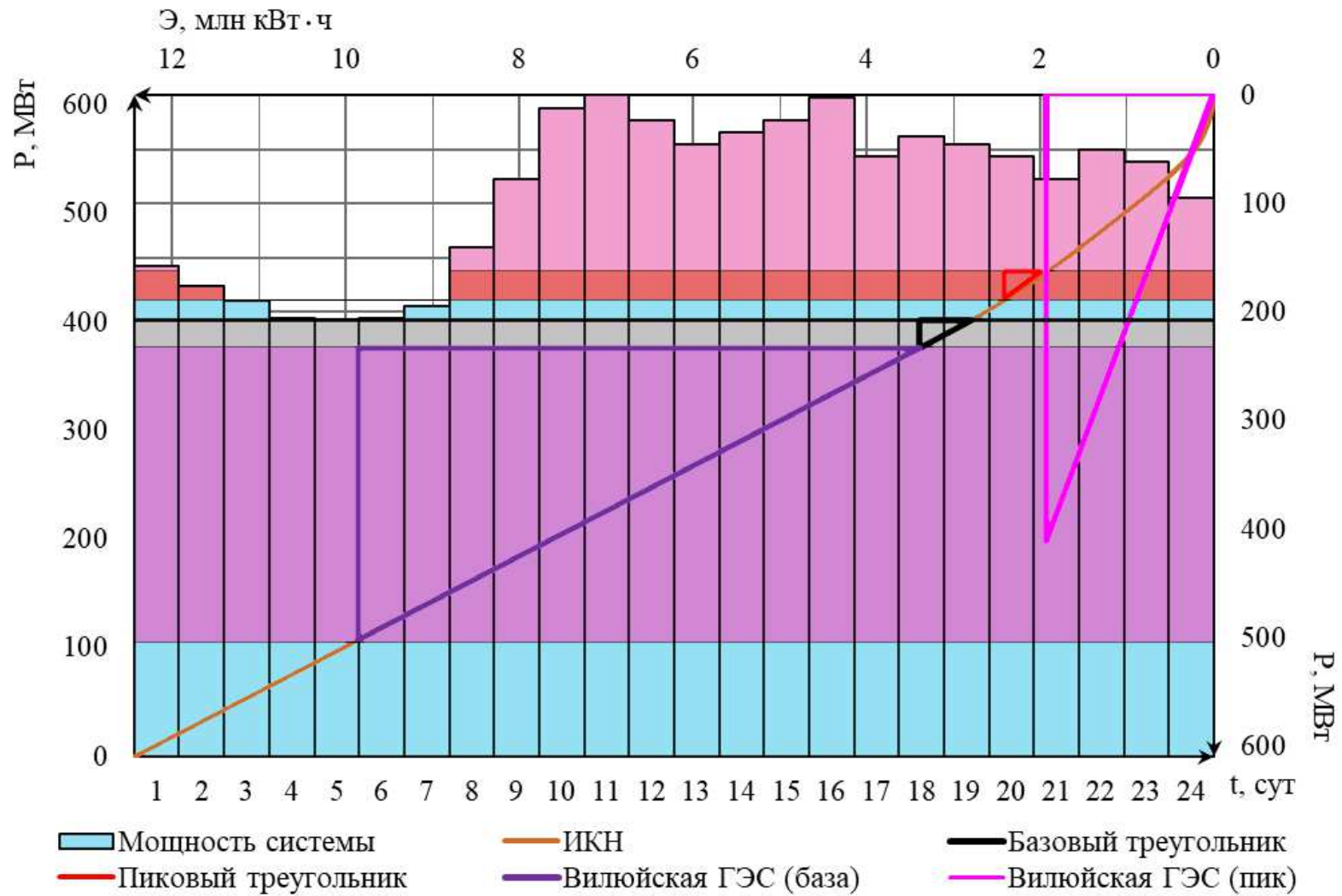


Рисунок Б.2 – ИКН летних суток (июнь)

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{\text{пр}90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	7	289	765	796	289	213	85	12	3
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	3	8	8	3	2	1	0	0
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	-4	-3	0	0	0	1	1	1
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0
$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	9	23	24	0	0	0	0	0
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	2	9	29	33	4	3	3	2	1
$Q_{\text{пол.быт.}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	5	280	736	763	285	210	82	10	2
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	265	265	265	265	265	264	264	264	264	265	265	264,93
$H_{\text{пол}}, \text{м}$	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	1	1	1	2	106	276	286	109	81	32	4	1
$N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
$N_{\text{водот}} - N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	-59	-59	-59	-58	46	216	226	49	21	-28	-56	-59

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (окончательный)

Месяц	Расходы										Объемы в-ща			Отметки ВБ			$Z_{НБ}$ , м	$H_{ГЭС}$ , м	$N_{ГЭС}$ , МВт	$N_{ГРП}$ , МВт
	$Q_{быг}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{пол.быг}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{исп}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{ф}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{в-щ}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{лед}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{пл}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{ГЭС}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{НБ}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{ВХК}$ , м <sup>3</sup> /с	$V_1$ , м <sup>3</sup>	$\Delta V$ , м <sup>3</sup>	$V_2$ , м <sup>3</sup>	$Z_{Н}$ , м	$Z_{К}$ , м	$Z_{ср}$ , м				
10	85	82	1	1	57	1	0	139	140	140	18,39	0,148	18,24	310,00	309,86	309,93	264,93	44,5	53	ВХК
11	12	10	0	1	269	1	0	279	280	140	18,24	0,696	17,55	309,86	309,17	309,52	265,64	43,4	104	192
12	3	2	0	0	365	1	0	367	367	140	17,55	0,946	16,60	309,17	308,18	308,68	265,83	42,4	134	254
1	3	2	0	0	375	1	0	377	377	140	16,60	0,972	15,63	308,18	307,09	307,64	265,85	41,3	134	254
2	3	2	0	0	298	1	0	300	300	140	15,63	0,771	14,86	307,09	306,18	306,64	265,69	40,5	104	192
3	3	2	0	0	138	1	0	140	140	140	14,86	0,358	14,50	306,18	305,75	305,97	264,93	40,6	49	ВХК
4	7	5	0	1	134	1	0	139	140	140	14,50	0,347	14,15	305,75	305,31	305,53	264,93	40,1	48	ВХК
5	289	280	3	1	-150	-4	9	130	140	140	14,15	-0,389	14,54	305,31	305,80	305,56	264,93	40,2	45	ВХК
6	765	736	8	1	-620	-3	23	116	140	140	14,54	-1,607	16,15	305,80	307,68	306,74	264,37	41,9	42	ВХК
7	796	763	8	1	-648	0	24	115	140	140	16,15	-1,680	17,82	307,68	309,45	308,57	264,37	43,7	43	ВХК
8	289	285	3	1	-146	0	0	139	140	140	17,83	-0,378	18,21	309,45	309,82	309,64	264,37	44,8	54	ВХК
9	213	210	2	1	-71	0	0	139	140	140	18,21	-0,184	18,39	309,82	310,00	309,91	264,37	45,1	54	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Сводная таблица рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС

Месяц	Проектируемая ГЭС							Сущ.ГЭС	$\frac{N_{раб}}{N_{гар}} < 1,2$
	$N_{гар}$ , МВт	Эсут, млн кВт · ч	Эб, млн кВт · ч	Эп, млн кВт · ч	$N_б$ , МВт	$N_п$ , МВт	$N_{раб}$ , МВт	$N_{раб}$ , МВт	
1	134	3,220	0,600	2,620	25	134	159	544	1,19
2	104	2,500	1,368	1,13	57	41	98	540	0,94
3	49	1,180	0,576	0,600	24	34	58	535	1,18
4	48	1,150	0,576	0,580	24	33	57	440	1,19
5	45	1,080	0,576	0,500	24	29	53	433	1,18
6	42	1,010	0,600	0,410	25	25	50	431	1,19
7	43	1,030	0,624	0,410	26	22	48	433	1,12
8	54	1,300	0,648	0,650	27	35	62	434	1,15
9	54	1,300	0,648	0,650	27	37	64	437	1,19
10	53	1,270	0,648	0,620	27	36	63	533	1,19
11	104	2,500	1,872	0,62	78	21	99	544	0,95
12	134	3,220	0,624	2,590	26	131	157	546	1,17

Таблица Б.6 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС			Проектируемая ГЭС			ГЭС			Существующая ГЭС		
	$P_{max}$ , МВт	$N_{нагр}$ , МВт	$N_{авар}$ , МВт	$N_{раб}$ , МВт	$N_{нагр}$ , МВт	$N_{рем}$ , МВт	$N_{раб}$ , МВт	$N_{авар}$ , МВт	$N_{рем}$ , МВт	$N_{раб}$ , МВт	$N_{нагр}$ , МВт	$N_{рем}$ , МВт
1	1190	36	119	159	8	0	487	119	0	544	28	0
2	1114	36	111	98	6	0	487	111	0	540	30	0
3	981	36	98	58	4	0	388	98	0	535	32	0
4	828	36	83	57	4	0	331	83	0	440	32	0
5	696	36	70	53	4	0	210	70	0	433	32	0
6	619	36	62	50	4	0	138	62	41	431	32	0
7	619	36	62	48	4	0	138	62	41	433	32	0
8	695	36	70	62	4	0	200	70	0	434	32	0
9	827	36	83	64	5	27	327	83	0	437	31	91
10	980	36	98	63	4	0	385	98	0	533	32	0
11	1113	36	111	99	6	0	487	111	0	544	30	0
12	1190	36	119	157	8	0	487	119	0	546	28	0

Окончание приложения Б

Таблица Б.8– Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году

Месяц	Расходы											Объемы в-ща			Отметки ВБ			$Z_{НБ},$ М	$H_{ГЭС},$ М	$N_{ГЭС},$ МВт	$N_{Гар},$ МВт	$\Sigma,$ млн.кВт·ч
	$Q_{быг},$ М <sup>3</sup> /с	$Q_{пол.быг},$ М <sup>3</sup> /с	$Q_{исп},$ М <sup>3</sup> /с	$Q_{ф},$ М <sup>3</sup> /с	$Q_{в-ща},$ М <sup>3</sup> /с	$Q_{лед},$ М <sup>3</sup> /с	$Q_{шп},$ М <sup>3</sup> /с	$Q_{гэс},$ М <sup>3</sup> /с	$Q_{нб},$ М <sup>3</sup> /с	$Q_{вхк},$ М <sup>3</sup> /с	$Q_{хс},$ М <sup>3</sup> /с	$V_{Н},$ М <sup>3</sup>	$\Delta V,$ М <sup>3</sup>	$V_{к},$ М <sup>3</sup>	$Z_{Н},$ М	$Z_{к},$ М	$Z_{ср},$ М					
10	202	199	1	1	50	1	0	249	250	140	0	18,39	0,13	18,26	310,00	309,87	309,94	265,54	44,4	95	вхк	68,4
11	40	38	0	1	238	1	0	276	277	140	0	18,26	0,62	17,64	309,87	309,27	309,57	265,63	43,9	104	104	74,88
12	14	13	0	0	350	1	0	363	363	140	0	17,64	0,91	16,74	309,27	308,33	308,8	265,82	43,0	134	134	96,48
1	6	5	0	0	365	1	0	370	370	140	0	16,73	0,95	15,79	308,33	307,28	307,81	265,84	42,0	134	134	96,48
2	8	7	0	0	287	1	0	294	294	140	0	15,79	0,74	15,05	307,28	306,41	306,85	265,68	41,2	104	104	74,88
3	8	7	0	0	185	1	0	192	192	140	0	15,04	0,48	14,57	306,41	305,83	306,12	265,28	40,8	67	вхк	48,24
4	9	7	0	1	160	1	0	167	168	140	0	14,57	0,41	14,15	305,83	305,31	305,57	264,57	41	59	вхк	42,48
5	501	492	3	1	-250	-4	9	242	252	140	0	14,15	-0,65	14,80	305,31	306,12	305,72	265,02	40,7	85	вхк	61,2
6	765	736	8	1	-700	-3	23	36	60	140	0	14,80	-1,81	16,61	306,12	308,19	307,16	263,69	43,5	13	вхк	9,36
7	800	767	8	1	-470	0	24	297	322	140	0	16,61	-1,22	17,83	308,19	309,46	308,83	265,29	43,5	111	вхк	79,92
8	630	626	3	1	-215	0	0	411	412	140	0	17,83	-0,56	18,39	309,46	310,00	309,73	265,53	44,2	156	вхк	112,32
9	282	279	2	1	0	0	0	279	280	140	0	18,39	0	18,39	310,00	310,00	310	265,14	44,9	108	вхк	77,76

По данным расчёта получили среднегодовую выработку, равную:  $\Sigma \mathcal{E} = 842,4$  млн. кВт · ч.

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

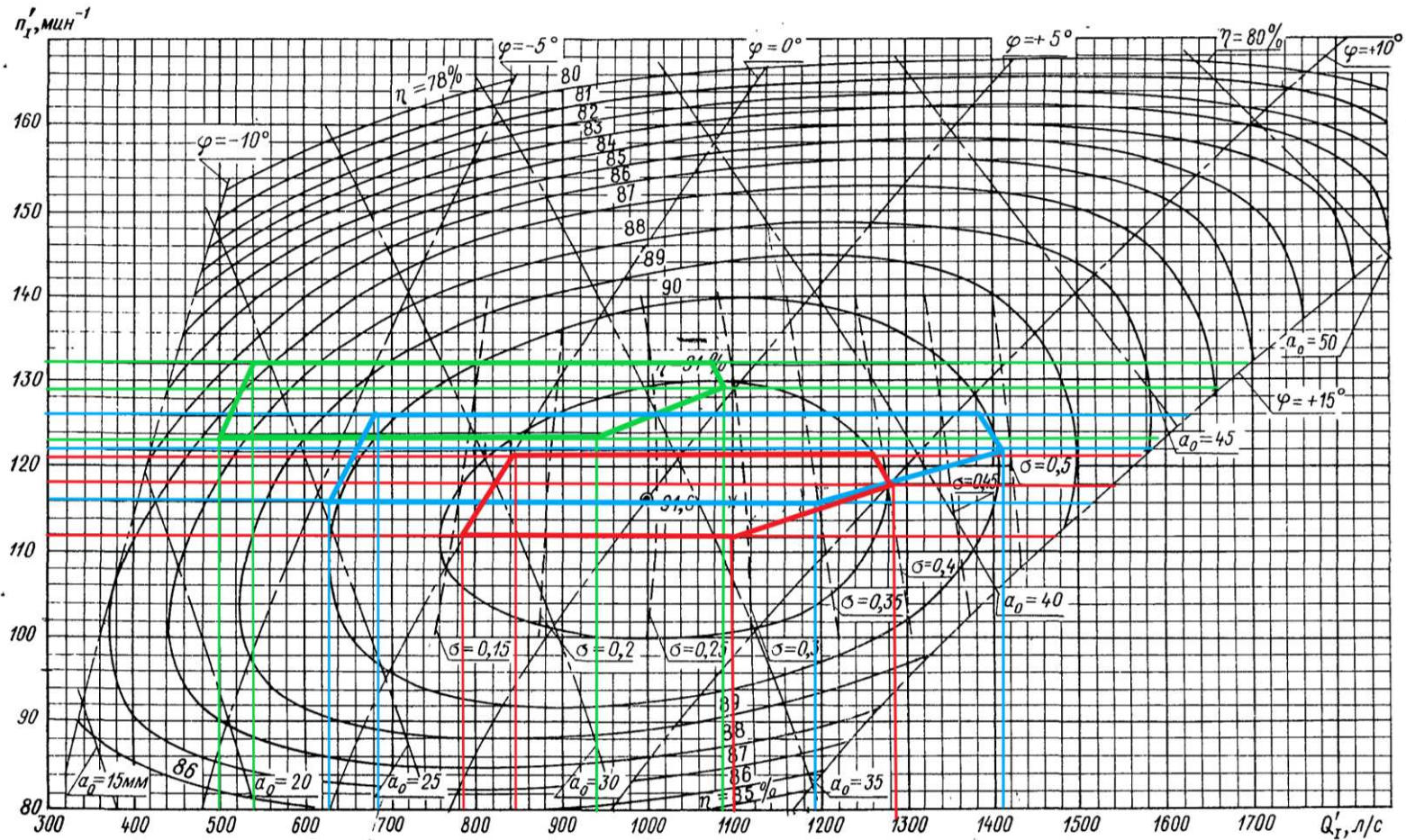


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика турбины ПЛ 50-В-360 (красный), ПЛ 50-В-400 (синий), ПЛ 50-В-450 (зеленый)



Продолжение приложения В

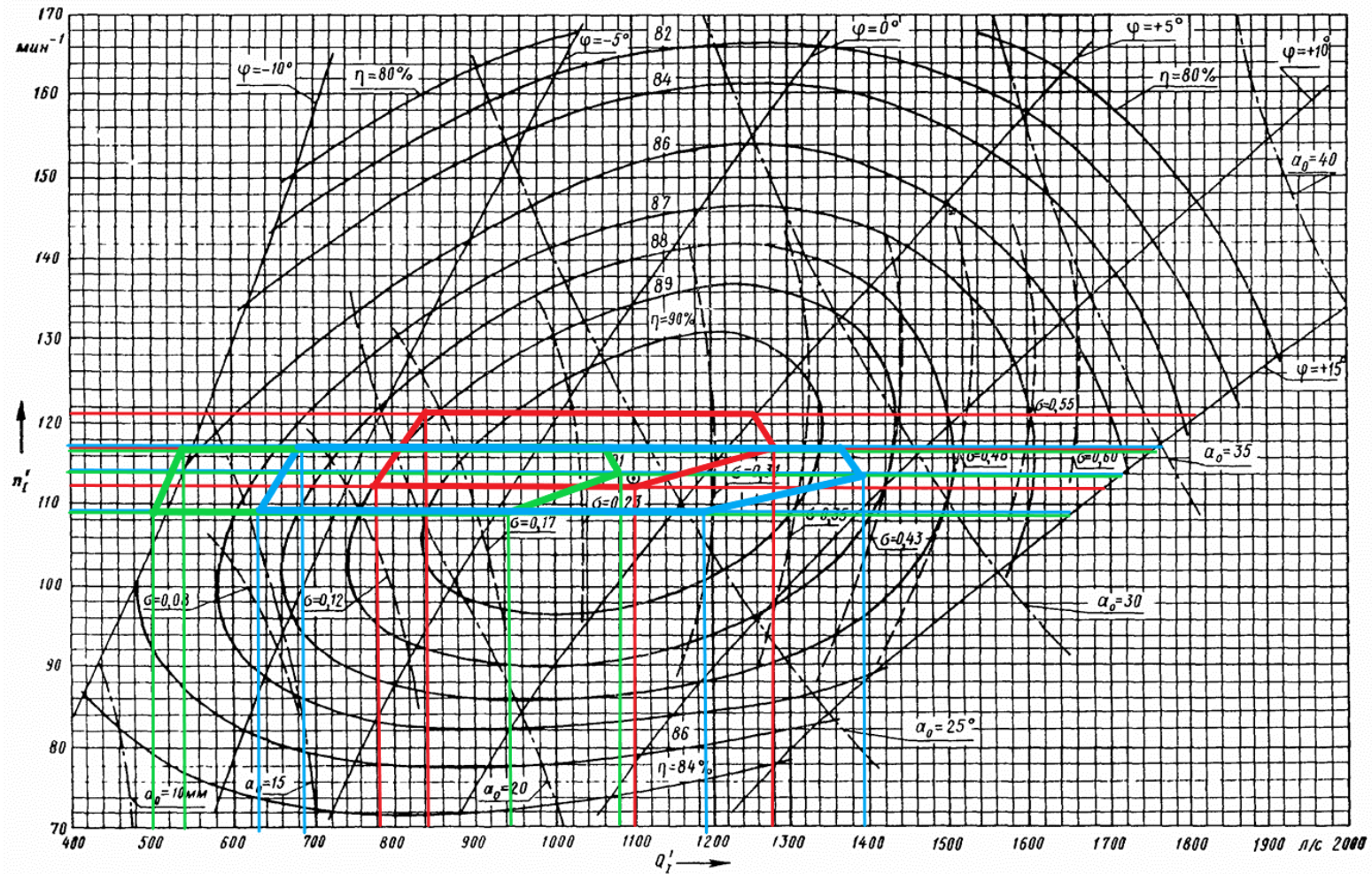


Рисунок В.2 – Универсальная характеристика турбины ПЛД 50-В60-360 (красный), ПЛД 50-В60-400 (синий), ПЛД 50-В60-450 (зеленый)

Продолжение приложения В

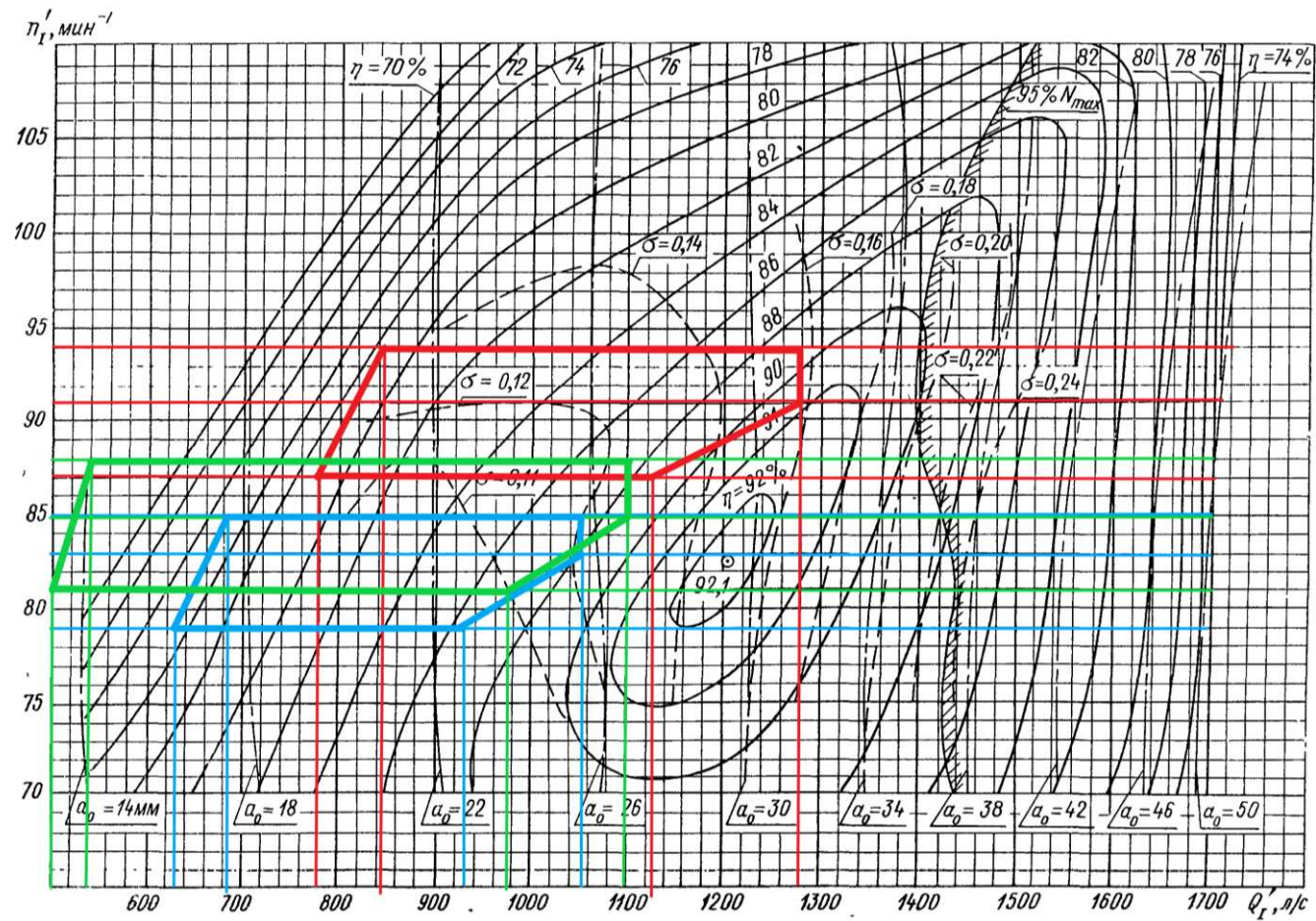


Рисунок В.3 – Универсальная характеристика турбины РО 45-В-360 (красный), РО 45-В-400 (синий), РО 45-В-450 (зеленый)

Продолжение приложения В

Таблица В.1 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-530/100-56

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$ , МВА	49
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$ , МВт	41,65
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$ , о. е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$ , кВ	13,8
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$ , об/мин	214,3
Сопrotивление обмотки статора	$X_d$ , о. е.	1,15
Переходное сопротивление	$X'_d$ , о. е.	0,3
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$ , о. е.	0,2
Число пар полюсов	$2p$	28

Таблица В.2 – Основные характеристики гидрогенератора СВ-530/100-56

Элемент	Обозначение	Значение
Статор	$h_{\text{ст}}$	1,8
	$D_{\text{ст}}$	4,8
	$D_a$	5,3
Верхняя крестовина	$h_{\text{в.к}}$	0,506
	$D_{\text{в.к}}$	4,8
Подпятник	$h_{\text{п}}$	0,828
	$D_{\text{п}}$	2,07
Нижняя крестовина	$h_{\text{н.к}}$	0,28
	$D_{\text{н.к}}$	1,4
Надстройка	$h_0$	0,4
	$d_0$	1,06
Кратер	$D_{\text{кр}}$	6,67
	$b$	0,45
Исполнение	Зонтичное	

Продолжение приложения В

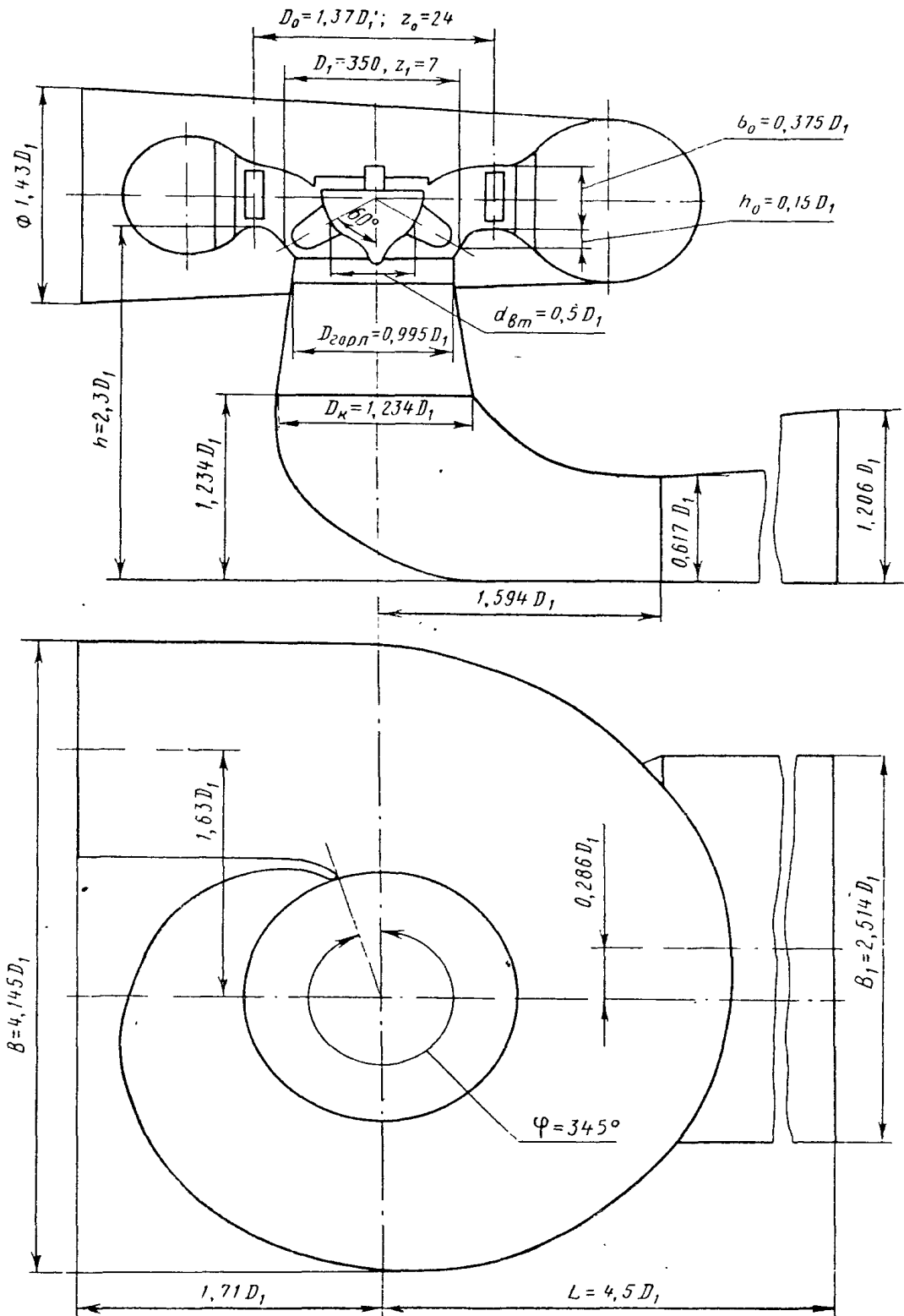


Рисунок В.4 – Проточная часть гидротурбины ПЛД 50-В60

Окончание приложения В

Таблица В.3 – Расчет металлической СК

$\varphi$	-	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
°	°	-	м	м	м <sup>2</sup>	м	м <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	м	м	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
345	0,958	0,624	3,684	2,613	1,616	2,241	5,021	6,092	2,468	5,191	7,659
330	0,917	0,597	3,524	2,453	1,566	2,163	4,680	5,751	2,398	5,113	7,511
315	0,875	0,570	3,364	2,292	1,514	2,084	4,344	5,415	2,327	5,034	7,361
300	0,833	0,543	3,203	2,132	1,460	2,003	4,013	5,084	2,255	4,953	7,208
285	0,792	0,516	3,043	1,972	1,404	1,920	3,687	4,758	2,181	4,870	7,051
270	0,750	0,489	2,883	1,812	1,346	1,835	3,366	4,437	2,107	4,785	6,891
255	0,708	0,462	2,723	1,652	1,285	1,747	3,051	4,122	2,030	4,697	6,727
240	0,667	0,434	2,563	1,492	1,221	1,656	2,741	3,812	1,953	4,606	6,558
225	0,625	0,407	2,403	1,331	1,154	1,561	2,437	3,508	1,873	4,511	6,384
210	0,583	0,380	2,242	1,171	1,082	1,462	2,138	3,209	1,792	4,412	6,204
195	0,542	0,326	2,082	1,011	1,005	1,358	1,845	2,917	1,708	4,308	6,016
180	0,500	0,299	1,922	0,851	0,922	1,248	1,558	2,629	1,621	4,198	5,820
165	0,458	0,271	1,762	0,691	0,831	1,130	1,276	2,347	1,532	4,080	5,612
150	0,417	0,244	1,602	0,530	0,728	1,000	1,000	2,071	1,439	3,950	5,389

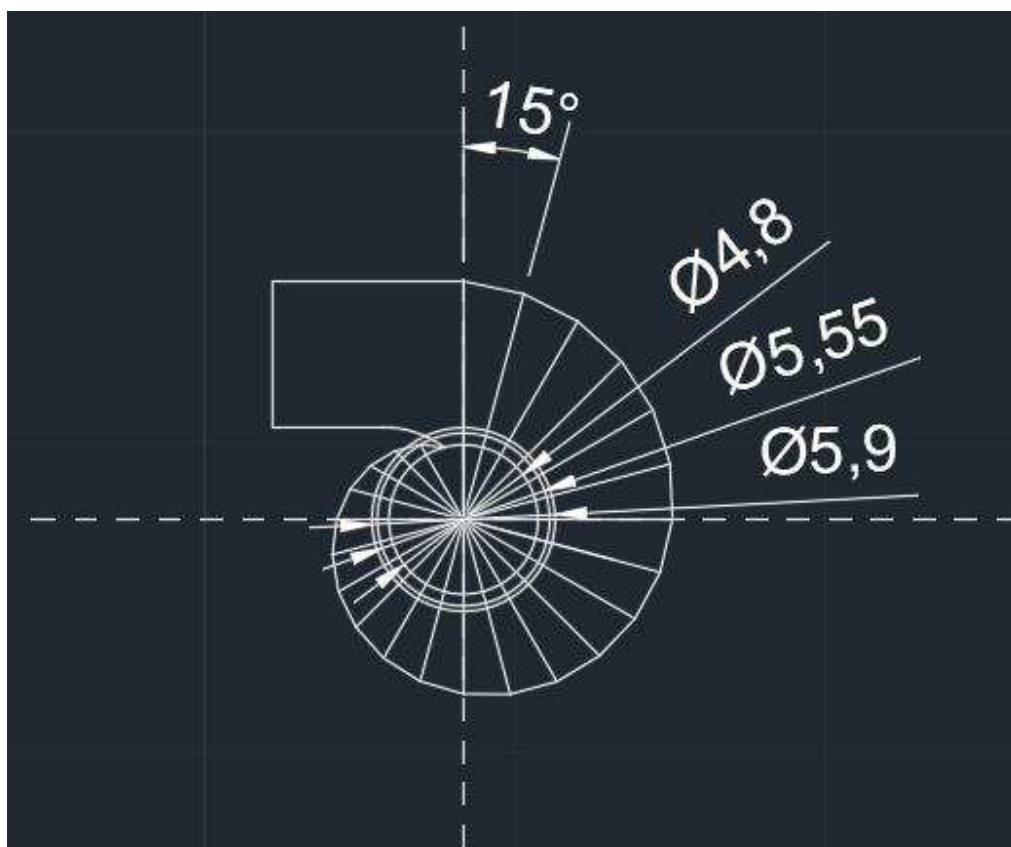


Рисунок В.6 – Схема спиральной камеры Тимптонской ГЭС

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Электрическая часть ГЭС

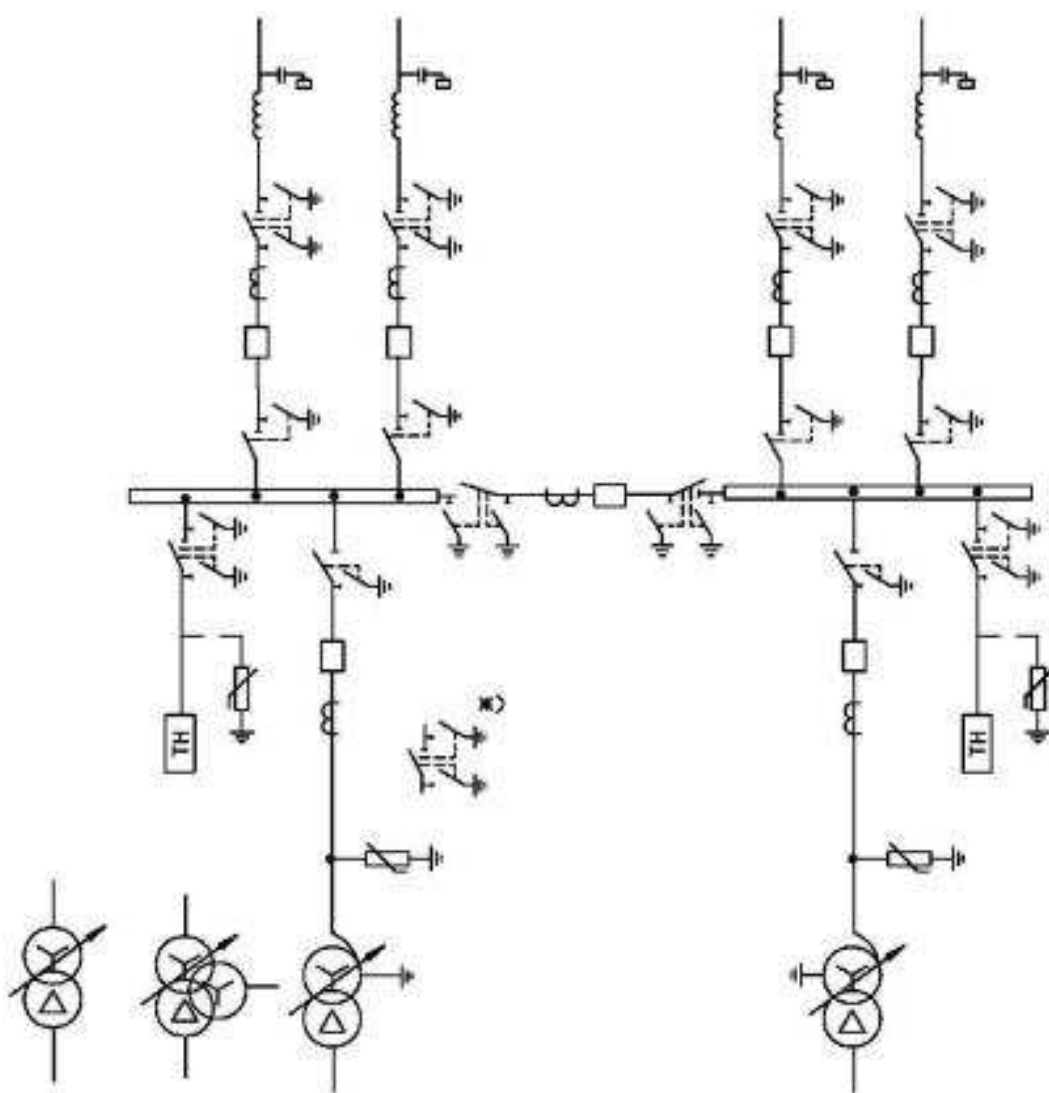


Рисунок Г.1 – Схема РУ ВН 220 кВ «с одной рабочей секционированной системой шин».

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Релейная защита и автоматика

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.О}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,5 \cdot I_H$	2,05 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,15 А	
		$I_{ОТС}$	$6 \cdot I_H$	24,60 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{СР2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1ступень	$U_{СР1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А
		ОТС I	$I_{2СЗ.}$	$0,25 \cdot I_H$	1,03 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,39 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,51 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	6,28 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	1,25	0,173 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	4,06	0,56 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,85 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,98 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,17 А

Окончание приложения Д

Таблица Д.2 – Матрица отключений защит

Наименование		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение							
Диф. защита продольная	ИΔГ	+	+	+	+			
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>					+	
		t <sub>2</sub>	+	+	+			
	U <sub>03</sub>	t	+	+	+			
ЗПН	U >	1 ступень	t <sub>1</sub>	+	+			
		2 ступень	t <sub>2</sub>	+	+			
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	СО					+	
		ИО		+	+			
		ОТС I	t <sub>1</sub>				+	
			t <sub>2</sub>	+	+			
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	СО					+	
		ИО		+	+			
		ОТС	t <sub>1</sub>				+	
			t <sub>2</sub>	+	+			
ДЗ	Z <	1 ступень	t <sub>2</sub>	+	+	+		
			t <sub>1</sub>				+	
		2 ступень	t <sub>1</sub>				+	
			t <sub>2</sub>	+	+			
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО		+	+			
		ИО		+	+			
		Отсечка		+	+			



## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Компоновка и сооружения гидроузла

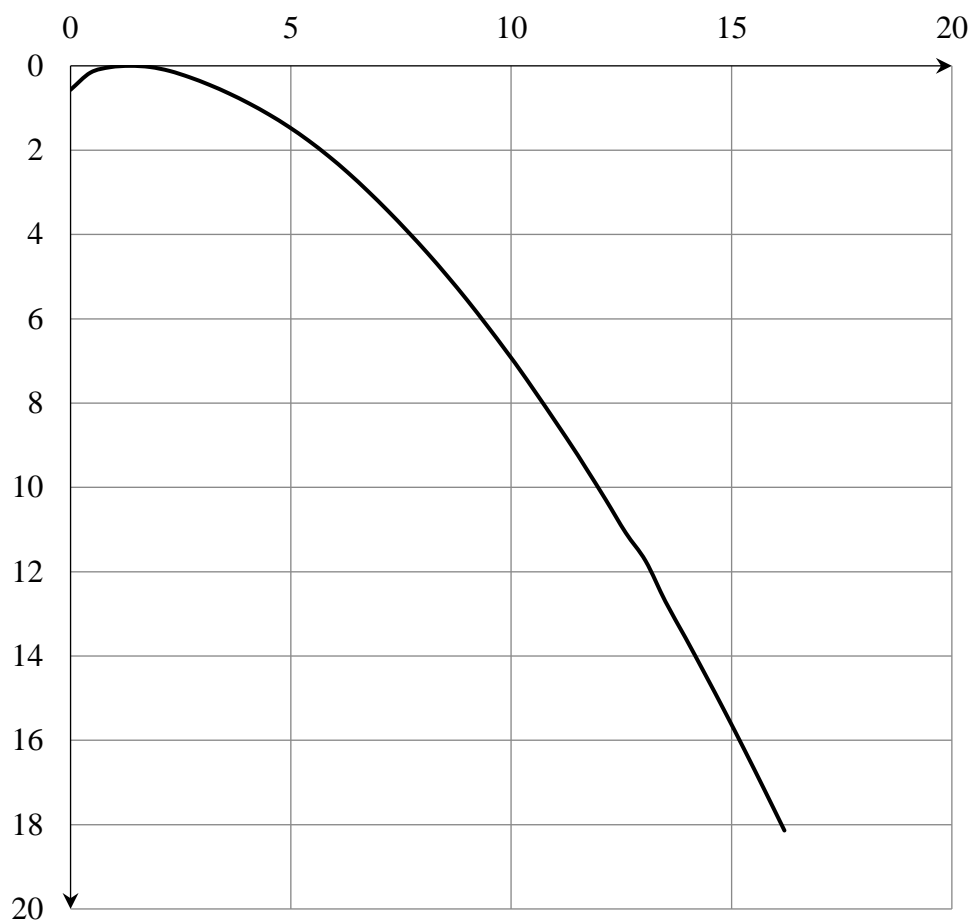
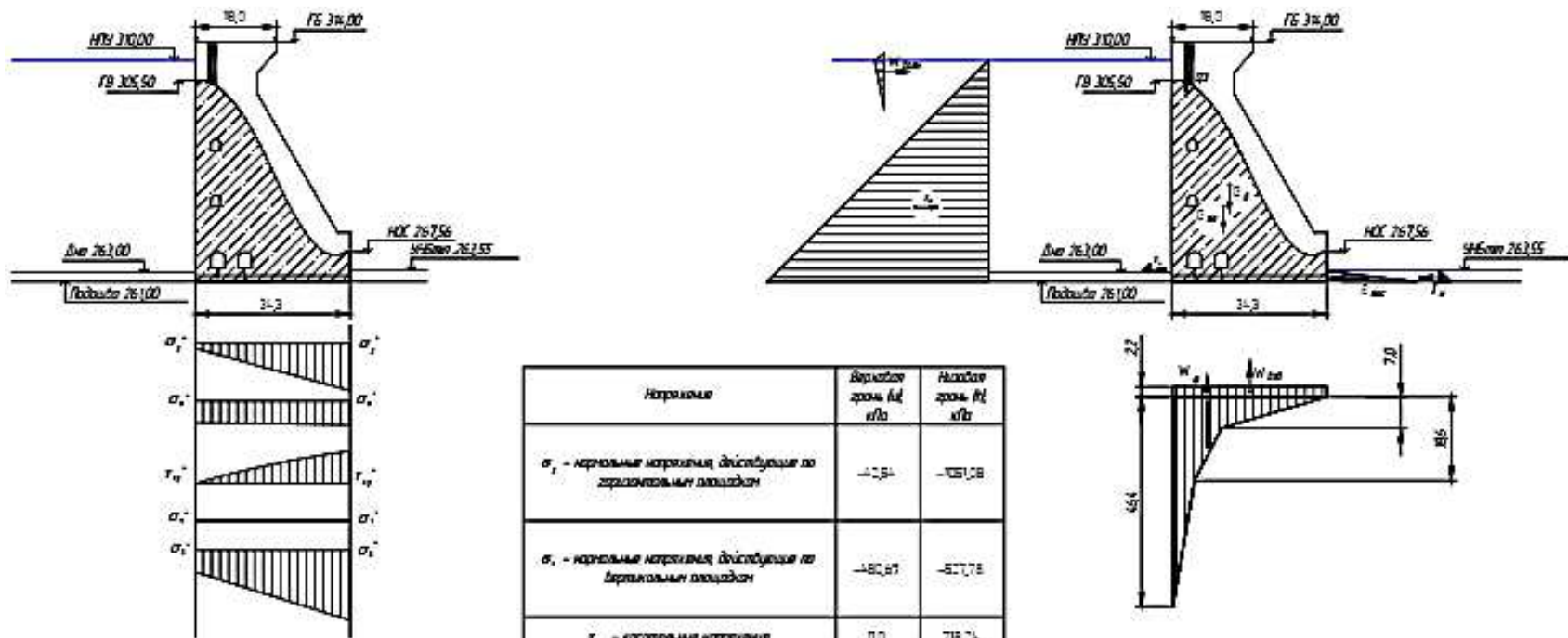


Рисунок Е.1 – Оголовок водосливной плотины

Сбор нагрузок на водосливную плотину  
1:1000



Напряжение	Верхняя зона, МПа	Нижняя зона, МПа
$\sigma_1$ – нормальные напряжения действующие по горизонтальным площадкам	-1,54	-1051,08
$\sigma_2$ – нормальные напряжения действующие по вертикальным площадкам	-180,87	-827,78
$\tau_{xy}$ – касательные напряжения	0,0	718,24
$\sigma_3$ – главные напряжения	-1,54	-28,00
$\sigma_4$ – главные напряжения	-180,87	-1051,08

Условные обозначения:  
 $T_B$  – гидростатическое давление со стороны ВБ;  
 $T_A$  – гидростатическое давление со стороны НБ;  
 $W_{\text{пол}}$  – полная нагрузка;  
 $W_{\text{дл}}$  – длительная нагрузка;  
 $W_{\text{нп}}$  – непостоянная нагрузка;  
 $E_{\text{нп}}$  – давление неплот;  
 $E_{\text{пл}}$  – давление плотины;  
 $E_{\text{д}}$  – давление дна;  
 $E_{\text{ж}}$  – давление жидкостей

Рисунок Е.2 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Оценка экономических показателей

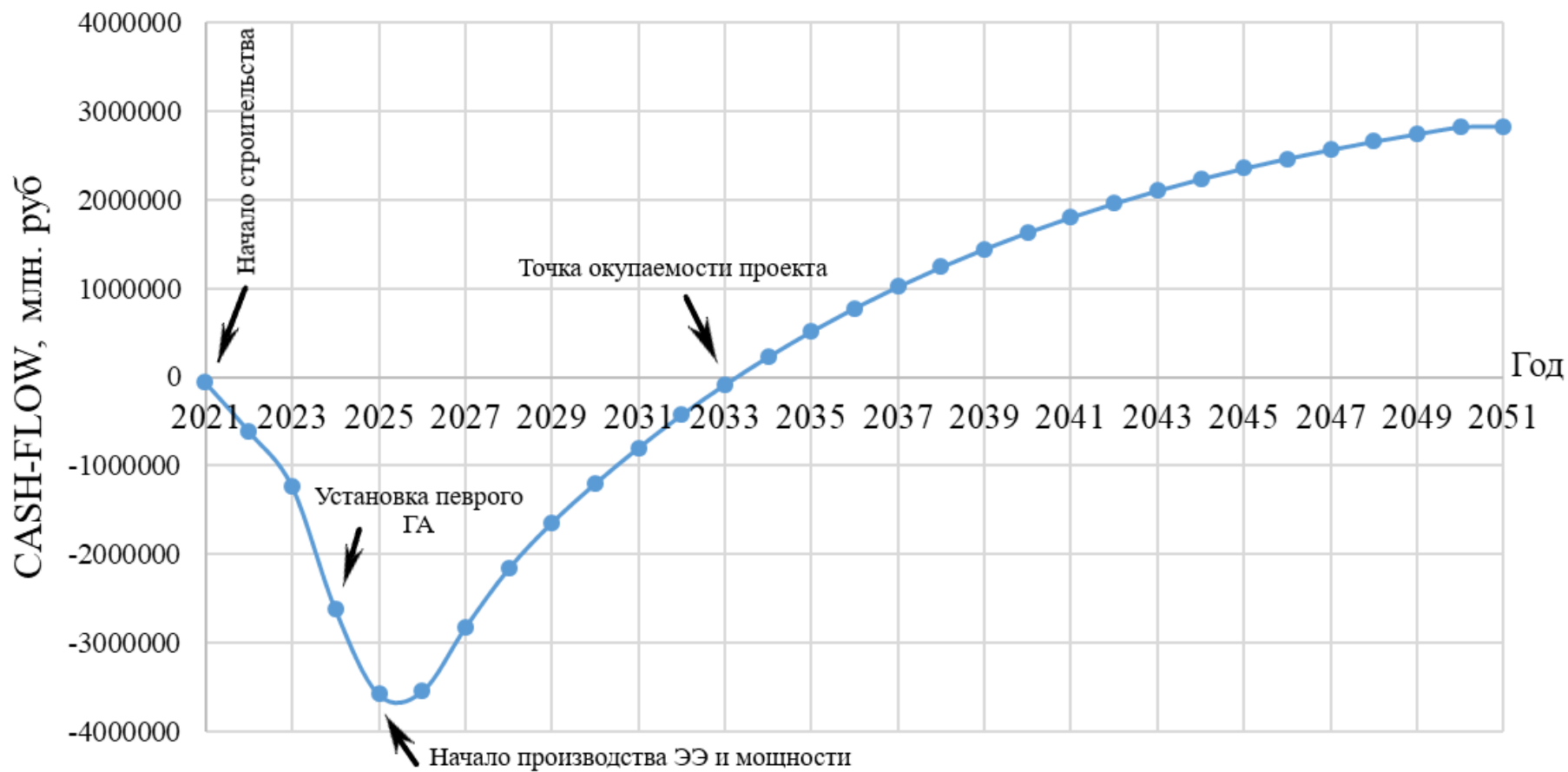


Рисунок Ж.1 – Изменение денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись

« 17 » июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТИМПТОНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТИМПТОН.  
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗАТВОРОВ В ЗИМНЕМ РЕЖИМЕ**

Руководитель

  
17.06.21  
подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС  
СШФ СФУ

В.И. Татарников

Выпускник

  
17.06.21  
подпись, дата

Е.Е. Борисовская

Саяногорск; Черёмушки 2021