

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ инициалы, фамилия
подпись.

« _____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЕКМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЕКМА.
ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ УЗЛОВ ГА, ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ТК,
АЛГОРИТМЫ РАБОТЫ**

Руководитель _____
подпись, дата

Зав. Кафедры ГГЭЭС,
СШФ СФУ,
канд. техн. наук
должность

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

А.А. Рыжов
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Олекминской ГЭС на реке Олекма. Тепловой контроль узлов ГА, требования к системе ТК, алгоритмы работы».

Консультанты по
разделам:

Водно - энергетические расчёты

Е.Ю.Затеева

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В.Масленникова

инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.А.Ачитаев

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

А.В.Широков

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

В.Б.Затеев

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

В.И.Татарников

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.А.Кадычegov

инициалы, фамилия

Технико - экономическое
обоснование

В.В.Лапасова

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

А.А.Чабанова

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ОЛЕКМИНСКОЙ ГЭС	6
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	8
1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС.....	8
1.2 Гидрологические данные	8
1.3 Топографические данные	9
1.4 Инженерно-геологические характеристики	10
1.5 Сейсмические характеристики района строительства.....	10
1.6 Данные по энергосистеме	10
2 Водно-энергетические расчеты	12
2.1 Данные для водно-энергетических расчетов.....	12
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	12
2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)	12
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)	13
2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС	14
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	14
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	16
2.6 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года	17
2.7 Определение рабочей мощности ГЭС.....	17
2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей.....	18
2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года	19
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	20
3.1 Построение режимного поля	20
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	21
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	24
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	26
3.5 Расчет спиральной камеры	26
3.6 Выбор типа маслонапорной установки	29
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора	29
3.8 Расчёт вала на прочность	29
3.9 Расчёт подшипника	30
3.10 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины.....	31
4 Электрическая часть	33
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений	33
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС.....	33
4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд	33
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов	34

4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий.....	36
4.4	Выбор схемы распределительного устройства	37
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	37
4.6	Расчёт токов короткого замыкания	38
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	38
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin	40
4.6.3	Результаты расчёта токов короткого замыкания	42
4.7	Выбор и проверка оборудования	42
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	43
4.7.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	43
5	Релейная защита и автоматика	47
5.1	Расчет номинальных токов.....	47
5.2	Перечень защит основного оборудования	47
5.3	Технические данные защищаемого оборудования	49
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (ΔG)	50
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	52
5.3.3	Защита от повышения напряжения ($U_1 >$), ($U_2 >$)	55
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	55
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	58
5.3.6	Защита от перегрузки обмотки ротора	60
5.3.7	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$, $Z_2 <$	62
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	65
5.5	Таблица уставок и матрица отключений защит	65
6	Компоновка и состав сооружений гидроузла	66
6.1	Определение отметки гребня бетонной плотины	66
6.2	Гидравлические расчёты.....	68
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	68
6.2.2	Расчёт аварийного водосброса (глубинных водовыпусков).....	69
6.2.3	Определение отметки гребня водослива	70
6.2.4	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	71
6.2.5	Построение оголовка водослива по Кригер - Офицерову	73
6.2.6	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	73
6.2.7	Расчет носка трамплина и дальности отлета струи	74
6.3	Конструирование бетонной плотины	76
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	76
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	77
6.3.3	Быки.....	77
6.3.4	Устои	78
6.3.5	Галереи в теле плотины	78
6.3.6	Определение ширины плотины по гребню	79

6.3.7	Расчет цементационной завесы и дренажа.....	79
6.4	Определение основных нагрузок на плотину.....	80
6.4.1	Вес сооружения и затворов.....	80
6.4.2	Сила гидростатического давления воды.....	81
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления	81
6.4.4	Сила фильтрационного давления	81
6.4.5	Давление грунта	82
6.4.6	Волновое давление.....	83
6.5	Оценка прочности плотины.....	83
6.6	Критерии прочности плотины и её основания	86
6.7	Обоснование устойчивости плотины	86
7	Пожарная безопасность. Охрана труда	88
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	88
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности.....	88
7.3	Пожарная безопасность	90
8	Охрана окружающей среды	92
8.1	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	93
8.2	Водоохранная зона	94
8.3	Отходы, образующиеся при строительстве	95
8.4	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации.....	96
9	Технико-экономическое обоснование	97
9.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	97
9.2	Текущие расходы на производство электроэнергии.....	98
9.3	Налоговые расходы	101
9.4	Оценка суммы прибыли.....	102
9.5	Оценка инвестиционного проекта	103
9.5.1	Методология и исходные данные.....	103
9.5.2	Показатели коммерческой эффективности проекта.....	104
9.6	Бюджетная эффективность.....	105
9.7	Анализ чувствительности	105
10	Тепловой контроль узлов ГА, требования к системе ТК, алгоритмы работы.....	108
10.1	Назначение.....	108
10.2	Требования к системе ТК.....	109
10.3	Оборудование ТК.....	109
10.4	Переносная система ТК.....	112
10.5	Алгоритмы работы.....	114
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	117
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Анализ исходных данных.....	120
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчёты	122
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование ГЭС.....	131
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Релейная защита и автоматика	135
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Компоновка и сооружения гидроузла	137
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Оценка экономических показателей.....	139

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Данные для водно-энергетических расчетов

1. Коэффициент мощности $k_N = 8,6$;
2. Зимний коэффициент $k_3 = 0,6$;
3. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,6$ м;
4. 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	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Испарение	1	0	0	0	22	22	11	7	7	6	1	0
Льдообразование	6	6	6	6	6	-24	-24	0	0	6	6	6
ВХК	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Сан.попуск	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110

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 (VII, VIII, IX, X, XI, XII и I, II, III, месяцы) и половодья (IV, V, VI 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 1971 год и вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п.баз}}}{Q_{\text{п1971}}} = 1,0; \quad (2.2)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{м.баз}}}{Q_{\text{м1971}}} = 1,1. \quad (2.3)$$

Данные расходов в расчетном средневодном году представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы средневодного 1979 года (P=50%) с приведением

P=50%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.г}}$
$Q_{\text{баз}}, \text{м}^3/\text{с}$	12,4	6,7	5,9	8,9	988	1006	627	368	332	386	59	54,5	321

2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Принимаем 1977 год базовым для обеспеченности P=90% и считаем коэффициент приведения для межени и половодья:

$$K_M = \frac{Q_{\text{м.баз}}}{Q_{\text{м1977}}} = 1; \quad (2.4)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п.баз}}}{Q_{\text{п1977}}} = 1,07. \quad (2.5)$$

В период половодья год с обеспеченностью 90% совпадает с базовым годом, из этого следует, что принимаем данный год 1977 за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких - либо изменений, результаты представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы маловодного 1977 года (P=90%)

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.г}}$
$Q_{\text{баз}}^{1953}, \text{м}^3/\text{с}$	51	36	29	29	2152	2211	1087	651	692	643	118	15	643

На основе данных таблицы 2.2 и 2.3 выполняем построение гидрографа средневодного и маловодного года, представленного на рисунке 2.1.

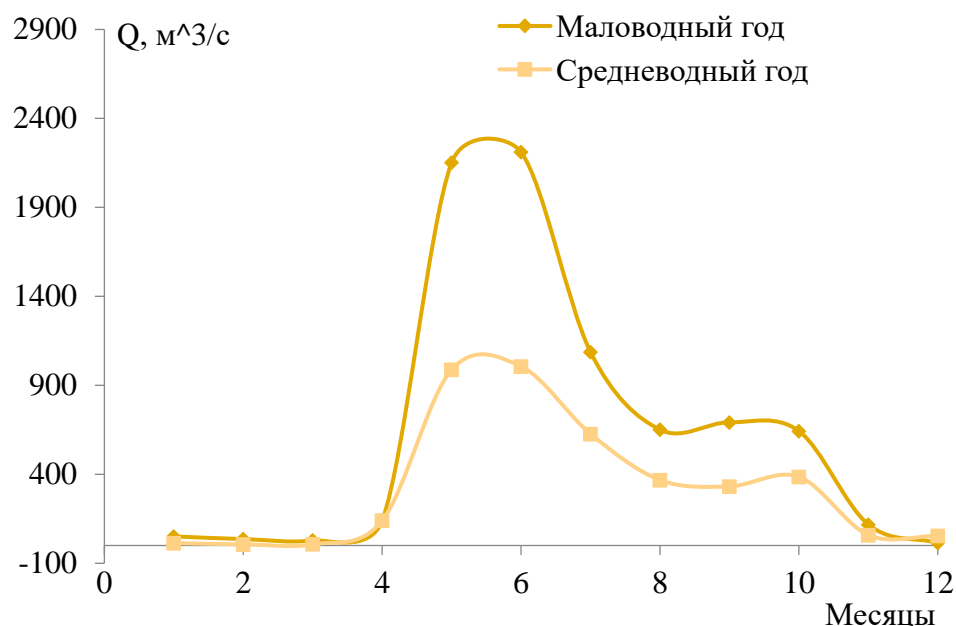


Рисунок 2.1 – Гидрограф среднеговодного и маловодного года

2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС

Суточные графики нагрузки и их интегральные кривые потребуются для определения рабочей мощности ГЭС при известной энергоотдаче каждого месяца, которая будет определена в ходе водно - энергетических расчетов. Также ИКН используется для определения места работы ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы.

Сведения по энергосистеме Сибири были получены с сайта Системного оператора [1] в виде графиков потребления за зимние и летние сутки.

Находим коэффициент k , равный отношению годовых выработок Якутского РДУ и ОДУ Востока:

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = 2,6. \quad (2.6)$$

Рассчитываем потребление мощности РДУ для зимы и лета с учётом мощности ОДУ Востока [1] и коэффициента k .

В соответствии с методикой [2], а также на основе данных таблицы Б2 и Б3 строим интегральные кривые, представленные на рисунках Б.1 и Б.2.

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

По методике, описанной в 5 главе [2], с учётом коэффициента $k = 2,6$, находим максимальную и среднемесячную нагрузки Якутского РДУ для каждого месяца, результаты заносим в таблицу 2.4.

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

Таблица 2.4 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки Якутского РДУ

t	α	$\cos\alpha$	Pt.max, МВт	Pt.средн, МВт
1	0,262	0,966	3939	3582
2	0,785	0,707	3623	3294
3	1,308	0,259	3074	2795
4	1,832	-0,258	2440	2219
5	2,355	-0,706	1891	1719
6	2,878	-0,966	1573	1431
7	3,402	-0,966	1572	1430
8	3,925	-0,709	1888	1717
9	4,448	-0,261	2436	2215
10	4,972	0,256	3070	2792
11	5,495	0,705	3620	3291
12	6,018	0,965	3938	3581

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

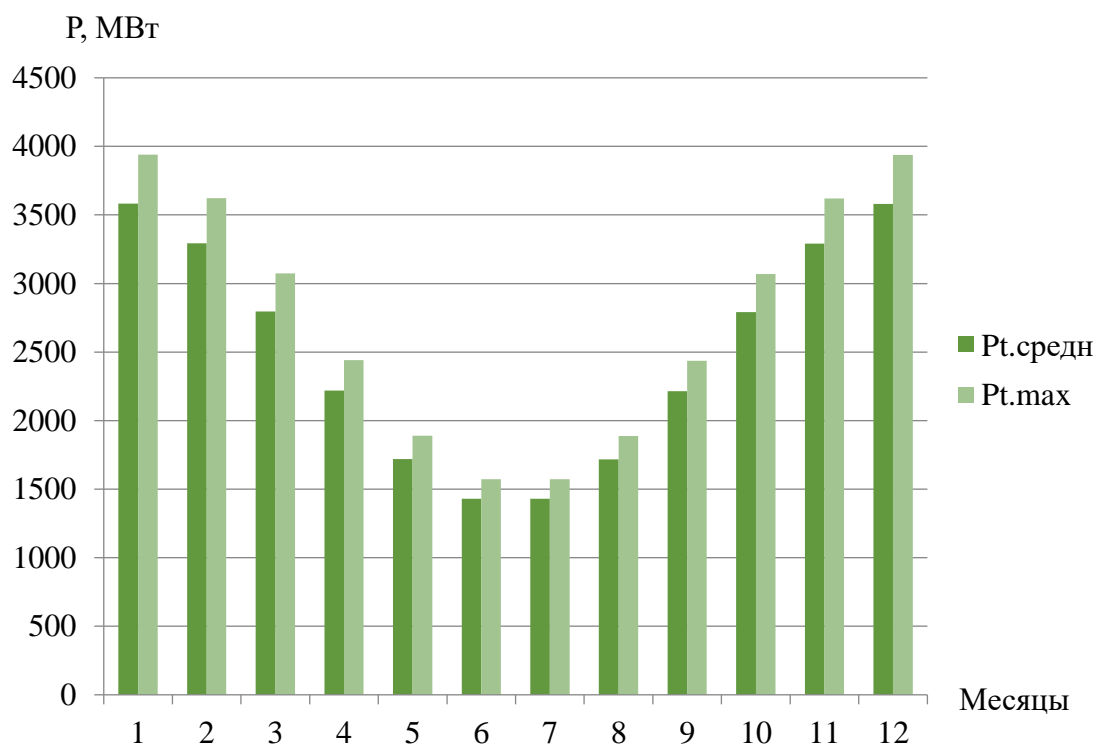


Рисунок 2.2 – График максимальных и среднемесячных мощностей

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

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1953г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.7)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,6$;
 $Q^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.8)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,6$ м.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.9)$$

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

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.4.

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

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

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{вхк}} = 2234 \text{ МВт}. \quad (2.10)$$

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

На графике баланса энергии проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключённая между линией гарантированной мощности и $N_{\text{вхк}}$ была равна $N_{\text{изл}} = 2234$ МВт.

2.6 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.5).

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{\text{гар}} = 620$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 163,19 м;
- полезный объём – $V_{\text{полезн}} = 14,7$ км³.

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

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн}}}{\bar{W}} = 0,54, \quad (2.11)$$

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

$$W = \frac{\sum Q_{\text{год}}^{\text{ср}} \cdot t}{10^{-9}} = 27,03 \text{ км}^3. \quad (2.12)$$

Таким образом, полученный результат β соответствует многолетнему характеру регулирования.

2.7 Определение рабочей мощности ГЭС

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

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 гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Произведем расчет для зимних суток. Возьмем рабочий день недели зимы 2019 года:

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = N_{\text{пик.сущ.ГЭС}} + N_{\text{база.сущ.ГЭС}} = 620 \text{ МВт}. \quad (2.13)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

В пиковую (полупиковую) зону графика, не занятую существующими ГЭС, размещаем катет пиковой выработки и параллельно оси мощностей опускаем перпендикуляр до пересечения с ИКН. Пиковая составляющая рабочей мощности получается в результате этого графического построения как проекция на ось мощности. В случае, если часть пикового треугольника оказалась в базе, следует значения выработки и мощности данной части вычесть из пика и добавить к базовой части.

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.

За выработку и мощность существующих станций взяты 100% среднесуточной выработки Светлинской ГЭС и ее установленная мощность.

Проведя аналогичную работу на заранее построенных для них ИКН находим рабочие мощности каждого месяца для существующей и проектируемой ГЭС, необходимые для построения баланса мощностей. Все результаты сводим в таблицу Б.6 приложения Б.

2.8 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 (в самом верху) размещаются резервы и ремонты, так как эти мощности не участвуют в покрытии нагрузки системы (рис. 1).

При определении резервной мощности ГЭС необходимо учитывать нижеследующее:

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.

По данным таблицы Б.7, строим баланс мощности, представленный на плакате «Водно-энергетические показатели Олекминской ГЭС».

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 620 + 52 = 672 \text{ МВт.} \quad (2.14)$$

2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года

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

Рассмотрим режим наполнения водохранилища в средневодном году, результаты которого представлены в таблице Б.8.

По данным расчёта получаем среднемноголетнюю выработку, равную:

$$\sum \mathcal{E} = 3286,08 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

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

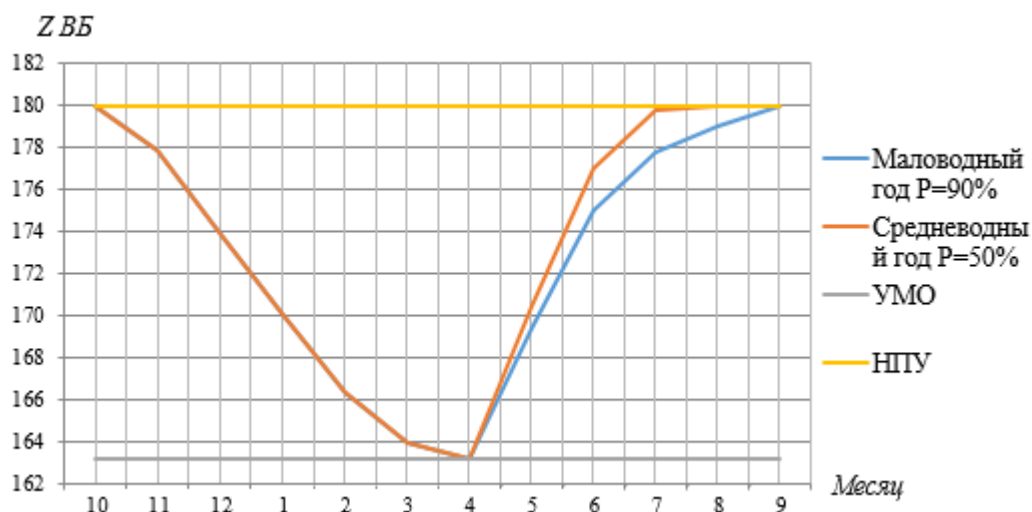


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

3 Основное и вспомогательное оборудование

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 порасчетной 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	117,00	60,50	45,59	52,70	45,00	1736,43	38	1569,98
100	117,61	59,89	44,98	52,09	45,50	1717,35	38,5	1580,27
200	118,16	59,34	44,43	51,54	46,00	1698,68	39	1590,50
300	118,67	58,83	43,92	51,03	46,50	1680,4	39,5	1600,6
400	119,15	58,35	43,44	50,55	47,00	1662,54	40	1610,76
500	119,60	57,90	42,99	50,10	47,50	1645,04	40,5	1620,80
600	120,03	57,47	42,56	49,67	48,00	1627,90	41	1630,7
700	120,45	57,05	42,14	49,25	48,50	1611,12	41,5	1640,69
800	120,85	56,65	41,74	48,85	49,00	1594,68	42	1650,54
900	121,25	56,25	41,34	48,45	49,50	1578,57	42,5	1660,34
1000	121,64	55,86	40,95	48,06	50,00	1562,79	43	1670,08
1100	122,03	55,47	40,56	47,67	50,50	1547,31	43,5	1679,76
1200	122,40	55,10	40,19	47,30	51,00	1532,14	44	1689,38
1300	122,78	54,72	39,81	46,92	51,50	1517,27	44,5	1698,96
1400	123,14	54,36	39,45	46,56	52,00	1502,68	45	1708,47
1500	123,50	54,00	39,09	46,20	52,50	1488,37	45,5	1717,94
1600	123,86	53,64	38,73	45,84	53,00	1474,33	46	1727,35
1700	124,21	53,29	38,38	45,49	53,50	1460,55	46,5	1736,7
1800	124,56	52,94	38,03	45,14	54,00	1447,02	47	1746,0
1900	124,90	52,60	37,69	44,80	54,50	1433,75	47,5	1755,29

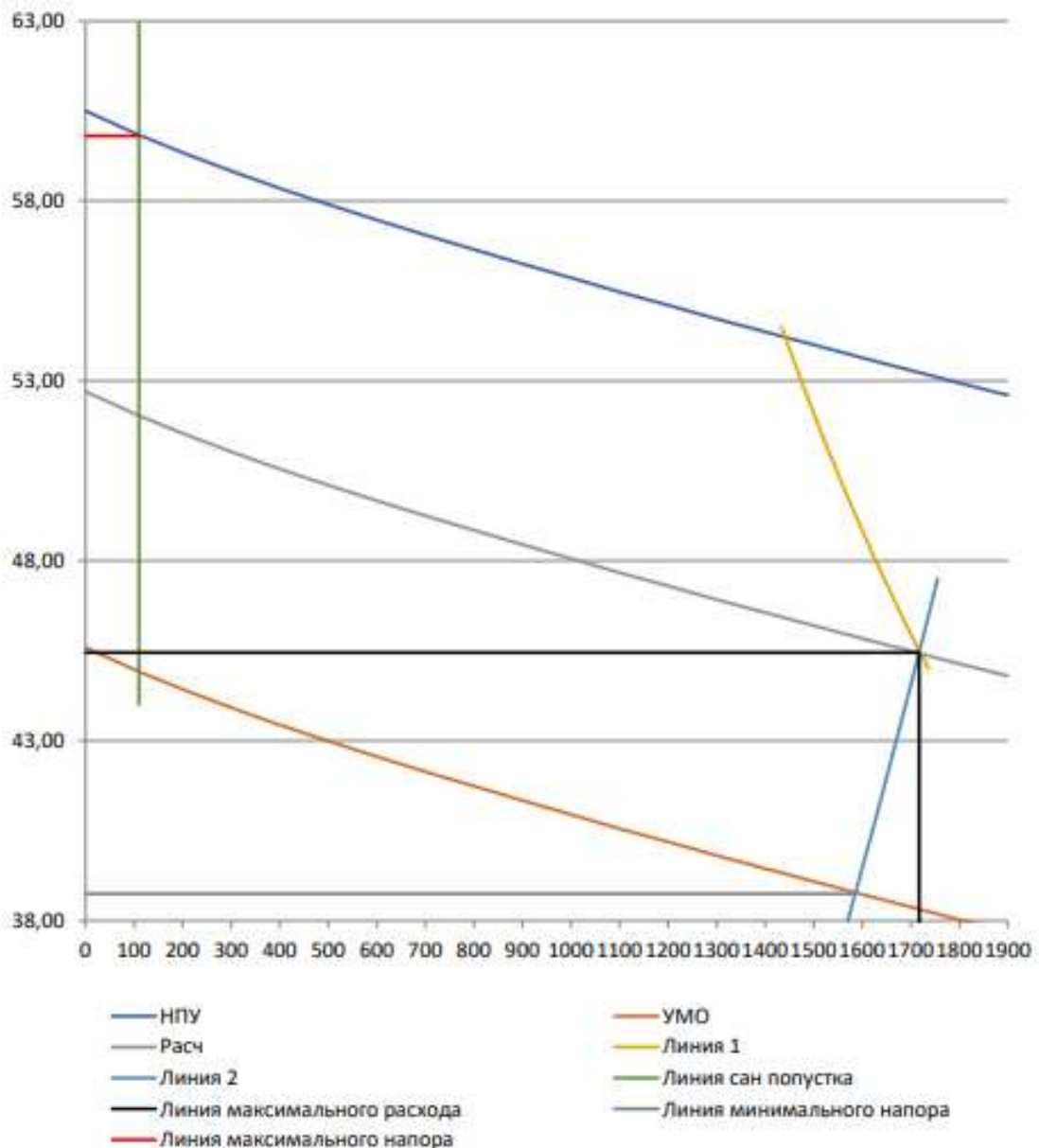


Рисунок 3.1–Режимное поле Олекминской ГЭС

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

Таблица 3.2 – Основные параметры работы, проектируемой ГЭС

$H_{max}, м$	$H_{расч}, м$	$H_{min}, м$
59,8	45,45	38,75

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Задаёмся рядом стандартных значение диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

- Мощность агрегата в расчетной точке:

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

где Q'_{Ip} - приведенный расход в расчетной точке;
 η_T - КПД натурной турбины;
 η_G - КПД генератора. Принимаем $\eta_G=0,97$

- КПД натурной турбины:

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

где η_M - КПД модельной турбины;
 $D_{1\text{мод}}$ - диаметр модельной турбины;
 $H_{\text{мод}}$ - напор модельной турбины;
 D_1 - диаметр натурной турбины;
 H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;
 $\nu_n, \nu_{\text{мод}}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий; ν_n при средней температуре воды в году 10°C составляет $1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

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

- Количество агрегатов:

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

где $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=672000 \text{ кВт}$)
 N_a - мощность агрегата.

- Поправка КПД:

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

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

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

где n'_{Ip} - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

• Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения:

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

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

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

- Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД:

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

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

- Произведение для ограничения по генератору:

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

- Приведенные расходы:

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

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

Расчеты для нескольких диаметров турбины ПЛ60-В, ПЛД60-В60° представлены в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 -Параметры гидротурбины ПЛ60-В.

D ₁ ,м	5	5,6	6	6,3	7,1
η _{турб}	0,939	0,94	0,941	0,941	0,942
N _{агр} ,МВт	108,7	136,5	156,86	172,94	219,89
Za`	6,2	4,9	4,3	3,9	3,1
Za	8	6	6	4	4
N _{агр} МВт	84	112	112	168	168
nc`	159	142	132	126	112
n _{синхр}	166,7	142,8	136,4	125	115,4
nI`H _{max}	106	102	104	100	104
nI`H _p	122	117	120	115	120
nI`H _{min}	132	127	130	125	130
Q _{max}	70	75	65	88	69
Q _{min}	87	93	81	110	86

Продолжение таблицы 3.2

D _{1,м}	5	5,6	6	6,3	7,1
Q ₁ *η _р	1,158	1,231	1,073	1,459	1,149
Q ₁ *η _{max}	0,768	0,816	0,711	0,967	0,761

Таблица 3.3- Параметры гидротурбины ПЛД60-В60°.

D _{1,м}	4,5	5	5,6	6	6,3	7,1
η _{турб}	0,934	0,934	0,935	0,936	0,936	0,937
N _{агр} ,МВт	87	107	135	155	171	217
Za`	7,7	6,3	5	4,3	3,9	3,1
Za	8	7	5	6	4	4
N _{агр} МВт	84	96	134	112	168	168
m(Δl)	1,031	1,031	1,032	1,033	1,033	1,034
nc`	169	152	136	127	121	107
n _{синхр}	187,5	166,7	136,4	136,4	125	107,1
n ₁ `H _{max}	107	106	97	104	100	97
n ₁ `H _р	123	122	112	119	115	111
n ₁ `H _{min}	133	132	121	129	124	120
Q _{max}	86	80	89	65	88	69
Q _{min}	107	99	111	80	110	86
Q ₁ *η _р	1,43	1,324	1,473	1,073	1,459	1,149
Q ₁ *η _{max}	0,948	0,877	0,976	0,711	0,967	0,761

Проведён анализ выбранных диаметров по следующим критериям:

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

Также на главной универсальной характеристике построены зоны работ для каждого выбранного диаметра.

Делаем вывод, что для дальнейшего рассмотрения подходит турбина ПЛ60-В-600, так как в результате построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса некоторые турбины выбывают из рассмотрения, так как рабочая точка выходит за линию ограничения мощности либо находится за пределами зоны работы турбины.

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчёт производим по формуле:

$$\forall Z_{р.к.} = Z_{н.б.} (Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.13)$$

где $Z_{н.б.} (Q_{н.б.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{н.б.}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при максимальном напоре;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью расчётном напоре;
3. Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_S = H_{\text{атм}} - \frac{V}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{\text{х.пл.}} \quad (3.14)$$

где $H_{\text{атм}} = 10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление;

V – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчётных условий;

$Z_{\text{х.пл.}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ равна 0.

Расчёты представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета высоты отсасывания

Тип турбины	D1, м	Za, шт	Na, МВт	Hs при Нp, м	Hs при Hmax, м	Hs при Hmin, м
ПЛ60-В	6	6	112000	-6,99	-6,22	3,27

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установке гидротурбину ПЛ60-В-600, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Заглубления рассчитаны по формуле (3.13):

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 124,44 + (-6,99) = 117,45 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 126,76 + (-6,22) = 120,54 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 117,79 + 3,27 = 121,06 \text{ м.}$$

Отметка расположения рабочего колеса рассчитана для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -6,99$. Для этого случая $\nabla Z_{\text{р.к.}} = 117,45$ м. Такая отметка позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его полной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{112}{0,85} = 132 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.15)$$

Число полюсов гидрогенератора

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{125} = 44. \quad (3.16)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-900/110-44, данные которого представлены в таблице В.1 приложения В.

3.5 Расчет спиральной камеры

1. Наружный радиус входного сечения:

$$r_{вх} = 1,739 \cdot D_1 = 10,43 \text{ м}; \quad (3.17)$$

2. Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 10,1 \text{ м}$$

$$r_a = D_a/2 = 10,1/2 = 5,05 \text{ м} \quad (3.18)$$

3. Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 8,85 \text{ м}$$

$$r_b = D_b/2 = 8,85/2 = 4,43 \text{ м}; \quad (3.19)$$

4. Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{р.т.нат.т.}} = \frac{112000}{9,81 \cdot 45,45 \cdot 0,957} = 261 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.20)$$

5. Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{261 \cdot 225}{360} = 163 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.21)$$

Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{вх}}} = \frac{163}{5,7} = 28,63 \text{ м}^2 \quad (3.22)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.1.

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad (3.23)$$

где $k^2 = \frac{m_{\text{вх}}}{a_{\text{вх}}^2}$

$$b_i = m_i + b_0 \quad (20) \quad r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ \quad (3.24)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i \quad (3.25)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i \quad (3.26)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \text{tg}15^\circ \quad (3.27)$$

В таблице В.2 приложения В представлен расчет бетонной спиральной камеры, выполненный с использованием MicrosoftExcel.

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали строим график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$, представленный на рисунке 3.2.

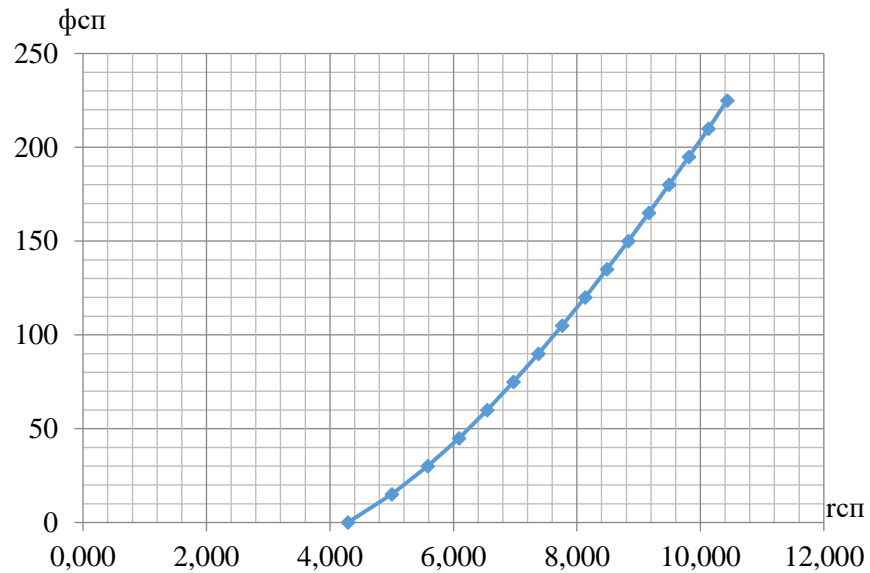


Рисунок 3.2– график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

С полученного графика сняты значения r_i через каждые 15° .
Ширина подвода из ГУХ:

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 17,57 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Необходимо установить промежуточный бычок, так как B' больше 7 м, ширина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 1,6 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 17,57 + 1,6 = 19,17 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью :

$$Q = 163,20 \text{ м}^3/\text{с}$$

Диаметр водовода:

$$D = 9,62 \text{ м}$$

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 163,20}{3,14 \cdot 9,62^2} = 2,24 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (3.31)$$

Минимальная разность отметок мертвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{\text{кр}} = 0,5 \cdot D \cdot \left(\frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 9,62 \cdot \left(\frac{2,24}{\sqrt{9,81 \cdot 9,62}} \right)^{0,55} = 2,36 \text{ м} \quad (3.32)$$

По полученным данным строим бетонную спиральную камеру, представленную на рисунке В.6 в приложении В.

3.6 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ), является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин.

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

По номограмме [СП Щавелева, рис. 10.8] определяется тип маслонапорной установки для напора 60 м и D1 – 6 м: МНУ 6,3/1-40-8-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 6,3 м³, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак вместимостью 8 м³ с 2 насосами.

3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина поворотно-лопастная, то выбирается ЭГР для ГА с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным [2], выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2И-100-4.

3.8 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.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 * \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.33)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа,

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 112000}{136,4} = 7,998 \text{ МПа} \quad (3.34)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{7,998}{35} \right)^{0,33} = 1,052 \text{ м} = 1052 \text{ мм} \quad (3.35)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм). Принимаем $D_B = 1100$ мм.

3.9 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 112000}{136,4 \cdot 6} = 109,48 \text{ кН} \quad (3.36)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B , принимаем $d_{\text{п}} = 1120$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.37)$$

где $h_{\text{п}}$ принимается 400 мм., при $D_B = (850 - 1100)$ мм.

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.38)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (3.39)$$

Расчет:

$$p_{\text{уд}} = \frac{109,48}{1,12 \cdot 0,4} = 244,38 \text{ кПа} \quad (3.40)$$

$$U = 3,14 \cdot 136,4 \cdot \frac{1,12}{30} = 15,99 \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (3.41)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 15,99 = 463,7 \text{ кПа} \quad (3.42)$$

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

Расчет сегментного подшипника:

$$h_{\text{п}} = 400 \text{ мм}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_{\text{сег}} = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)}, \text{ кН} \quad (3.43)$$

где $a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{сег}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.44)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м} \quad (3.45)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.46)$$

Расчет:

$$a = \frac{360^{\circ}}{8} = 45^{\circ} \quad (3.47)$$

$$R_{\text{сег}} = \frac{109,48}{1+2 \cdot \cos(45^{\circ})+2 \cos(90^{\circ})} = 94,83 \text{ кН} \quad (3.48)$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,90 \cdot 3,14 \cdot \frac{1,12}{8} = 0,40 \text{ м} \quad (3.49)$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{94,83}{0,40 \cdot 0,4} = 599,22 \text{ кПа} \quad (3.50)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 15,99 = 799,49 \text{ кПа} \quad (3.51)$$

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

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

3.10 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины определяется в соответствии с ОСТ 108.023.105-84 [6].

При диаметре $D_1 = 6,6$ м и зонтичном типе генератора выбираем схему компоновки турбины, при которой подпятник расположен на опоре, установленной на крышке гидротурбины, а верхний подшипник генератора расположен в верхней крестовине. Наглядно схема компоновки представлена на рисунке 3.3.

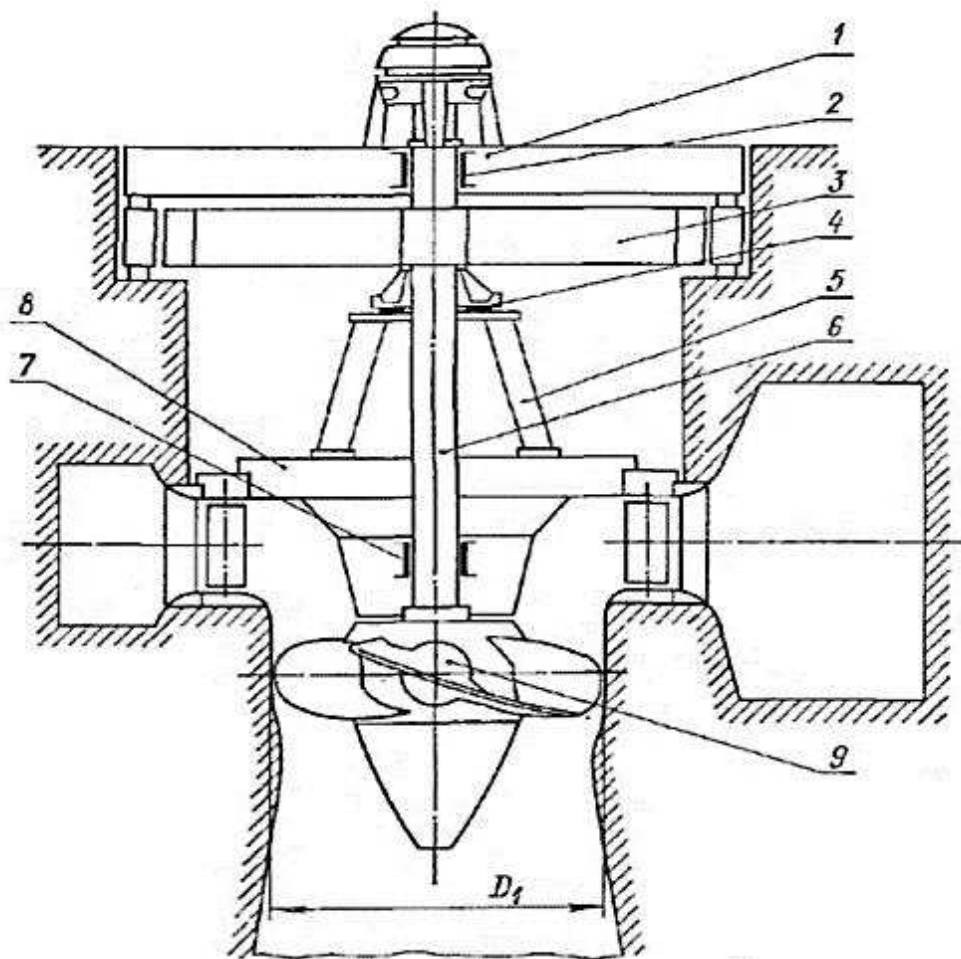


Рисунок 3.3 – Конструктивная схема компоновки гидротурбины

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Олекминской 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. Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистемы.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчёта, следовательно, для Олекминской ГЭС рассмотрим две схемы, с объединёнными и укрупненными блоками и на основании расчётов сделаем окончательный выбор типа блоков.

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбираем трансформаторы собственных нужд, по одному на каждый генератор. В соответствии с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды мощной станции равна 0,5% от $\sum P_{уст}$:

$$S_{сн} = 0,005 \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi} = 0,005 \cdot \frac{672000}{0,85} = 3953 \text{ кВА}, \quad (4.1)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность станции;
 $\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора.

Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

По каталогу «СВЭЛ» [2], выбираем трансформатор ТС-6300/13,8 УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТС-6300/13,8 УЗ

$S_{ном}$, МВА	U , кВ		$U_{кз}$, %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	Стоимость, млн. руб.
	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ				
6,3	13,8	6	7,0	10,5	42	24

$$S_{ТСН} = 6300 \text{ кВ} \cdot \text{А} \geq S_{сн} = 3953 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов

1. Для схемы с единичными блоками

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{112 - 672 \cdot 0,005}{0,85} = 112,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбирается силовой трансформатор без регулирования напряжения с системой охлаждения вида «ДЦ», предназначены для работы в блоке с генератором ТДЦ-125000/5000-У1, СТО 15352615-024-2012. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 –Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/500-У1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	250
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	525
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	13
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	600
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{хх}}$	кВт	250
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,45
Стоимость	$K_{\text{м}}$	млн.руб	402

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.4)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729\text{ч}; \quad (4.5)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов [12, табл. 6.5];

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

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

$T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8729 = 2182,25 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{105}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 377,16 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.7)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$U_{(1)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 2182,25 + 1,1 \cdot 10^{-2} \cdot 377,16 = 23,79 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.8)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [13], равный $0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч), $\beta_2 = 1,1 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для шести блоков величина издержек:

$$U_{(2)} = U_{(1)} \cdot 6 = 23,79 \cdot 6 = 142,73 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.9)$$

2. Для схемы с укрупнёнными блоками

$$S_{\text{рас}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{112 - 0,005 \cdot 672}{0,85} = 255,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.10)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбирается силовой трансформатор без регулирования напряжения с системой охлаждения вида «ДЦ», предназначены для работы в блоках электростанций ТДЦ-400000/500-У1, СТО 15352615-024-2012. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-400000/500- У1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$	МВ·А	400
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{ВН}}$	кВ	525

Продолжение таблицы 4.3

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	13
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	800
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{хх}}$	кВт	350
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,4
Стоимость	K_m	млн.руб	606

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,35 \cdot 8729 = 3055,15 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.11)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,8}{2} \cdot \left(\frac{255,6}{400} \right)^2 \cdot 2405 = 392,88 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$U_{(3)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 3055,15 + 1,1 \cdot 10^{-2} \cdot 392,88 = 31,82 \text{ тыс. руб./год} \quad (4.13)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [4], равный $0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс.руб./(МВт · ч), $\beta_2 = 1,1 \cdot 10^{-2}$ тыс.руб./(МВт · час).

Для трех блоков величина издержек:

$$U_{(4)} = U_{(3)} \cdot 3 = 31,82 \cdot 3 = 95,45 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.14)$$

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\text{г}} \cdot \left(\frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} \right) = 6 \cdot \left(\frac{112 - 0,005 \cdot 672}{0,85} \right) = 786,64 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.15)$$

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{k \cdot P_{\text{нат}} / \cos\varphi_c} + 1 = \frac{786,64}{1 \cdot 900 / 0,85} + 1 = 1,87. \quad (4.16)$$

Принимается число ВЛ 500 кВ равным $n_{л} = 2$.
Рабочий ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{786,64}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 500} = 454 \text{ А}. \quad (4.17)$$

Расчётный ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 454 = 477 \text{ А}, \quad (4.18)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки [3, с 91];

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации [3, табл. 3.13].

По величине расчётного тока выбираем провод АС-500/64, которому соответствуют следующие характеристики [3, табл. 3.15].

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 945 \text{ А}$;

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{786,64}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,908 \text{ кА}. \quad (4.19)$$

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

4.4 Выбор схемы распределительного устройства

Так как проектируемая станция имеет мощность 672 МВт, и должна иметь возможность подключения цифровых устройств, целесообразно применить КРУЭ 500кВ.

Принимается полуторная схема (приложение Г, рисунок Г.1 и Г.2).

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы отличаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K_i = n \cdot K_T + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + m \cdot K_{\text{ТСН}}, \quad (4.20)$$

где $K_{\text{КРУЭ}}$ - расчетная стоимость КРУЭ
 K_T - расчетная стоимость силового трансформатора
 $K_{\text{ТСН}}$ - расчетная стоимость силового трансформатора
 n – количество трансформаторов
 m – количество ТСН
 t - количество ячеек ОРУ

$$t = \alpha + \beta + 2 = 6 + 2 + 2 = 10 \text{ (1 случай)}$$

$$t = \alpha + \beta + 2 = 3 + 2 + 2 = 7 \text{ (2 случай)}$$

где α – количество вводных присоединений
 β – количество линий
Капиталовложения K_1^{220} для схемы с единичными блоками:
 $K_1^{220} = 5350065$ тыс. руб
Капиталовложения K_2^{220} для схемы с укрупненными блоками:
 $K_2^{220} = 3900278$ тыс. руб.
Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.21)$$

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

$$Z_1 = 0,15 \cdot 5350065 + 142,73 = 802652 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 3900278 + 95,45 = 585137 \text{ тыс. руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{802652 - 585137}{802652} \cdot 100\% = 27,1 \%. \quad (4.22)$$

Схема с укрупненным блоком является более экономически целесообразной, однако, для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем вариант с одиночным блоком.

4.6 Расчёт токов короткого замыкания

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.
Сопротивления синхронного генератора:

$$x_\Gamma = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,27 \cdot \frac{13,8^2}{131,8} = 0,419 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

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

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,419}{314 \cdot 0,045} = 0,03 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;
 $T_{a,\Gamma}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей,
равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{кз}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{525^2}{250} = 143,33 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

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

$$r_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,38 \cdot \frac{525^2}{250^2} = 2,65 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

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

Сопротивления ВЛ 500 кВ:

$$x_{\text{ВЛ}} = x_{o,\text{уд}} \cdot l = 0,304 \cdot 25 = 3,8 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где $x_{o,\text{уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;
 l – длина ВЛ;

$$r_{\text{ВЛ}} = r_{o,\text{уд}} \cdot l = 0,0197 \cdot 25 = 0,25 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где $r_{o,\text{уд}}$ – удельное активное сопротивление ВЛ.

Сопротивление системы:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{б1}}^2}{S_{\text{к.з}}} = \frac{515^2}{400} = 663,06 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

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

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{663,06}{0,035 \cdot 314} = 60,33 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

ЭДС генераторов:

$$E_r = E''_* \cdot U_{62} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ,} \quad (4.31)$$

где U_{62} – базисное напряжение генератора;
 E''_* – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.
 ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{61} = 1 \cdot 515 = 515 \text{ кВ,} \quad (4.32)$$

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

Коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{525} = 0,026. \quad (4.33)$$

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, а исходных данных по ветвям – на рисунке 4.2.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Г2		14
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Г3		14
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Г4		14
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Г5		14
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Г6		14
7	<input type="checkbox"/>			y	7	БЛОК 1		14
8	<input type="checkbox"/>			y	8	БЛОК 2		14
9	<input type="checkbox"/>			y	9	БЛОК 3		14
10	<input type="checkbox"/>			y	10	БЛОК 4		14
11	<input type="checkbox"/>			y	11	БЛОК 5		14
12	<input type="checkbox"/>			y	12	БЛОК 6		14
13	<input type="checkbox"/>			y	13	КРУЭ		515
14	<input type="checkbox"/>			y	14	СИСТЕМА		515

Рисунок 4.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/r
1			Выкл	Выкл	1	7			Г1 - БЛОК 1							
2			Выкл	Выкл	2	8			Г2 - БЛОК 2							
3			Выкл	Выкл	3	9			Г3 - БЛОК 3							
4			Выкл	Выкл	4	10			Г4 - БЛОК 4							
5			Выкл	Выкл	5	11			Г5 - БЛОК 5							
6			Выкл	Выкл	6	12			Г6 - БЛОК 6							
7			Тр-р	Тр-р	7	13			БЛОК 1 - КРУЭ	2,65	143,33					0,026
8			Тр-р	Тр-р	8	13			БЛОК 2 - КРУЭ	2,65	143,33					0,026
9			Тр-р	Тр-р	9	13			БЛОК 3 - КРУЭ	2,65	143,33					0,026
10			Тр-р	Тр-р	10	13			БЛОК 4 - КРУЭ	2,65	143,33					0,026
11			Тр-р	Тр-р	11	13			БЛОК 5 - КРУЭ	2,65	143,33					0,026
12			Тр-р	Тр-р	12	13			БЛОК 6 - КРУЭ	2,65	143,33					0,026
13			ЛЭП	Выкл	13	14			КРУЭ - СИСТЕМА	0,25	3,80					

Рисунок 4.2 – Исходные данные по ветвям

На рисунке 4.3 изображены исходные данные по генераторам.

	S	s0	N	Название	N уз...	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,030	0,419	0,030	0,419	0,089	1,257	15,594
2			2	Г2	2	0,030	0,419	0,030	0,419	0,089	1,257	15,594
3			3	Г3	3	0,030	0,419	0,030	0,419	0,089	1,257	15,594
4			4	Г4	4	0,030	0,419	0,030	0,419	0,089	1,257	15,594
5			5	Г5	5	0,030	0,419	0,030	0,419	0,089	1,257	15,594
6			6	Г6	6	0,030	0,419	0,030	0,419	0,089	1,257	15,594
7			7	Система	14	60,330	663,060	60,330	663,060	60,330	663,060	515,000

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 500 кВ соответственно.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	1					21,4809	-85,96

Рисунок 4.4 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на выводах генераторов

S	№	№ сост	Тип	П 1	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	13		14,7371	-88,81

Рисунок 4.5 – Результат расчёта трехфазного КЗ на КРУЭ

На рисунке 4.6 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на КРУЭ 500 кВ.

S	№	№ сост	Тип	П 1	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1		1ф	13		7,3365	-88,80			7,3365	-88,80			7,3365	-88,80

Рисунок 4.6 – Результат расчёта однофазного КЗ на КРУЭ 500 кВ

4.6.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Тип ТКЗ	$I_{п.о}, \text{кА}$	i_y
1ф	КРУЭ 500 кВ	22,01	57,58
3ф	КРУЭ 500 кВ	14,74	38,56
3ф	Вывода генераторов 13,8кВ	21,48	60,03

$I_{\text{КРУЭ}}^{(1)} = 22,01 \text{ кА} > I_{\text{КРУЭ}}^{(3)} = 14,74 \text{ кА}$, следовательно, величина тока однофазного КЗ на КРУЭ 500кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.7 Выбор и проверка оборудования

Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе электрических аппаратов необходимо обеспечить выполнение нескольких требований:

1. Длительное проведение рабочих токов без чрезмерного повышения температуры;
2. Противостояние кратковременным электродинамическим и тепловым действиям токов КЗ;
3. Выдерживание механических нагрузок, удовлетворение требованиям экономичности.
4. 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:

$$I_{Г\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{Г,\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 5,51 = 5,79 \text{ кА}; \quad (4.34)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,\text{НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{98,8}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,25 \text{ кА}; \quad (4.35)$$

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

$$I_{Л\text{ раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{131,8}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 525} = 0,152 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

Расчетный ток утяжеленного режима при отключении одной линии:

$$I_{Л\text{ раб.утяж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{Л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{786,64}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 515} = 0,882 \text{ кА}. \quad (4.37)$$

4.7.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

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.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-15-50/6300 и разъединитель РВР-20/8000 МУЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15-50/6300	Разъединитель РВР-20/8000 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{Г,\text{раб}} = 5170 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 8000 \text{ А}$

Продолжение таблицы 4.5

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15-50/6300	Разъединитель РВР-20/8000 МУЗ
$I_{n0} = 37,29 \text{ кА}$	$I_{пс.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{эл.ст} = 250 \text{ кА}$
$i_y = 94,92 \text{ кА}$	$i_{пик.скв} = 130 \text{ кА}$	$I_{т.ст} = 100 \text{ кА}$
	$I_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$	$t_{откл} = 3 \text{ с.}$
$V_{к,расч} = I_{n0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 37,29^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 125,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 100^2 \cdot 3 = 3000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В·А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С).

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а, следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.7.2.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ЦТТ-20кВ. Производитель ООО «ПРОФОТЕК». Проверка трансформатора тока ЦТТ-20кВ представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ЦТТ-20кВ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5788 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-15 кВ. Производитель ЗАО «ГК Электрощит». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-15 кВ представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 20 УХЛ1 фирмы ОАО «УралЭнерго».

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. Подстанция с модулем КРУЭ занимает 5–10% площади подстанции с открытым распределительным устройством. Благодаря такой компактности подстанция может быть размещена в густонаселенных районах, гористой местности и т.д.

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF_6) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для рассмотрения выбираем ячейку КРУЭ АBB ELK 3 производства «АBB». Данные по выбору КРУЭ 500 кВ представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору КРУЭ 220кВ

Расчетные данные	Каталожные данные Ячейка АBB ELK 3
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 152 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 4.9

Расчетные данные	Каталожные данные Ячейка АBB ELK 3
$I_{по} = 22,01 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 57,58 \text{ кА}$	$I_{терм} = 63 \text{ кА}$
	$t_{терм} = 3 \text{ с}$
$V_{к.расч} = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 22,01^2 \cdot (0,08 + 0,01)$ $= 43,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ АBB ELK 3 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. Технические характеристики ячейки КРУЭ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Технические характеристики ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 500$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	550
Номинальный ток отключения выключателя, кА	63
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	
Ток электродинамической стойкости, кА	$I_d = 170$
Ток термической стойкости, кА	$I_T = 63$
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	740
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	1250
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, кА	
Линейной ячейки	4
Сборных шин	6,3

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования. Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные. На генераторном напряжении:

$$I_{нз}^{(1)} = \frac{P_{ном} / \cos\varphi}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{112/0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,51 \text{ кА}. \quad (5.1)$$

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

$$I_{нз}^{(2)} = \frac{K_{сх} I_{нз}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{1 \cdot 5,513}{6000/5} = 4,59 \text{ А}. \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{ном,ТВ} = \frac{I_{ном,рот}}{1,2255} \cdot U_{ном,рот} = \frac{2000}{1,2255} \cdot 500 = 816 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 1000 кВА. Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{ВН ТВ} = \frac{S_{ном,ТВ}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 41,84 \text{ А} \quad (5.4)$$

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ-900/110-44– 131,8 МВ·А:

– Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);

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

Защиты силового трансформатора ТДЦ-250000/500-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 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 500 кВ:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 500 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500кВ).

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 таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-900/110-44
мощность номинальная	полная	131,8 МВА
	активная	112 МВт
номинальное напряжение		13,8 кВ
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота		50 Гц
частота вращения		142,86 об/мин
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		5513 А
ток ротора при номинальной нагрузке		2000 А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		500 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	
	переходное $X'd$	0,21
	сверхпереходное $X''d$	0,19
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		
емкость обмотки статора		мкФ/фазу

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-250000/500-У1

Тип	ТДЦ-250000/500-У1
мощность номинальная	250 МВА
номинальное напряжение	525/13,8 кВ
напряжение короткого замыкания	13 %
группа соединений	D/УН-11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТС-6300/13,8
мощность номинальная	6,3 МВА
номинальное напряжение	13,8/0,4 кВ
напряжение короткого замыкания	7 %
группа соединений	D/УН-11

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора: $I_{ном} = 4947$ А.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{ном} = 0,05 \cdot I_{ном}, \quad (5.5)$$

$$I_{НБ(Н)} = 275,63 \text{ А}$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{ном} = 0,1 \cdot I_{ном} = 0,1 \cdot 5513 = 5,513 \text{ А} \quad (5.6)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

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

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{max}, \quad (5.7)$$

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

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

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

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

$$I_{\max} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,13}{0,29} \cdot 5513 = 21480 \text{ А} \quad (5.8)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,29} \cdot 5513 = 2148,03 \text{ А}. \quad (5.9)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;
 $I_T = I_{\max} = 21480 \text{ А}$

Тогда:

$$K_T > \frac{2148,03 \cdot 2}{21480} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

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

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

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

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

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

Принимаем уставку: $I_{\text{ОТС}} = 6 \cdot I_{\text{ном}} = 6 \cdot 5513 = 33076 \text{ А}$.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1.

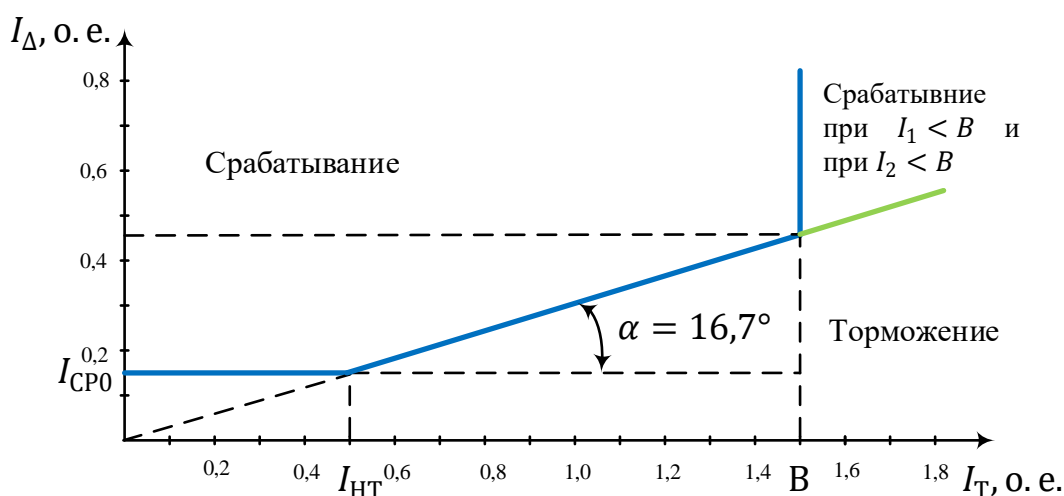


Рисунок 5.1 – Защита действует на отключение генератора, гашение полей, остановку турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора

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

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

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

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

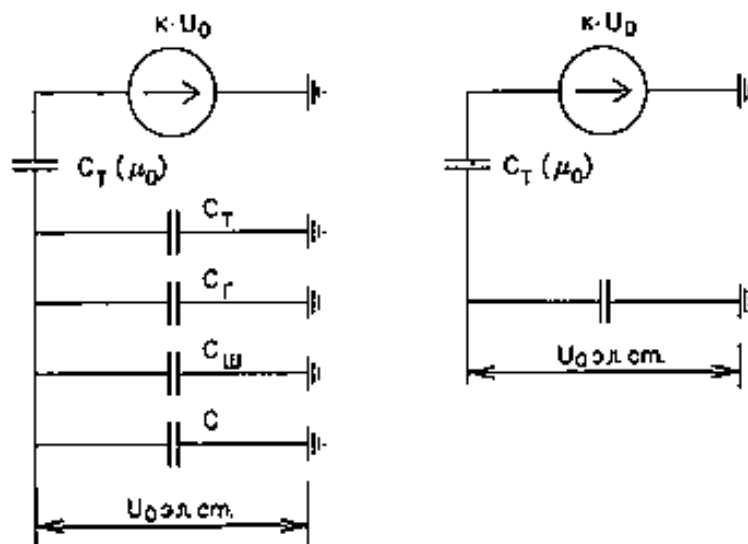


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,7 + 0,08 + 0,25 = 0,965 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.13)$$

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

$C_{Г}$ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,7 мкФ/фазу;

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

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

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

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 44260 \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 272 \text{ В}. \quad (5.14)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{НОМВН} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}, \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,5 \text{ А}. \quad (5.16)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{U_{0ЭЛСТ}}{n_{ТН}}, \quad (5.17)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 272}{10,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)}$$

$$U_{CP} \geq 2,36 \text{ В}.$$

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

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

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

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

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

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

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

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.3.3 Защита от повышения напряжения ($U1 >$), ($U2 >$)

1) Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

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

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:

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

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

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

5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_N – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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

Защита включает в себя следующие органы :

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

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

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

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 $t_{\text{макс}} = 700$ с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21 \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,18, \quad (5.24)$$

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

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,15^2} \approx 1330 \text{ с} \quad (5.26)$$

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

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

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.28)$$

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

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность t , (с)	30	83	120	188	333	750

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

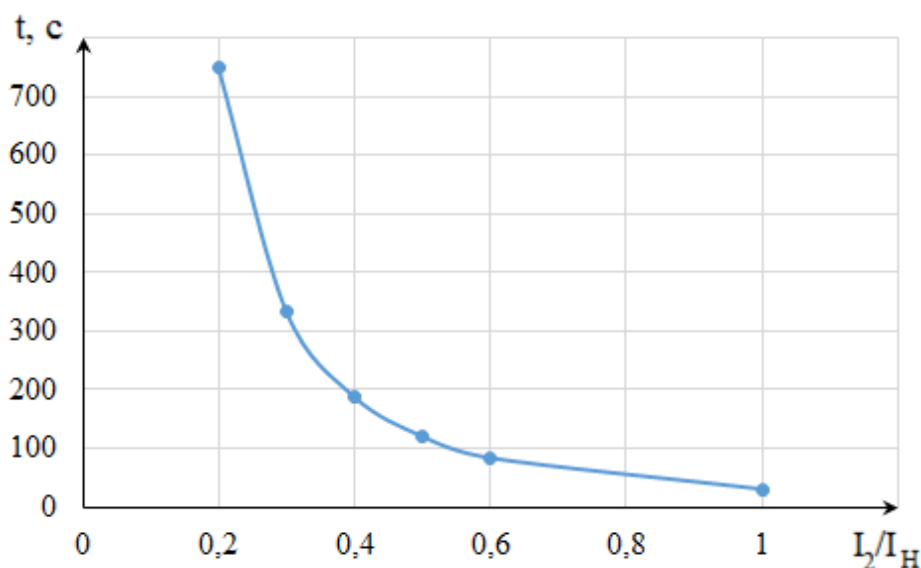


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий I_2

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20$ с, $t_{\text{макс.}} = 700$ с.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d_{ВН}}'' + X_{Т} + X_{Л})}, \quad (5.29)$$

где $X_{Л}^* = X_{Л} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 34,8 \cdot \frac{37,5}{230^2} = 0,025;$

где $X_{d_{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,24 \cdot \left(\frac{230}{10,5}\right)^2 = 115,16$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_{Т}$ – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_{Т} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{37,5}{40} = 0,108$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (115,16 + 0,108 + 0,025)} = 0,0033 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0033 \cdot 2 \cdot \frac{230}{10,5} = 0,15 \quad (5.31)$$

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

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

5.3.5 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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.32)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_{\text{В}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.33)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (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.

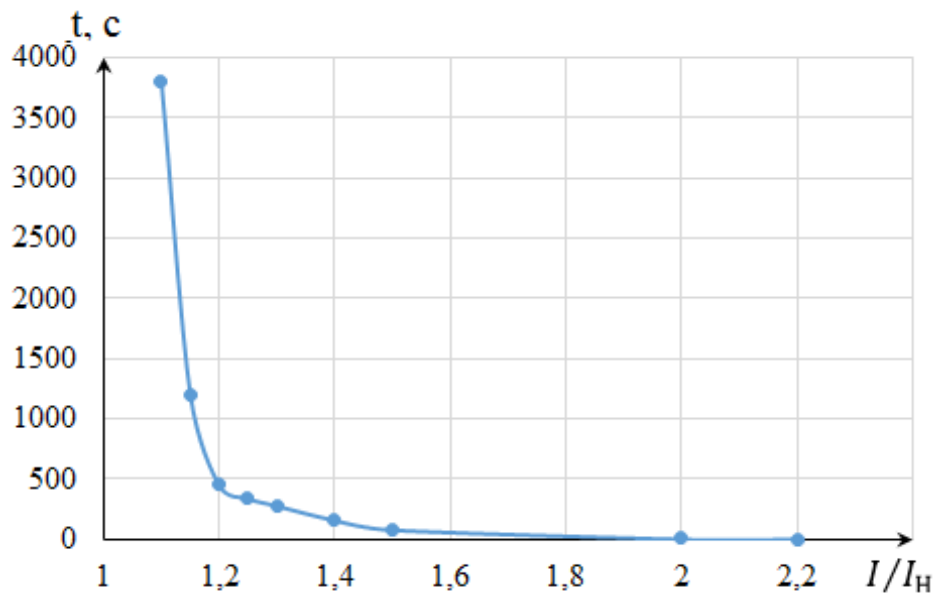


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.34)$$

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

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.35)$$

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

5.3.6 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{H \text{ РОТ}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.36)$$

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:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.37)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.6, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.6 – 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:

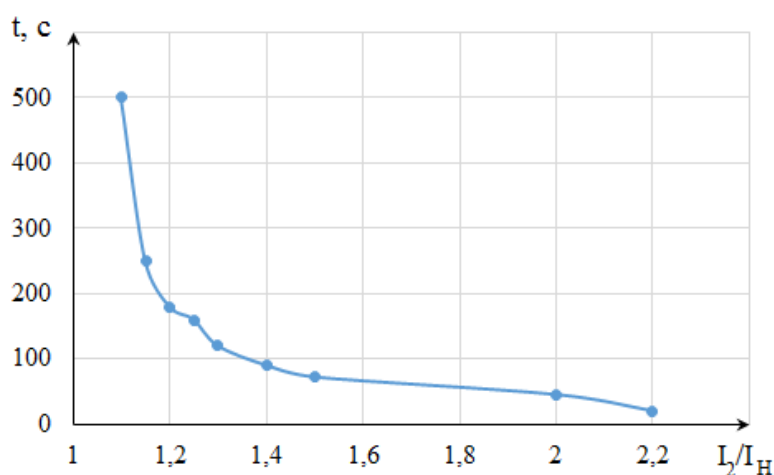


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.38)$$

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

5.3.7 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:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 152,09 + \frac{0,8}{2} \cdot 34,8 = 135,6 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,115 \cdot 230^2}{40} = 152,09 \text{ Ом}. \quad (5.40)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{37,5}{40} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{37,5}{230^2} \cdot 34,8 = 0,096, \quad (5.41)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,096 \cdot 2,94 = 0,282 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{37,5} = 2,94.$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,282 \cdot \frac{\frac{2500}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,34 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,34 \text{ Ом.}$

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2060} = 2,94 \text{ Ом,} \quad (5.44)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,19 - 0,95}{1,05} = 3,27, \quad (5.45)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.,} \quad (5.46)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337, \quad (5.47)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,31^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.47)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{37,5} = 1,03 \text{ Ом}. \quad (5.48)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,03 \cdot 2500/5}{10500/100} = 4,91 \text{ Ом}, \quad (5.49)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,91 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,20 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,74 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

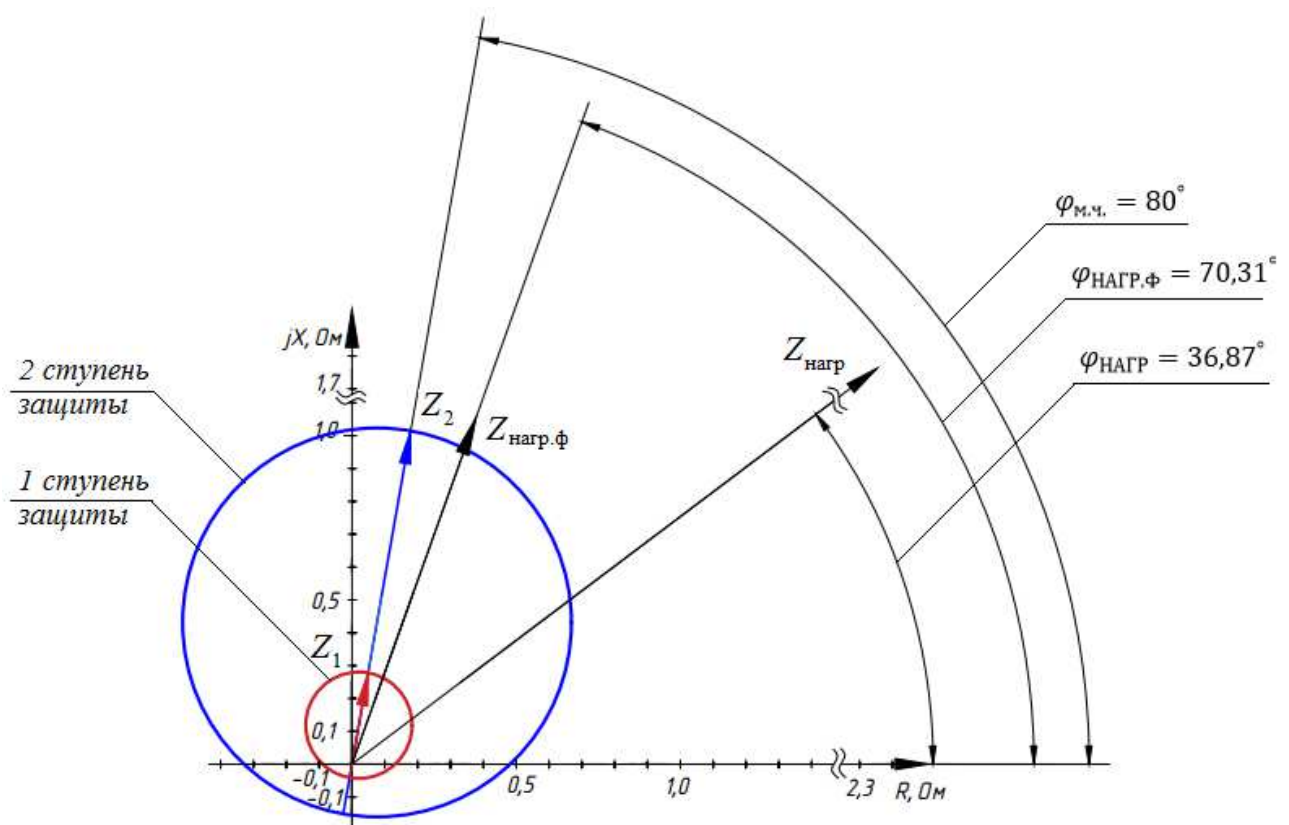


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Олекминская 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.

5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

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

6 Компонровка и состав сооружений гидроузла

Первоначально необходимо определить класс ГТС проектируемого сооружения. Класс ГТС назначают в соответствии с [31]. Критерии выбора класса ГТС представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерий	Параметр	Класс
Тип грунта основания и высота сооружения	Скальный, 63 м	II
Мощность	627 МВт	II
Изолированность от энергетических систем	В системе	
Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС	до 3000	II

При сопоставлении критериев выбирается наивысший класс сооружения. По данным таблицы 6.1 принимаем для проектируемого гидротехнического сооружения II класс.

6.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

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

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

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

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

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

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где $v = 23$ м/с – расчетная скорость ветра;
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 2,64 \cdot 10^{-6}; \quad (6.4)$$

$L = 3950$ м – длина разгона волны;

α_w – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha_w = 0$);

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{110 - 47}{2} = 31,5 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,37 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{23^2 \cdot 3950}{9,81 \cdot 31,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,0228 \text{ м.}$$

Для нахождения k_i найдём безразмерные величины $\frac{g \cdot L}{v^2}$, $\frac{g \cdot t}{v}$:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 6200}{23^2} = 57,3; \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{23} = 8149,85, \quad (6.7)$$

где t – период действия ветра, принимается равным $t = 21600$ с.

По верхней огибающей кривой графика снимаем величины $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$ для полученных значений $\frac{g \cdot L}{v^2}$ и $\frac{g \cdot t}{v}$, результаты которых представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты, полученные из графика

Параметр	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 114,98$	$\frac{g \cdot t}{v} = 9212,87$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,3	4
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,012	0,08

Принимаем наименьшие значения параметров, определенных из графика и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,018 \cdot v^2}{g} = 0,83 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,6 \cdot v}{g} = 3,45 \text{ с.} \quad (6.9)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = 18,54 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}; 31,5 \geq 9,72 \text{ условие выполняется, значит, зона глубоководная.}$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,05 \cdot 0,83 = 1,74 \text{ м.} \quad (6.11)$$

где $k_i = 2,05$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{v^2}$.

Превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,0228 + 1,74 + 0,7 = 2,46 \text{ м}$$

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины равна:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 180 + 2,46 = 182,46 \text{ м}$$

Принимаем $\nabla_{\text{ГБП}} = 183 \text{ м.}$

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водобросную плотину:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{max.осн}} - (n - 2) \cdot Q_{\text{осн.га}} - Q_c \quad (6.12)$$

где $Q_{\text{max.осн}}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для 2 класса сооружений;

n – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{\text{осн.га}}$ – пропускная способность одного агрегата при основном расчетном случае;

Q_c – объем стока за период сработки.

$$Q_{\text{осн.расч}} = 3247 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.13)$$

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

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = v_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 3,24 = 16,2 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.14)$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина воды в НБ, определяемая по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$, при $Q_{\text{max.осн}}$;

$v_{\text{доп}}$ – допустимая скорость на рисберме, равная 5 м/с.

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 16,2 = 20,3 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.15)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = 160,37 \text{ м}.$$

Принимаем 13 пролетов шириной 14 метров, т.к. число пролетов больше 6, то принимается также 1 дополнительный пролет.

Расчетная ширина водосливного фронта:

$$B = n \cdot b = 13 \cdot 14 = 182 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где n – число пролётов;

b – стандартная ширина пролёта, принимается 14 м.

Поверочная ширина водосливного фронта:

$$B' = n \cdot b = 12 \cdot 16 = 192 \text{ м}. \quad (6.17)$$

6.2.2 Расчёт аварийного водосброса (глубинных водовыпусков)

Принимается диаметр водовыпускного отверстия 5 м.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО:

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{Пол галереи}} + h + \left(\frac{D}{2} + 2\right) = 125 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где h – высота галереи.

Напор над центром выходного сечения водовыпуска Н:

$$H = \frac{H_{ПУ} + H_{МО}}{2} - \nabla ЦО = \frac{180 + 163,19}{2} - 125 = 46,6 \text{ м}, \quad (6.19)$$

Необходимо определить расход через отверстие:

$$Q_{ВВ} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 19,635 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46,6} = 474,9 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.20)$$

где μ – коэффициент расхода, равный 0,8;

ω – площадь водовыпускного отверстия диаметром 5,0 м.

Далее нужно определить количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{Q_{ВВ}} = \frac{836,4}{474,9} = 1,76. \quad (6.21)$$

Принимается 3 отверстия диаметром 5 м.

6.2.3 Определение отметки гребня водослива

Определяем напор на гребне водослива без учёта сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3247}{0,49 \cdot 176 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,17 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \sigma_n \cdot \sigma_H \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.23)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

σ_H – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\sigma_H = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (13-1) \cdot 0,45}{13} \cdot \frac{9,16}{14} = 0,98, \quad (6.24)$$

где b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

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

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{3247}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 176 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,24 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива определяется как:

$$H_B = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.25)$$

$$\text{где } v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.26)$$

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

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_0 = \frac{10948}{(110-47)(182+(13-1) \cdot 3)} = 0,80 \text{ м/с.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H_B = 4,24 - \frac{1,1 \cdot 0,24^2}{2 \cdot 9,81} = 4,23 \text{ м.}$$

Стандартное значение $H_{\text{ст}} = 5 \text{ м}$.

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 180 - 5 = 100 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6H_{\text{ст}} = 175 + 1,6 \cdot 5 = 183 \text{ м.} \quad (6.28)$$

За отметку плотины принимаем: $\nabla_{\text{ГБ}} = 183 \text{ м}$.

6.2.4 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Поверочный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{max.пов}} - (n - 2) \cdot Q_{\text{пов.га}} - Q_c; \quad (6.29)$$

где $Q_{max.пов}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений;
 n – количество гидроагрегатов на станции;
 $Q_{пов.га}$ – пропускная способность одного агрегата при поверочном расчетном случае.

$$Q_{р.пов} = 3247 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3247}{0,49 \cdot 176 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,17 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \sigma_n \cdot \sigma_H \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.31)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;
 σ_H – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\sigma_H = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (10-1) \cdot 0,45}{11} \cdot \frac{4,17}{11} = 0,98, \quad (6.32)$$

где b – ширина пролёта;
 n – число пролётов;
 $\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;
 $\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$H_{02} = \left(\frac{4098}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 176 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,67 \text{ м}.$$

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

$$H_{пов} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_{0пов}^2}{2g}, \quad (6.33)$$

$$\text{где } v_{0пов} = \frac{Q_{р.пов}}{(\nabla ФПУ - \nabla ДНО)(B + (n-1) \cdot \delta_B)}. \quad (6.34)$$

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_{\text{пов}} = \frac{4098}{(180 - 117)(176 + (11 - 1) \cdot 4)} = 0,27 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов}} = 4,67 - \frac{1,1 \cdot 0,27^2}{2 \cdot 9,81} = 4,66 \text{ м.}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 175 + 4,66 = 179,66 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Принимаем отметку $\nabla\text{ФПУ} = 181 \text{ м.}$

6.2.5 Построение оголовка водослива по Кригер - Офицеру

Очертание оголовка строится по координатам Кригера – Офицерова (таблица 6.2), где координаты, представленные в [33, табл. 6-12], перемножаются на $H_{\text{ст}} = 10 \text{ м.}$

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

x	y	x	y	x	y	x	y
0,00	0,63	5,00	1,28	10,00	6,18	15,00	14,12
0,50	0,18	5,50	1,61	10,50	6,85	15,50	15,07
1,00	0,04	6,00	1,97	11,00	7,54	16,00	16,04
1,50	0,00	6,50	2,38	11,50	8,27	16,50	17,03
2,00	0,03	7,00	2,82	12,00	8,97	17,00	18,05
2,50	0,14	7,50	3,31	12,50	9,80	17,50	19,09
3,00	0,30	8,00	3,82	13,00	10,61	18,00	20,16
3,50	0,50	8,50	4,37	13,50	11,45	18,50	21,25
4,00	0,73	9,00	4,94	14,00	12,31	19,00	22,36
4,50	0,99	9,50	5,54	14,50	13,20	19,50	23,49
						20,00	24,69

6.2.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Принимаем сопряжение бьефов с донным режимом. Определим параметры гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{осн.расч.}}^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}}, \quad (6.36)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3247^2}{(192+44)^2 \cdot 9,81}} = 2,77 \text{ м}$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{13,8}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (63 - 0)}} = 0,43 \text{ м} \quad (6.37)$$

где q_c – удельный расход в сжатом сечении:

$$q_c = \frac{Q_{расч}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{3247}{192 + (12-1) \cdot 4} = 13,8 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}. \quad (6.38)$$

Уточним величину первой сопряженной глубины:

$$h'_c = \frac{13,8}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (63 - 0,43)}} = 0,44 \text{ м}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left[\sqrt{1 + 8 \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right] = \frac{0,44}{2} \left[\sqrt{1 + 8 \left(\frac{2,77}{0,44} \right)^3} - 1 \right] = 9,65 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_c = 9,65 \text{ м} > h_{НБ} = 3,24 \text{ м}$, то имеем отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается. Так как, рассматриваемая плотина высотой более 40 м находится на скальном основании, а также расположена не в узком створе, то применяется гашение энергии потока способом свободно отброшенной струи.

6.2.7 Расчет носка трамплина и дальности отлета струи

Из рекомендаций отметка носка принимается выше максимальной отметки нижнего бьефа.

Высота от дна до носка:

$$a = h_{НБQ0,01\%} + 1 = 3,24 + 1 = 4,24 \text{ м}. \quad (6.40)$$

Отметка носка:

$$\nabla\text{НОС} = \nabla\text{ДНО} + a = 117 + 4,24 = 121,24 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Определим напор воды на носке:

$$z_{\text{H}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НОС} = 180 - 124,24 = 58,76 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Далее, используя величину напора на носке, определим скорость потока на нем:

$$v_{\text{H}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_{\text{H}}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 58,76} = 30,56 \text{ м/с.} \quad (6.43)$$

Определим дальность отлета струи:

$$L = K_{\text{a}} \cdot z_{\text{H}} \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_{\text{H}}} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0,5} + 1 \right), \quad (6.45)$$

где α – угол наклона носка, $\alpha = 30^\circ$;

$K_{\text{a}} = 0,8$ – коэффициент аэрации, принимаемый исходя из числа Фруда:

$$Fr = \frac{v_{\text{H}}^2}{g \cdot h_{\text{H}}} = \frac{30,56^2}{9,81 \cdot 0,66} = 143,65 \geq 35, \quad (6.46)$$

где h_{H} – высота потока воды на носке, определяется по формуле:

$$h_{\text{H}} = \frac{q_{\text{B}}}{v_{\text{H}}} = \frac{20,25}{30,56} = 0,66 \text{ м.} \quad (6.47)$$

$$\begin{aligned} L &= 0,8 \cdot 58,76 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(\left(1 + \left(\frac{59,8}{59,76} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30} \right)^{0,5} + 1 \right) = \\ &= 67,3 \text{ м.} \end{aligned}$$

Целесообразно выбирать профиль обеспечивающий отлет струи на расстояние больше 0,4 от z_0 – напора создаваемого плотиной, а также с наименьшей высотой носка.

$$L > 0,4 \cdot Z_0, \quad (6.48)$$

$$67,3 \text{ м} > 23,9 \text{ м}$$

Определим глубину размыва:

$$H_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}}, \quad (6.49)$$

где t определяется как:

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_{\text{н}} = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{143,65}) \cdot \sqrt{143,65} \cdot \sqrt[4]{\frac{3,24}{1}} \cdot 0,66 = 17,6 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.50)$$

где d – средняя крупность грунта, принимаем $d = 1$ м

Тогда:

$$H_{\text{раз}} = 17,6 - 3,24 = 14,37 \text{ м}.$$

Определим расстояние от плотины центра размыва ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (6.51)$$

где

$$\begin{aligned} \text{tg}\alpha_1 &= \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{нб}})}{v_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\ &= \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,66 \cdot \cos 30^\circ + 4,24 - 3,24)}{30,56^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,608, \end{aligned} \quad (6.52)$$

Тогда:

$$L_1 = 67,3 + \frac{17,6}{0,608} = 96,2 \text{ м}.$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_p = 2,5 \cdot 2,77 + 3,7 \cdot 14,37 = 60,1 \text{ м}. \quad (6.53)$$

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу. Данный профиль представлен на рисунке Д.2 приложения Д.

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Заложение низовой грани на первоначальном этапе можно принять равным 0,67-0,7.

Высота плотины h равна:

$$h_{пл} = \nabla НПУ - \nabla ПОД = 180 - 115 = 65 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Ширина подошвы:

$$B_{п} = (0,67 \div 0,7)h_{пл} = (0,67 \div 0,7) * 65 = 43,55 \div 45,5 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Для обеспечения устойчивости плотины в полной мере, принимается ширина подошвы плотины $B_{п} = 52 \text{ м.}$

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:

$$B_{бс} = b + \delta_{б} = 16 + 4 = 20 \text{ м,} \quad (6.56)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;
 $\delta_{б}$ – 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 форму в виде полукруга. 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, под защитой которых выполняются ремонтные работы. Затвор представляет собой

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

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,7x2,0 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5x1,0 м.

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

6.3.4 Устои

На Олекминская ГЭС предусмотрены два устоя.

Первый разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС. Конструктивно длина устоя принимается 120 м, ширина 2 м. Вторым сопрягающий устой предназначен для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 10 м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3x3,5 м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2x2,5 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.

Дренаж в теле плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{ср.м}}, \quad (6.57)$$

$$a_{др} \geq \frac{63 \cdot 1,25}{25}$$

$$a_{др} \geq 3,024 \text{ м,}$$

где $a_{др}$ – расстояние от напорной грани до оси дренажа,

$H_{др}$ – напор над расчетным сечением,

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 25$)

$$H_{др} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 180 - 117 = 63 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 3,5 м.

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 7,5 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 8 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 19,5 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:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{п} = (0,10 \div 0,25) \cdot 46 = 4,6 \div 11,5 \text{ м,} \quad (6.59)$$

где $B_{п}$ - ширина подошвы плотины,

Принимается $l_3 = 5$ м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (180 - 117) = 37,8 \text{ м,} \quad (6.60)$$

где H_d – максимальный напор над расчетным сечением.

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

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.61)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе,

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 15$)

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d = 37,8 \text{ м.} \quad (6.62)$$

$$\delta_3 \geq \frac{37,8 \cdot 1,25}{15}. \quad (6.63)$$

$\delta_3 \geq 3,04$ м, принимается 3,5 м.

Глубина дренажных скважин равна:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 37,8 = 22,7 \text{ м}, \quad (6.64)$$

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

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 цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

Расчётный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при отметке $\nabla \text{УНБ}_{min}$.

6.4.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{пл} = 1476 \text{ м}^2$, $S_6 = 1650 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{1476 \cdot 16 \cdot 24}{16 + 4} = 28339 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;

γ_6 – удельный вес бетона;

δ_6 – толщина быка.

Вес быка без учёта зубьев определяем аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{1650 \cdot 4 \cdot 24}{16 + 4} = 7920 \text{ кН/м}. \quad (6.66)$$

Вес плоского затвора по формуле Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 104^{1,5} \cdot 9,81 = 572 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

где f – площадь затвора, равная:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (181 - 175 + 0,5) \cdot 14 = 104 \text{ м}^2. \quad (6.68)$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{572}{16 + 4} = 29 \text{ кН/м}. \quad (6.69)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_{\text{ВВ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 65^2}{2} = 21125 \text{ кН}, \quad (6.70)$$

$$\text{где } H_{\text{В}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 180 - 115 = 65 \text{ м}. \quad (6.71)$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 2,76^2}{2} = 90,68 \text{ кН}; \quad (6.72)$$

$$\text{где } H_{\text{Н}} = \nabla\text{НБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 49,26 - 45 = 4,26 \text{ м}. \quad (6.73)$$

6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 2,76 \cdot 52 \cdot 10 = 1435 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле;
 $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы.

6.4.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}_{\text{min}} = 180 - 117,76 = 62,24 \text{ м}. \quad (6.75)$$

На основании [35]:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 62,24 = 24,9 \text{ м}. \quad (6.76)$$

$$H_{dr} = 0,2H_d = 0,15 \cdot 62,24 = 9,34 \text{ м}. \quad (6.77)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 484 \cdot 10 = 4840 \text{ кН}. \quad (6.78)$$

6.4.5 Давление грунта

Активное давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p_H = \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \text{ кН/м}^2, \quad (6.79)$$

где $\gamma_H^{\text{взв}} = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $\varphi_H = 20$ – угол внутреннего трения наносов;
 $h_H = 2 \text{ м}$ – толщина слоя наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН}. \quad (6.80)$$

Взвешенный удельный вес грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_{\text{гр}}) \cdot \gamma_w = 26 - (1 - 0,025) \cdot 10 = 16,25 \text{ кН/м}^3, \quad (6.81)$$

где $\gamma_{\text{гр}} = 26 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта;
 $n_{\text{гр}} = 0,025$ – пористость грунта.

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.82)$$

$$p_1 = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 130 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -130 \text{ кН/м}^2.$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$, где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right). \quad (6.83)$$

$$\begin{aligned} p_2 &= (10 \cdot 2 + 16,25 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 130 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -121 \text{ кН/м}^2, \end{aligned}$$

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-130 - 121}{2} = -126 \text{ кН}, \quad (6.84)$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{гр} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.85)$$

$$p_{гр} = 16,25 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 130 \cdot tg \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 619 \text{ кН/м}^2.$$

$$E_{пасс} = \frac{p_{гр} \cdot h_{гр}}{2} = \frac{619 \cdot 2}{2} = 619 \text{ кН}. \quad (6.86)$$

6.4.6 Волновое давление

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

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \gamma_B \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.87)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,74 \cdot \left(\frac{18,54}{\pi} + \frac{0,51}{2} \right) = 53,6 \text{ кН/м}.$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 1,74$ м;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 18,54$ м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 1,74^2}{18,54} = 0,51 \text{ м}, \quad (6.88)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{18,54}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,74 = 2,30 \text{ м}. \quad (6.89)$$

6.5 Оценка прочности плотины

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

Для удобства расчетов составляется таблица 6.4, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.5 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВБ}$	1	→	21125	21125	21,67	457778,8
$T_{НБ}$	1	←	38,09	38,1	-0,92	-35,0
$G_{пл}$	0,95	↓	28339	26922	-11,73	-315797,9
G_6	0,95	↓	7920	7524,0	-12,88	-96909,1
$W_{вз}$	1	↑	1435	1435	0	0,0
$W_{ф}$	1	↑	5120	5120	14,35	73472,0
E_n	1,2	→	9,8	11,8	2,67	31,4
$E_{пас}$	0,8	←	619	495,5	-0,67	-332,0
$W_{волн}$	1	→	53,6	53,6	62,70	3360,8
q_3	0,9	↓	29	25,8	-27	-695,3

$$\sum M = 120874 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$\sum N = G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{вз} - W_{ф} = 27917 \text{ кН} \quad (6.90)$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \sum M}{B_n^2} = -\frac{27917}{52} + \frac{6 \cdot 120874}{52^2} = -268,7 \text{ кПа}, \quad (6.91)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 B_n – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -268,7 \cdot 0^2 - 10 \cdot 65 \cdot (1 - 0^2) = \\ &= -650 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.92)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 65 - 268,7) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}. \quad (6.93)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 - 268,7 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 65 \cdot 0^2 = \\ &= -268,7 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.94)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 65 = -650 \text{ кПа.} \quad (6.95)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{27917}{52} - \frac{6 \cdot 120874}{52^2} = -805,1 \text{ кПа,} \quad (6.96)$$

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

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2) = -805,1 \cdot 0,45^2 - 10 \cdot 2,76 \cdot (1 - 0,45^2) \\ &= -185,0 \text{ кПа;} \end{aligned} \quad (6.97)$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 2,76 + (-805,1)) \cdot 0,45 = \\ &= 349,9 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.98)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -805,1 \cdot (1 + 0,45^2) + 10 \cdot 2,76 \cdot 0,45^2 \\ &= -962,5 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.99)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 2,76 = -27,6 \text{ кПа.} \quad (6.100)$$

Сбор нагрузок и эпюры напряжений представлены в приложении Д, рисунки Д.2 и Д.3 соответственно.

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:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.101)$$

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

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

$\gamma_{cd} = 0,9$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,25 \cdot 0,9 \cdot 926,5}{1} = 1039,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.102)$$

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:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.103)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -131,1 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.104)$$

$|-268,70| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 52$, т.е. $-268,70 \text{ кН/м}^2 \geq 162,5 \text{ кН/м}^2$, условие верно.

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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.105)$$

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

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

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

$$\begin{aligned} R &= (G_{\bar{o}} + G_{nl} - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot tg\varphi + E_{nac} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_n \\ &= (7524,0 + 26922 - 1435 - 5120 + 25,8) \cdot 0,7 + 495,5 \cdot 0,7 + 130 \cdot 52 = \\ &= 26649 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.106)$$

где $tg\varphi$ – тангенс угла внутреннего трения для гранита 0,75;

c – сцепление для грунта, 110 кН/м²;

B_n – ширина подошвы плотины 38м.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_{\bar{o}\bar{o}} - T_{\bar{n}\bar{o}} + W_{волн} + E_n = 21125 - 38,1 + 53,6 + 11,8 = \\ &= 21152 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.107)$$

$$\frac{26649 \cdot 0,95}{21152 \cdot 1} \geq 1,2 \quad (6.108)$$

1,20 \geq 1,2, поэтому условие выполняется.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Олекминская ГЭС согласно проекту относится к второму классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния основных сооружений Олекминской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля.

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 ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности

Охрана труда – это система законодательных, организационных, технических, экономических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий, обеспечивающих безопасность здоровья и работоспособности человека в процессе труда, в которой рассматриваются:

- вопросы психофизических требований к условиям труда;

- вопросы техники безопасности при производстве электромонтажных работ и при эксплуатации электроустановок, защитные меры и защитные средства, применяемые в электроустановках;
- вопросы пожарной безопасности;
- вопросы промышленной санитарии.

Правильно организованная работа по охране труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет ее технический руководитель.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться должностными инструкциями.

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

Основная цель улучшения условий труда – обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно–технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Олекминской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

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

На Олекминской ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.3 Пожарная безопасность

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

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работник на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Олекминской ГЭС должны быть предусмотрены специальные меры:

- специальные места для курения расположены в наиболее выгодных позициях;
- во всех помещениях, складах, зданиях должны быть установлены датчики, реагирующие на задымление и повышение температуры;
- во всех необходимых местах установлены огнетушители.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла.

Таким образом, для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Олекминской ГЭС будет предусмотрена система автоматического пожаротушения.

8 Охрана окружающей среды

Олекма – река в России, в Забайкальском крае, Амурской области и Якутии, правый приток Лены. Длина реки – 1436 км, площадь её водосборного бассейна – 210 000 км². Берёт начало в Муройском хребте (Олекминский Становик), течёт в широкой межгорной долине на северо-восток; повернув на север, протекает между хребтами Чельбаус (с востока) и Южным и Северным Дырындинскими и Каларским. Далее течёт в глубокой долине прорыва между хребтами Удокан и Становым, порожи́ста, скорость течения достигает 5-5,5 м/с. Ниже глубокая долина Олекмы разделяет плоскогорья Чугинское и Чоруодское. Затем Олекма огибает с востока Олекмо-Чарское плоскогорье, долина расширяется, скорость течения падает до 0,5-1,2 м/с. Основные притоки: справа – Тунгир, Нюкжа; слева – Чара.

Среднемноголетний расход воды 330 м³/с. Питание реки – дождевое; в низовьях р. Олекмы возрастает доля снегового питания. Максимальные годовые расходы воды могут быть, как в половодье, так и во время дождевых паводков. Продолжительность половодья 51 день. Максимальный расход воды 13000 м³/с. Максимальные уровни реки в период снеготаяния имеют стоково-заторное происхождение. Максимальные уровни воды во время дождевых паводков в 60% случаев могут быть выше уровней воды в период половодья. Вклад дождевого питания составляет до 54% годового стока. В период межени расходы воды уменьшаются до 290 м³/с. Зимой на реке образуются наледи, местами она промерзает. Ледовые явления на Олёмке начинаются в первой декаде октября и заканчиваются в мае. Размах колебаний уровня в течение года в среднем – 11 м, максимальный – 17 м.

Мутность воды – содержание в воде взвешенных наносов (твёрдых минеральных и органических частиц). Как правило, мутность воды выражают в единицах массы взвешенных наносов на единицу объёма смеси воды и наносов) – 12 г/м³, расход взвешенных наносов 23,4 кг/с. Минерализация реки изменяется в зависимости от сезона года от 100 до 300 мг/л. Воды реки относятся к гидрокарбонатному классу.

Река богата рыбой (тугун, таймень, осётр, хариус, сибирский голец). Привлекательна в качестве объекта водного туризма. Судоходна на нижних 406 км от устья. Движение судов возможно в многоводные периоды года.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъем уровня воды в реках.

Июль – наиболее тёплый месяц. Средняя температура июля – 17°С. Летом, как и в другие сезоны года, наблюдается изменение температур не только широтное, но и связанное с высотой рельефа. С севера на юг температуры растут от 16 до 21°С, но в горных районах июльские температуры невысокие, от 10 до 12°С. В горных северных районах заморозки наблюдаются в течение всего лета.

Январь – самый холодный месяц года. Температура в Январе в среднем - 28.8 ° С.

8.1 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию:

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

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

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

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

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля;

2. Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

8.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 – ФЗ от 3.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны.

В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;

- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;

- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;

- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий планируются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

8.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

4.1 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 – объем бетонных работ, м³ (503737 м³)

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

ρ – плотность бетона, т/м³ (ρ = 2,5 т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{503737 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 22668 \text{ т}$$

4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 10 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (8.2)$$

где N – количество арматуры, т (2267 т)

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

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ (ρ = 2,0 т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{2371 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 45,34 \text{ т}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 22668 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 45,34 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации

В период эксплуатации Олекминского 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 Олекма от сбросов Олекминской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения в пределах промплощадок объектов Олекминской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

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 Олекминской ГЭС видны в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии Олекминской ГЭС

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	560	672	672	672
Число часов использования установленной мощности	Часы	7250	7250	7250	7250
Выработка электроэнергии	МВт·ч	4060000	4872000	4872000	4872000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	40600	48720	48720	48720
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	4019400	4823280	4823280	4823280
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	393566250	484739640	496395900	507248280
НДС к выручке	млн.руб	65594375	80789940	82732650	84541380

Согласно таблице 9.1, рост выручки за исследуемый период произошёл за счет изменения тарифа на электроэнергию в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро», при этом объемы реализации не изменились.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

9.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

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

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

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты и 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	171,49
Прочие расходы	274,0	184,13
Итого		355,62

Из таблицы 9.2 видно, что доля прочих расходов и затрат на оплату труда сопоставима.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. В таблице 9.3 приведены удельные значения расходов на ремонт оборудования.

Таблица 9.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	1-5	6-15	16-25	Более 25
Величина, %	0,06	0,09	0,14	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий [38]. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОА "СО - ЕЭС"	135,38тыс. руб./МВт	90,97
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс. руб./МВт·ч	6,37
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс. руб. МВт·ч	1,85
Итого		99,19

Огромная доля затрат приходится на услуги ОА "СО – ЕЭС". Это объясняется тем, что данная организация единолично осуществляет оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России.

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

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации в приложении Е на рисунке Е.1.

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Амортизационные отчисления, млн.руб.	12229,86	4336,05	4336,05	4336,05	4336,05
Расходы на страхование, млн.руб.	2370,64	2676,37	2676,37	2676,37	2676,37
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	3556,22	3556,22	3556,22	3556,22	3556,22
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2621,42	2919,02	2872,19	2825,36	2778,54
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	991,91	991,91	991,91	991,91	991,91
Налог на воду, млн.руб.	278,69	278,69	278,69	278,69	278,69
Итого, млн.руб.	22048,75	14758,27	14711,44	14664,61	14617,78

Из таблицы 9.5 следует, что текущие затраты по Олекминскому гидроузлу в исследуемый период объясняется увеличением эксплуатационных расходов. Также происходит рост расходов на ремонт производственных фондов.

Для большей наглядности текущие затраты по Олекминскому гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 9.1.



Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Большая часть основных средств списывается в первые годы эксплуатации, поэтому наиболее высокие будут затраты на эксплуатацию и амортизационные отчисления. Наименьшие затраты – расходы на ремонт производственных фондов и налог на воду, так как производство энергии и мощности происходит постепенно, с установкой первого агрегата и подключением к потребителю.

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

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Налог на прибыль, млн.руб.	1102,9	1132,52	1162,95	1193,47	1224,9
НДС, млн.руб.	482,44	1343,45	1371,97	1400,59	1430,11
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	6,69	6,69	6,69	6,69	6,69
Налог на имущество, млн.руб.	577,92	568,38	558,84	549,3	539,76
Итого, млн.руб.	2169,96	3051,04	3100,46	3150,06	3201,46

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль, налог на имущество и НДС.

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.	6024,76	6168,77	6314,01	6447,49	6590,66
Текущие расходы, млн. руб.	1018,18	2204,88	1475,83	1471,14	1466,46
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн. руб.	5006,58	3963,9	4838,18	4976,34	5124,2
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	1001,32	792,78	967,64	995,27	1024,84
НОРАТ (чистая прибыль)	4005,26	3171,12	3870,55	3981,07	4099,36
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 9.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки и текущих затрат. С увеличением выручки из-за роста цен на электроэнергию и роста объемов продаж, а также уменьшением затрат, виден ежегодный рост чистой прибыли. Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 9.2.

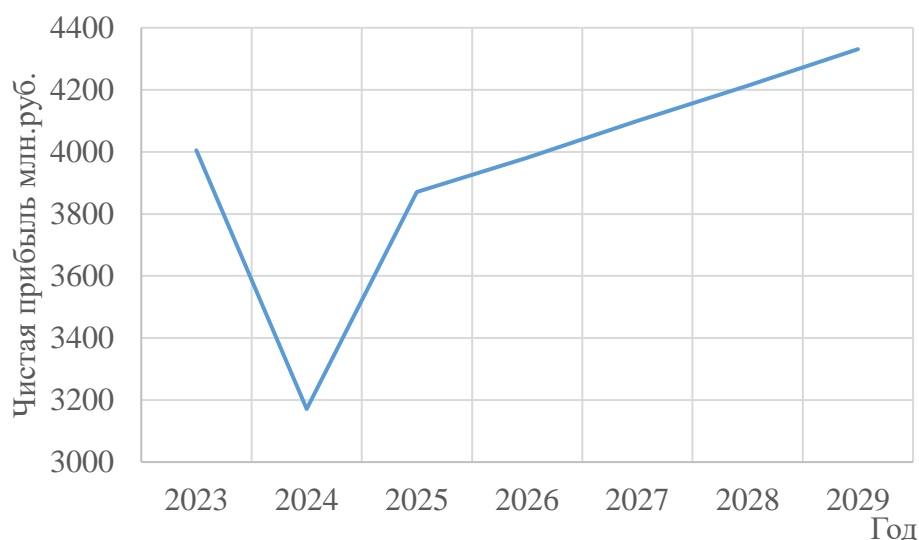


Рисунок 9.2 – Динамика чистой прибыли

Из рисунка 8.2.1 видно, что, с 2025 года, начинается стабильное увеличение чистой прибыли, что в свою очередь является положительным эффектом.

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 таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии

предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Олекминской 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 Показатели коммерческой эффективности 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	128
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	6537,81
Индекс прибыльности – PI	1,34
Себестоимость руб./кВт·ч	14,88
Удельные капиталовложения, руб./кВт	0,254

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит почти 6537,81 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,254 руб./кВт·ч, что ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро». Это свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

Индекс прибыльности $PI > 1$, что указывает на перспективность и эффективность развития проектируемого объекта.

Показатель чистого приведённого дохода инвестиционного проекта является положительной величиной, что указывает на прибыльность проекта, его экономический потенциал и привлекательность инвестирования.

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	2022	2023	2024	2025	2026
В Федеральный бюджет, млн. руб.	196,5	1152,0	1119,3	1078,3	1107,1
В региональный бюджет, млн. руб.	94,3	128,6	419,3	597,0	587,5
Налоговые поступления, млн. руб.	290,8	1280,6	1538,6	1675,3	1694,6

С момента начала выработки электроэнергии поступления в федеральный и региональный бюджет значительно вырастут. Так же строительство Олекминской ГЭС обеспечит стабильное поступление налогов.

9.7 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности позволяет определить насколько сильно изменится эффективность проекта при определённом изменении одного из параметров проекта.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины чистого дисконтированного дохода к изменениям:

- объема инвестиций;
- ставки дисконтирования;
- цены сбыта;
- ставки налогов;
- заработной платы.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение величины чистого приведенного дохода (PI) от изменения ставки налогов представлено на рисунке 9.3.

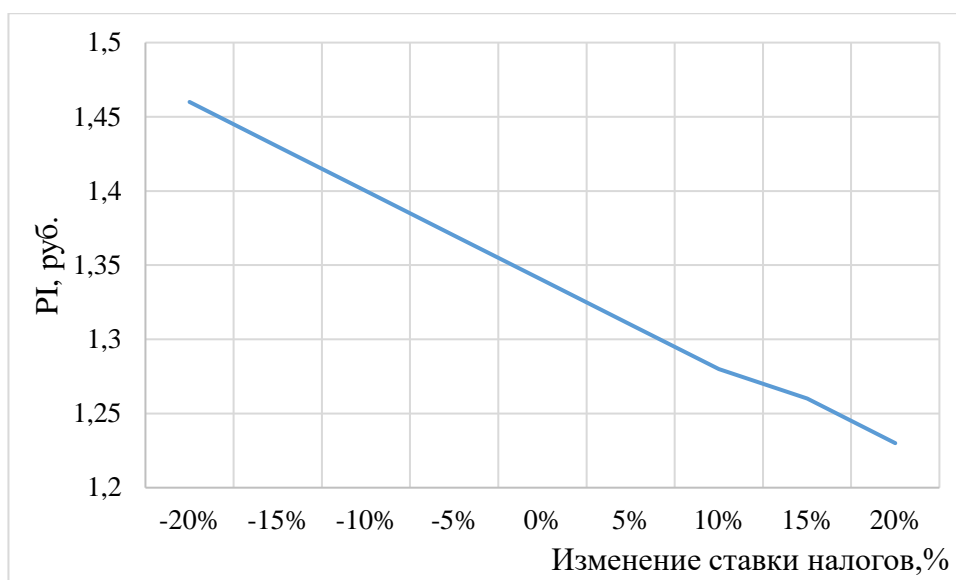


Рисунок 9.3 – Изменение величины PI от изменения ставки налогов

Из рисунка 9.3 видно, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI.

Изменение величины чистого приведенного дохода (PI) в зависимости от изменения цены сбыта, представлено на рисунке 9.4.

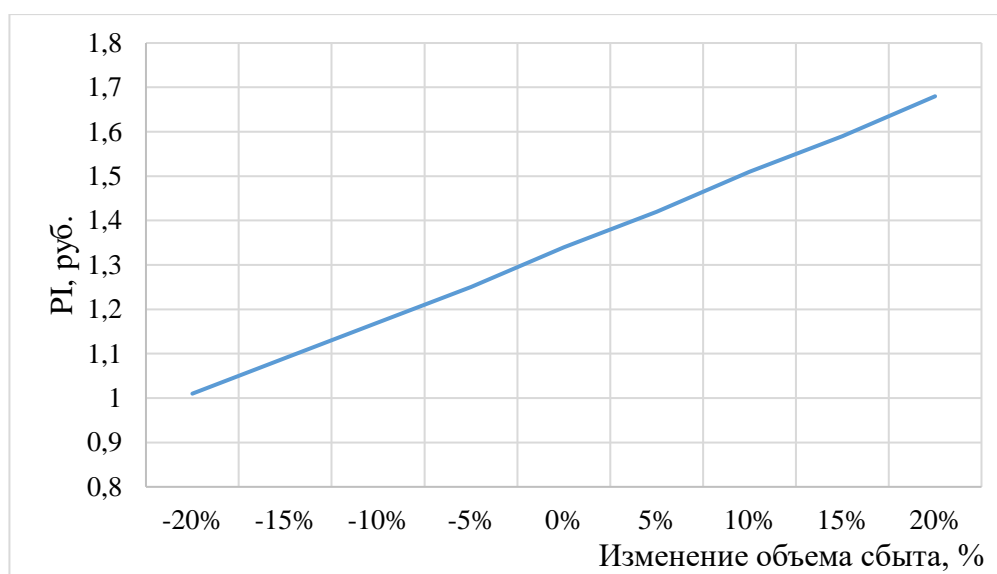


Рисунок 9.4 – Изменение величины PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из рисунка 9.4 следует вывод увеличение объема сбыта приводит к увеличению величины PI.

Изменение PI в зависимости от ставки дисконтирования, представлено на рисунке 9.5.

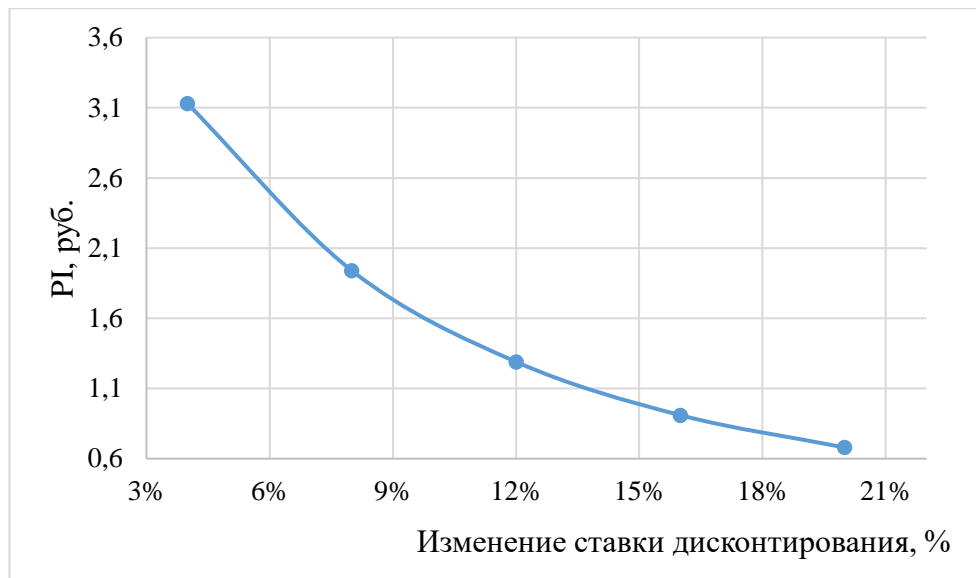


Рисунок 9.5 – Изменение PI в зависимости от ставки дисконтирования

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 Тепловой контроль узлов ГА, требования к системе ТК, алгоритмы работы

10.1 Назначение

Тепловой контроль-неразрушающий контроль, основанный на регистрации температурных полей объекта контроля.

Система теплового контроля (ТК) является частью системы автоматизированного управления гидроагрегата (ГА).

Тепловой контроль гидроагрегата предназначен для непрерывного автоматического контроля теплового состояния гидроагрегата с выдачей предупредительных и аварийных сигналов о низком или высоком уровне температуры контролируемых узлов гидроагрегата, команды аварийного останова и блокировки пуска гидроагрегата по температурным параметрам, а также контроля исправности оборудования, датчиков и элементов системы теплового контроля.

Тепловой контроль применяется для:

- Непрерывного и автоматического контроля и регистрации теплового состояния узлов ГА с дальнейшим формированием предупредительных и аварийных сигналов;
- Формирования и передачи информации о температурном режиме узлов ГА в АСУ ТП;
- Формирования и передачи предупредительных сигналов неисправной системе ТК в систему сигнализации;
- Формирования и передачи аварийного сигнала в систему технологической автоматики ГА для аварийной остановки ГА;
- Автоматического контроля исправности оборудования и элементов ТК.

Тепловой контроль производится для:

- подшипника генератора;
- подпятника;
- подшипника турбины;
- горячего воздуха;
- холодный воздух;
- сердечника и обмотки статора;
- масло подшипников.

Для контроля теплового состояния гидроагрегата на ГЭС предусмотрены следующие устройства, позволяющие измерять и отображать температуру различных узлов :

- 1) Стационарная-Программно-технический комплекс теплового контроля;
- 2) Переносная- Тепловизионный контроль с помощью тепловизора.

10.2 Требования к системе ТК

Во время эксплуатации гидроагрегатов должна быть обеспечена бесперебойная работа, надежное действие системы теплового контроля.

Основными требованиями, предъявляемыми к системе теплового контроля является надежность и чувствительность. Данные требования выполнимы при соблюдении условий:

- Выбор условий контроля должен сводиться к обеспечению нормальных условий облученности или нагрева объекта контроля, установлению требуемого режима работы и взаимного расположения объекта контроля и аппаратуры;
- Операции контроля должны производиться с учетом климатических характеристик и требований размещения узлов, изложенных в паспорте и инструкции по эксплуатации;
- Методика контроля должна разрабатываться предприятием - изготовителем объектов контроля и утверждаться в установленном порядке.

Критерии безопасного режима работы системы теплового контроля:

- Наличие питания СТК от панелей переменного и постоянного тока;
- Шкафы заземлены и их двери закрыты;
- Температура внутри шкафов не должна превышать 45 °С;
- Температура контролируемых узлов ГА находится в пределах уставок.

10.3 Оборудование ТК

Состав системы ТК:

- программно-технический комплекс ТК;
- шкаф термоконтроля клеммный ;
- промежуточные клеммники ;
- датчики температуры.

Первичными датчиками для измерения температуры являются термосопротивления(ТСП) и термосигнализаторы(ТКП).

ТСП – (термопреобразователь сопротивления платиновый) выполнен в виде бескаркасной намотки чувствительного элемента из платиновой изолированной намотки.

Принцип действия основан на зависимости электрического сопротивления проводника от температуры. Для защиты измерительного элемента от воздействия внешней среды его помещают в защитную арматуру.

Приборы подобного типа отличаются хорошей устойчивостью к воздействию внешних факторов. Они отлично противостоят давлению ,механическим повреждениям и прочим влияниям .

Внешний вид датчика типа ТСП представлен на рисунке 10.1.

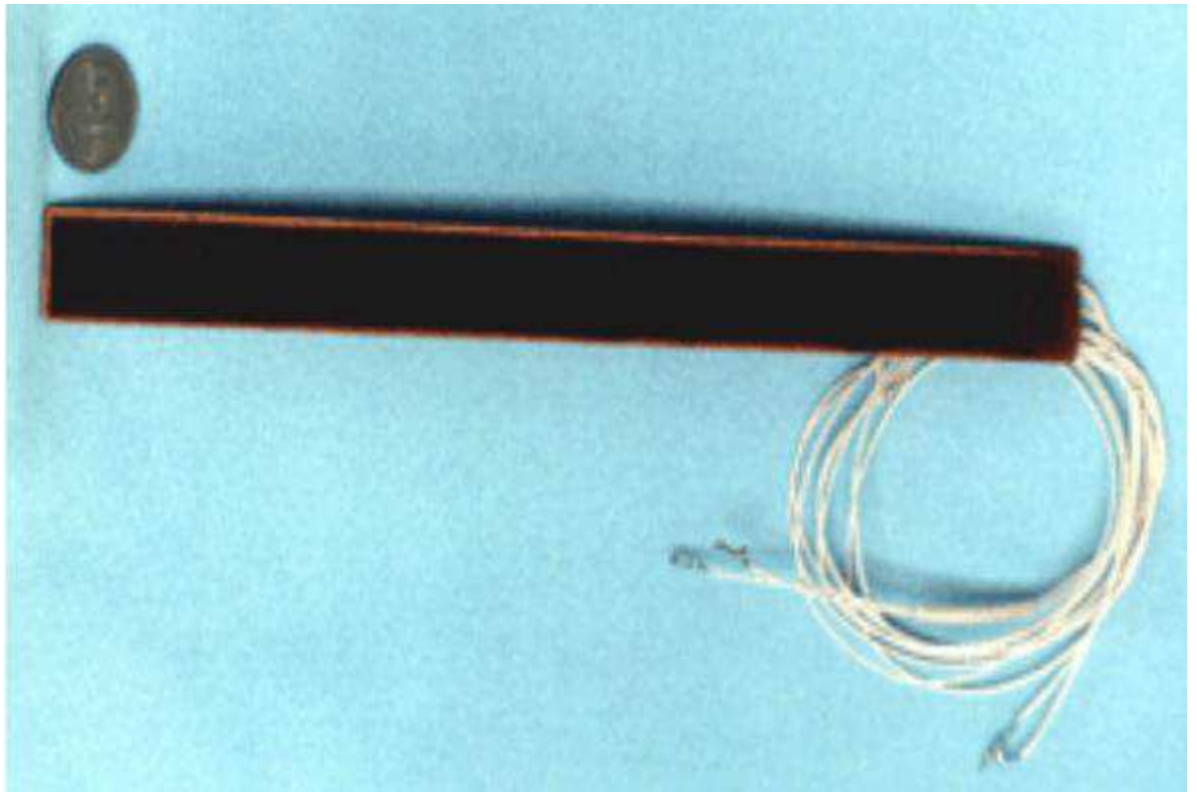


Рисунок 10.1 – ТКП

ТКП-(манометрический мигнализирующий конденсаторный показывающий термометр) термометр состоит из манометрической системы измерительного и сигнализирующего устройств. Манометрическая термосистема состоит из термобаллона, дистанционного капилляра и манометрической пружины.

Принцип действия термометра основан на строгой зависимости между температурой и давлением термометрического вещества, находящегося в герметично замкнутой манометрической термосистеме. В конденсаторном термометре ТКП термобаллон частично заполнен конденсатом, над которым находится насыщенный пар легко испаряемой термометрической жидкости.

Под воздействием температуры изменяется давление внутри манометрической системы, происходит раскрутка манометрической пружины, связанной со стрелкой отсчетного устройства.

Внешний вид датчика ТКП представлен на рисунке 10.2.



Рисунок 10.2 – ТКП

ТРМ-(измеритель-регулятор микропроцессорный одноканальный) предназначен для измерения, регистрации и регулирования температуры и других физических параметров, значение которых внешним датчиком может быть преобразовано в сигналы постоянного тока или напряжения.

Внешний вид прибора ТРМ представлен на рисунке 10.3



Рисунок 10.3 – ТРМ

10.4 Переносная система ТК

В связи с тем, что не все оборудование охвачено системой стационарного теплоснабжения, большое распространение получила переносная система теплового контроля.

При начальной стадии развития дефектов электрооборудования, которые обычно проявляются в виде локальных нагревов. Наиболее эффективным методом контроля оборудования является тепловизионный контроль. Исследование объектов с помощью тепловизора - тепловизионный контроль.

При тепловизионном контроле электрооборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью $0,1...0,2^{\circ}\text{C}$. Это означает, что две точки объекта с разностью температуры $0,1..0,2^{\circ}\text{C}$ будут отличаться цветом.

Тепловизионный контроль производится в рабочем состоянии оборудования, то есть под нагрузкой и напряжением. Результаты обследования в таком состоянии являются более достоверными, чем результаты обследований после снятия нагрузки или напряжения. Тепловизионный контроль проводится без отключения оборудования и в любое время. Поэтому тепловизионное обследование оборудования не мешает предприятию выполнять свою основную задачу по передаче и распределению электроэнергии.

Тепловизионный контроль позволяет предупредить возникновение аварийной ситуации электрооборудования и тем самым повысить надежность электроснабжения потребителей, снизить затраты на ремонт, так как повреждения выявляются на ранних стадиях, оценить состояние оборудования с определением запаса его работоспособности.

На рисунках 10.4-10.6 представлены, снимки с тепловизора, по которым определяется температура нулевых выводов, контактные кольца и камера главных выводов.



Рисунок 10.4 - Нулевые вывода

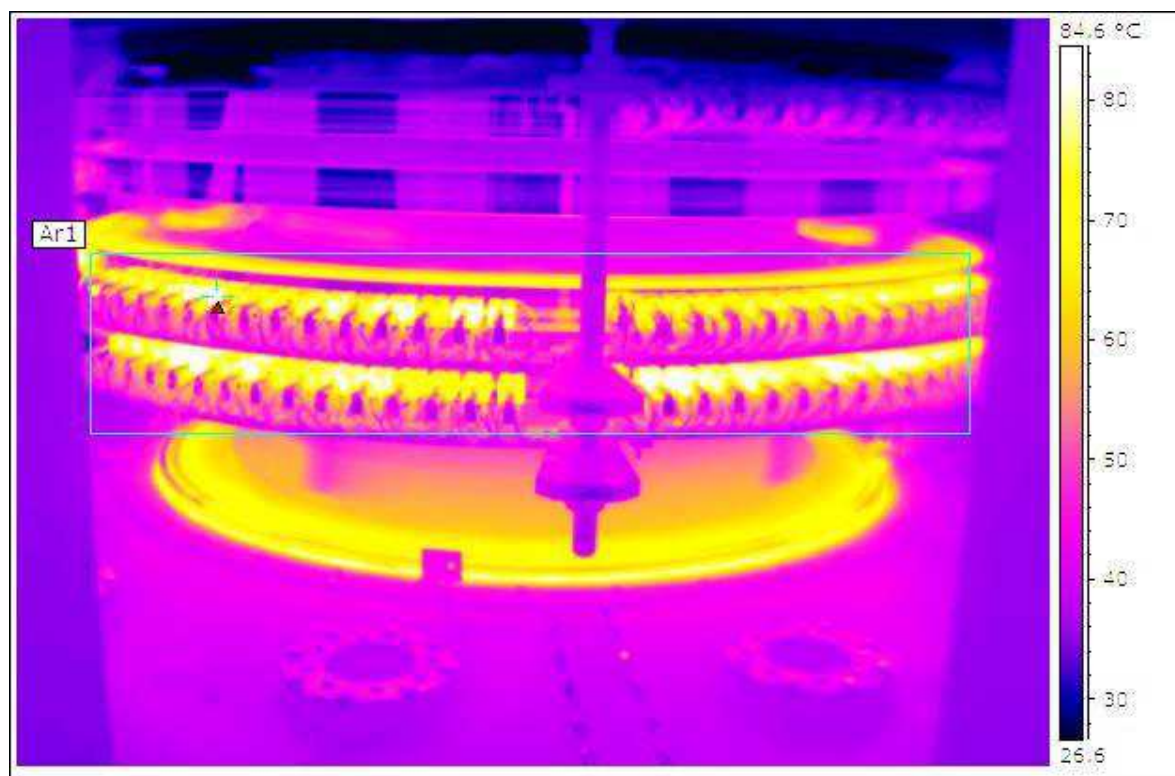


Рисунок 10.5 – Контактные кольца



Рисунок 10.6 - Камера главных выводов

10.5 Алгоритмы работы

Структура системы ТК состоит из функций сбора, обработки и архивирования информации, управления технологическим процессом и коммуникацией с человеком. Информация, таким образом, является решающим фактором производства. При этом информация должна быть обработана так, чтобы быть представленной человеку в наглядном виде, должна быть очищена от некорректных значений и ложных сигналов.

Схема передачи данных приведена на рисунке 10.7.

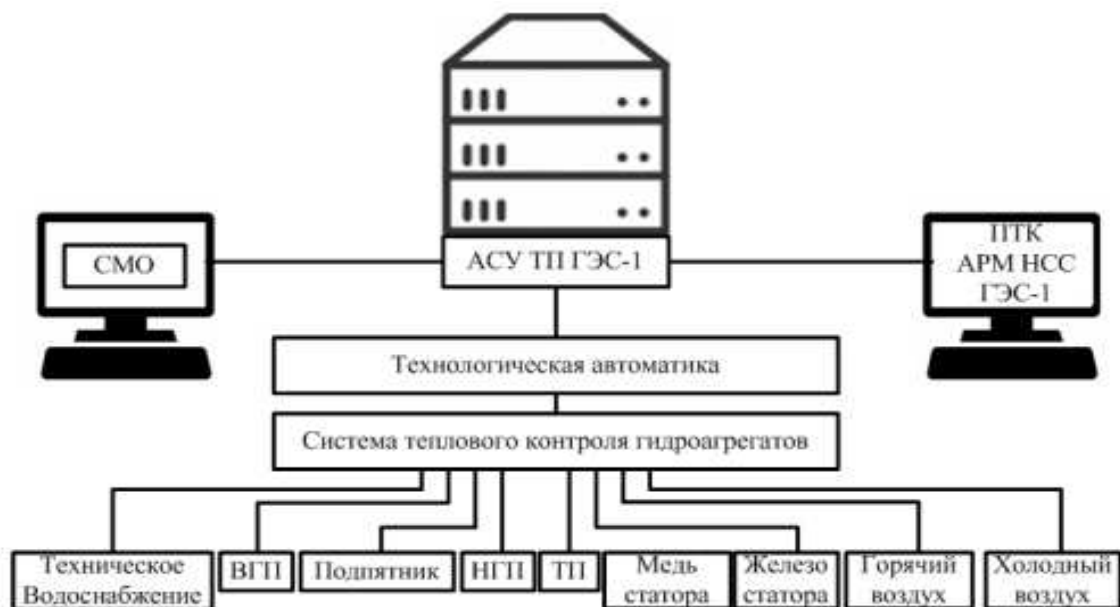


Рисунок 10.7 – Схема получения данных

На рисунке 10.8 представлена структурная схема действия теплового контроля.

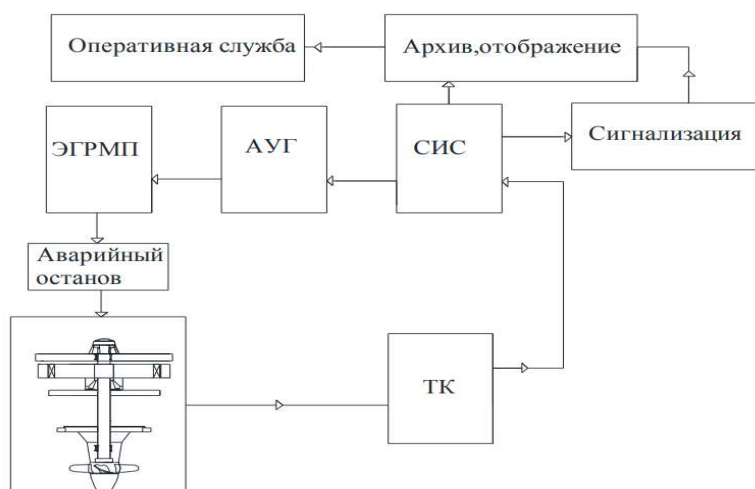


Рисунок 10.8 – Структурная схема действия теплового контроля

ТК-шкаф теплового контроля;

СИС- система измерения состояния;

АУГ- автоматика управления гидроагрегата;

ЭГРМП-электрогидравлический регулятор микропроцессорный.

Датчики расположенные, непосредственно в узлах ГА передают по кабелю сигналы в шкафы ТК. Шкаф ТК передает сигнал о температуре состояния элементов агрегата. В случае если температура, достигает предупредительной уставки, то подается сигнал, в общестанционную сигнализацию. При достижения аварийной уставки, сигнал передается на автоматику управления

агрегата и производится останов машины, с дальнейшим выяснением причин повышения температуры.

Все измерения температуры фиксируется в архиве работы ГА и отображаются, как в шкафу ТК, так и на экранах оперативной службы, рисунок 10.9

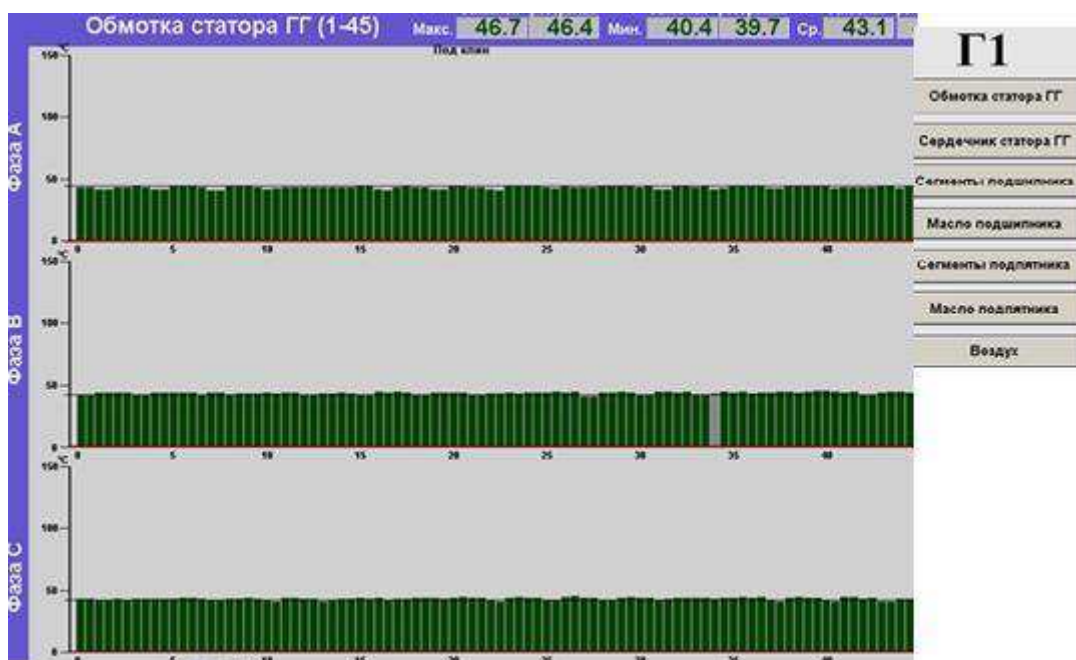


Рисунок 10.9 – Отображение измерения температуры

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. [Электронный ресурс] // АО «Системный оператор Единой энергетической системы». – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/odu-siberia/>
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. – 114 с.
3. Использование водной энергии: Выбор параметров ГЭС годового регулирования / сост. Е.Ю. Затеева, А.А. Дворцова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2019. – 68 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, 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. ОСТ 108.023.105-84: Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые. Конструктивные схемы. – Введен 08.05.1984. Ленинград. 1986. – 12 с.
7. 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.
8. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): Учебное пособие/Ю.С. Васильев, Г.А. Претро. –Л.: ЛГТУ, 1991. – 80с.
9. 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.
10. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // АО «СВЭЛ» г. Екатеринбург. – Режим доступа: <http://www.svel.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/.
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 ОАО ВО «Электроаппарат» [Электронный ресурс] // ОАО «Электроаппарат» г. Санкт-Петербург. – Режим доступа: <https://elektroapparat.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 станционного оборудования» [Электронный ресурс] //ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: <https://www.ekra.ru>.

30. О классификации гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] Постановление правительства Российской Федерации от 2 ноября 2013

г. № 986 // Информационно-правовая система «Гарант». – Режим доступа: <http://base.garant.ru/70495114/>.

31. 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.

32. Л. Н. Рассказов и др. Гидротехнические сооружения. В двух частях. Ч.1. – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.

33. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.

34. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.

35. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.

36. СП 39.13330.2012 «Плотины из бетонных материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84. – М.: Минрегион России, 2012.

37. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП, 2013.

38. 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.

39. Единые сценарные условия [Электронный ресурс] Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9 // ПАО «РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>

40. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч. 2 [Электронный ресурс] : федер. закон от 13.07.2015 № 214-ФЗ, №232-ФЗ ред. от 10.10.2016. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>

41. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике [Электронный ресурс] // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200088780>.

42. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО [Электронный ресурс] // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200088779>.

43. Нестерук Д.А., Вавилов В.П. Тепловой контроль / Томский политехн. ун-т, 2007. - 104 с.

44. Виглеб Г. Датчики. Устройство и применение/Пер. с нем. М.: Мир, 1989 г. - 196 с

45. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р.Олекма

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.- год
1930	13,2	11,7	9,2	15,4	1202	1021	2626	2513	3125	1064	207	40,2	987
1931	33,7	27,4	26,4	12,8	1965	2363	589	1303	1465	993	414	66,2	771
1932	53,9	6,0	4,0	50,5	1154	945	2921	1820	977	768	225	183,2	759
1933	132,5	25,9	24,9	16,3	2044	1882	1856	838	830	443	355	49,6	708
1934	18,0	19,2	17,0	11,6	1599	5278	2807	1404	1586	1714	236	104,0	123 3
1935	34,8	33,7	29,4	31,7	1440	1679	1976	1768	2051	1093	213	59,1	867
1936	30,3	25,2	24,7	15,4	2489	2186	453	1256	1416	827	242	28,4	749
1937	40,6	43,9	31,4	248,4	624	2413	2613	2978	1144	1536	473	60,3	101 7
1938	8,1	7,7	5,2	47,1	2775	2641	2128	1628	684	485	325	39,0	898
1939	37,1	37,9	32,7	118,7	1107	1072	3487	2470	988	2186	384	26,0	996
1940	39,5	26,7	25,9	22,3	1949	1482	1313	977	1367	709	183	37,8	678
1941	42,2	45,9	42,4	26,5	2108	2312	1811	1954	2198	520	236	200,9	958
1942	18,9	19,7	18,2	13,7	1631	1629	860	1675	1953	987	295	20,7	760
1943	27,4	14,0	10,1	96,1	2044	2717	1540	2280	391	414	219	165,5	826
1944	13,7	14,5	11,2	38,5	935	819	2694	2326	4493	2068	295	42,5	114 6
1945	28,1	24,7	24,2	44,5	1853	1602	3034	1117	1319	1034	532	271,8	907
1946	35,3	38,4	35,4	82,9	2997	1365	1177	975	195	165	89	32,5	599
1947	8,8	8,7	6,2	59,9	1980	1831	2219	1722	2002	1123	284	34,3	940
1948	15,0	15,7	13,7	17,1	1234	3770	1766	2466	2015	2186	254	224,5	116 5
1949	16,6	8,3	2,5	25,7	1069	1308	1222	819	537	355	248	189,1	483
1950	36,8	39,4	28,2	60,3	1822	1578	996	1768	2100	2009	225	159,5	902
1951	85,3	83,5	68,6	64,2	2171	2768	1417	1105	1040	999	266	39,0	842
1952	20,0	20,7	10,5	20,1	1377	2464	1768	744	440	325	248	82,7	627
1953	97,7	53,6	44,9	18,8	1996	3122	1675	1582	1563	1182	195	153,6	974
1954	14,6	9,9	9,1	13,7	1663	1376	1834	1210	1074	975	372	46,1	716

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1955	51,6	54,9	51,1	60,3	2648	4230	2470	2550	2442	745	603	124,1	133 6
1956	20,9	21,7	19,2	30,8	3029	2920	1789	465	293	148	130	88,6	746
1957	69,6	66,1	56,1	35,8	2743	2262	1144	1070	879	532	77	26,6	747
1958	29,0	27,7	26,9	42,0	1266	2439	2187	1815	1612	1016	260	29,0	896
1959	22,0	22,9	20,2	119,9	1790	1527	770	1535	1660	1241	225	17,1	746
1960	27,2	25,4	23,2	27,4	2552	2970	1721	558	504	219	201	106,4	745
1961	106,7	59,8	49,9	77,1	1758	1426	1607	2838	1905	902	160	135,9	919
1962	11,9	9,9	5,7	24,0	2235	2059	2038	1861	2246	951	473	39,0	996
1963	43,8	38,7	38,7	26,6	1313	2743	2332	1908	2149	851	254	22,5	977
1964	17,3	18,7	12,7	21,4	2870	4797	1404	1117	1221	1010	414	21,3	107 7
1965	25,1	24,9	21,9	51,4	1917	2236	1381	1024	928	886	53	44,3	716
1966	38,8	37,7	28,6	22,7	1345	1274	2785	2132	1709	1477	290	248,2	949
1967	60,6	23,9	21,2	37,7	1726	1477	1947	1646	1172	1300	272	54,4	811
1968	46,0	44,9	40,6	47,1	2012	3097	1766	1303	586	124	106	12,4	765
1969	15,5	17,0	14,0	28,3	1504	1781	1602	1396	1758	533	154	147,7	746
1970	116,8	24,7	22,7	72,8	3349	2515	2468	1489	1807	591	260	195,0	107 6
1971	32,2	17,5	15,5	23,1	2568	2616	1630	698	1123	1005	154	141,8	835
1972	92,1	61,1	59,8	77,6	2298	1932	1500	1163	1563	1655	266	30,1	892
1973	39,1	41,6	37,2	32,5	1536	3484	1743	512	488	272	148	133,0	706
1974	9,7	10,0	8,0	30,0	1570	2591	951	791	1172	1418	248	236,4	753
1975	12,8	13,0	12,0	154,2	1695	1730	1851	1722	1856	1773	136	124,1	923
1976	84,2	26,2	25,4	34,3	2044	3148	1494	977	1074	916	106	59,1	832
1977	50,5	36,4	28,7	29,1	2600	2211	1087	651	692	195	118	15,4	643
1978	15,9	16,5	16,0	102,8	2838	2641	1449	1024	1514	1359	112	50,2	928
1979	39,3	25,7	23,4	24,8	2330	2489	838	1210	1026	650	177	18,3	738
Ср. .	39, 6	28, 6	24, 7	48, 1	1935, 3	2284, 4	1774, 7	1483, 1	1406, 6	958, 6	248, 2	89, 5	860

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Средние расходы за год в маловодный период и период половодья

Р	Годы	Qср. год	Годы	Qср .меж	Годы	Оср.пол
2	1955	1336	1955	158	1955	2514
4	1934	1233	1945	154	1934	2398
6	1948	1165	1937	150	1948	2240
8	1944	1146	1970	115	1944	2223
10	1964	1077	1966	111	1964	2070
12	1970	1076	1939	106	1970	2037
14	1937	1017	1951	101	1930	1925
16	1939	996	1933	101	1962	1898
18	1962	996	1941	99	1939	1885
20	1930	987	1961	98	1937	1885
22	1963	977	1972	98	1963	1883
24	1953	974	1931	97	1953	1853
25	1941	958	1953	94	1941	1817
27	1966	949	1962	94	1947	1813
29	1947	940	1950	92	1978	1804
31	1978	928	1974	90	1966	1787
33	1975	923	1948	90	1975	1771
35	1961	919	1943	89	1961	1739
37	1945	907	1932	87	1938	1724
39	1950	902	1964	84	1958	1723
41	1938	898	1949	82	1950	1712
43	1958	896	1967	78	1972	1685
45	1972	892	1954	78	1935	1668
47	1935	867	1975	75	1945	1660
49	1951	842	1938	72	1976	1609
51	1971	835	1973	72	1971	1607
53	1976	832	1959	71	1951	1583
55	1943	826	1963	71	1943	1564
57	1967	811	1944	69	1967	1545
59	1931	771	1958	69	1968	1481
61	1968	765	1960	68	1942	1456
63	1942	760	1934	68	1931	1446
65	1932	759	1952	67	1956	1441
67	1974	753	1947	67	1957	1438
69	1936	749	1935	67	1936	1438
71	1957	747	1942	64	1932	1431

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Р	Годы	Qcp. год	Годы	Qcp .меж	Годы	Оср.пол
73	1956	746	1971	64	1969	1429
75	1959	746	1969	63	1960	1421
76	1969	746	1936	61	1959	1421
78	1960	745	1976	56	1974	1416
80	1954	716	1940	56	1965	1395
82	1965	716	1957	55	1954	1355
84	1933	708	1946	52	1973	1339
86	1973	706	1978	52	1933	1316
88	1940	678	1956	52	1940	1300
90	1977	643	1968	50	1977	1239
92	1952	627	1930	49	1952	1186
94	1946	599	1977	46	1979	1148
96	1979	579	1965	37	1946	1146
98	1949	483	1979	31	1949	878

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Координаты для построения ИКН зимних суток

t	N	P_ранж	ДР, МВт	ДЭ, млн кВт*ч	P_к-та	Э_к-та
1	2118	2241	33	0,033	33	0,033
2	2044	2208	13	0,026	46	0,059
3	2024	2195	3	0,009	49	0,068
4	1958	2192	3	0,012	52	0,08
5	1945	2189	1	0,005	53	0,085
6	1948	2188	11	0,066	64	0,151
7	1953	2177	17	0,119	81	0,27
8	2042	2160	8	0,064	89	0,334
9	2104	2152	7	0,063	96	0,397
10	2160	2145	8	0,08	104	0,477
11	2189	2137	3	0,033	107	0,51
12	2188	2134	4	0,048	111	0,558
13	2177	2130	5	0,065	116	0,623
14	2152	2125	7	0,098	123	0,721
15	2103	2118	14	0,21	137	0,931
16	2134	2104	1	0,016	138	0,947
17	2137	2103	59	1,003	197	1,95
18	2145	2044	2	0,036	199	1,986
19	2208	2042	18	0,342	217	2,328
20	2192	2024	66	1,32	283	3,648
21	2241	1958	5	0,105	288	3,753
22	2195	1953	5	0,11	293	3,863
23	2130	1948	3	0,069	296	3,932
24	2125	1945	1945	46,68	2241	50,612

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Координаты для построения ИКН летних суток

t	N	P ранж	ДР, МВт	ДЭ, млн кВт*ч	P к-та	Э к-та
1	1377	1497	3	0,003	3	0,003
2	1277	1494	5	0,01	8	0,013
3	1189	1489	1	0,003	9	0,016
4	1150	1488	6	0,024	15	0,04
5	1167	1482	5	0,025	20	0,065
6	1109	1477	1	0,006	21	0,071
7	1097	1476	0	0	21	0,071
8	1186	1476	13	0,104	34	0,175
9	1247	1463	7	0,063	41	0,238
10	1358	1456	3	0,03	44	0,268
11	1429	1453	0	0	44	0,268
12	1449	1453	4	0,048	48	0,316
13	1488	1449	20	0,26	68	0,576
14	1476	1429	52	0,728	120	1,304
15	1453	1377	19	0,285	139	1,589
16	1463	1358	81	1,296	220	2,885
17	1477	1277	30	0,51	250	3,395
18	1453	1247	58	1,044	308	4,439
19	1456	1189	3	0,057	311	4,496
20	1482	1186	19	0,38	330	4,876
21	1494	1167	17	0,357	347	5,233
22	1476	1150	41	0,902	388	6,135
23	1489	1109	12	0,276	400	6,411
24	1497	1097	1097	26,328	1497	32,739

Продолжение приложения Б

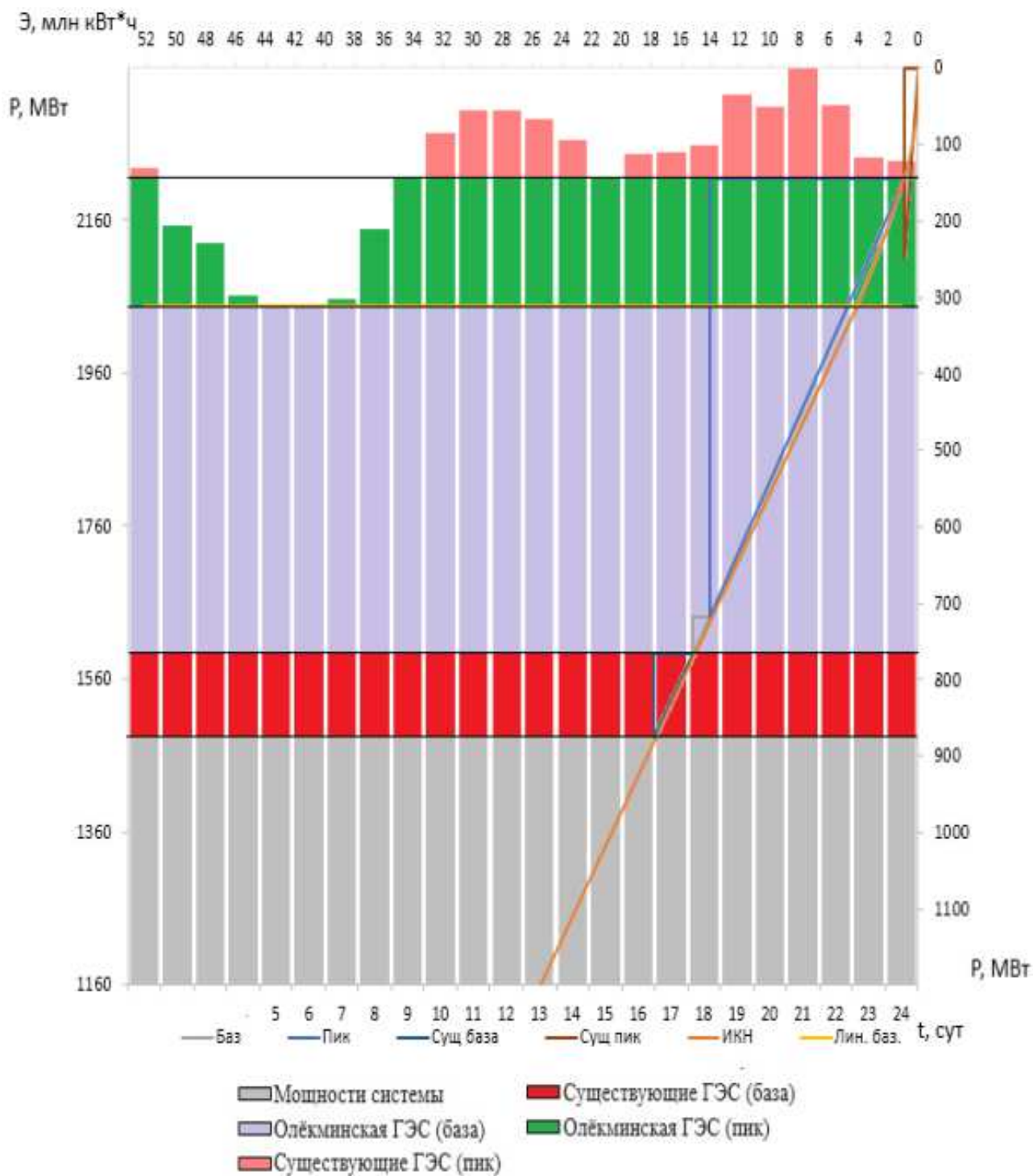


Рисунок Б.1 – ИКН зимних суток

Продолжение приложения Б

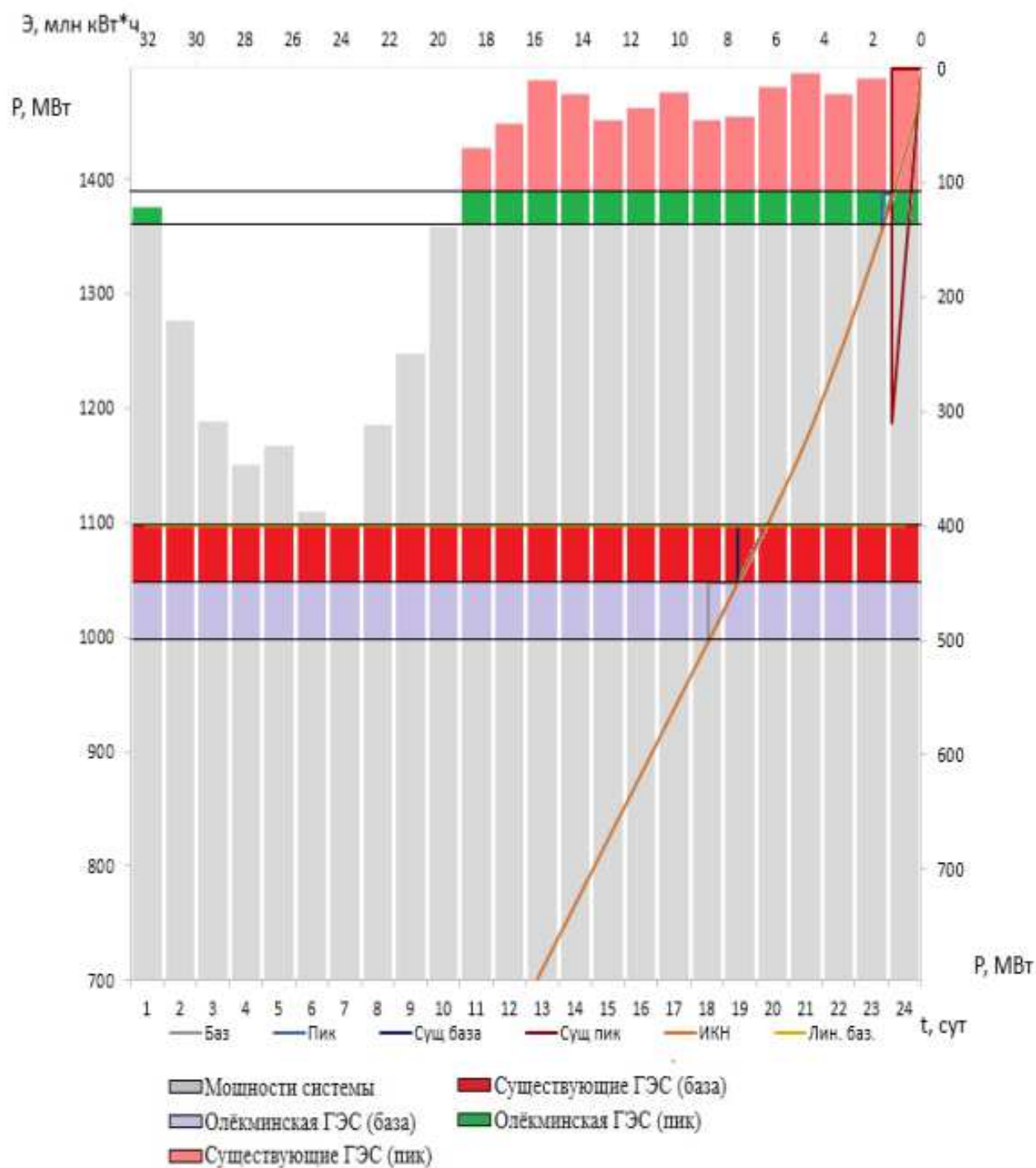


Рисунок Б.2 – ИКН летних суток

Продолжение приложения Б

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	38	24	17	17	2118	2141	1061	638	679	625	105	3
$Z_{\text{вб}} (\text{НПУ}), \text{ м}$	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
$Z_{\text{нб}} (Q_{\text{нб}}(t)), \text{ м}$	117,2	117,2	117,1	117,1	125,6	122,7	120,2	119,1	119,2	120,1	117,6	117
$H_{\text{гэс}}^{\text{подв}}, \text{ м}$	62,16	62,25	62,29	62,29	53,77	56,68	59,22	60,33	60,22	59,27	61,76	62,38
$N_{\text{быт.гэс}}, \text{ МВт}$	20	13	9	9	979	1044	540	331	352	319	56	2
$Q_{\text{вжк}}, \text{ м}^3/\text{с}$	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
$Z_{\text{нб}} (Q_{\text{вжк}}(t)), \text{ м}$	118,3	118,3	118,3	118,3	118,3	117,8	117,8	117,8	117,8	118,3	118,3	118,3
$H_{\text{гэс}}^{\text{подв}}, \text{ м}$	61,14	61,14	61,14	61,14	61,14	61,61	61,61	61,61	61,61	61,14	61,14	61,14
$N_{\text{вжк}}, \text{ МВт}$	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114

Рисунок Б.3 – Режим работы без регулирования с учетом ВЖК

Продолжение приложения Б

№мес	Q90%	Qисп	Qф	Qлёд	Qшл	Qпол	Qвдхр	Qхл.сб	QВХК	QГЭС	QНБ	Vнач	ΔV	Vкон	Zнач	Zкон	Zср	ZНБ	H	N	Nгар
11	118	1	6	6	0	105	885	0	220	990	996	32,000	2,294	29,706	180	177,64	178,82	120,02	58,2	496	496
12	15,2	0	6	6	0	3,2	1260	0	220	1263	1269	29,706	3,266	26,440	177,64	174,12	175,88	120,7	54,58	593	593
1	51	1	6	6	0	38	1323	0	220	1361	1367	26,440	3,429	23,011	174,12	170,3	172,21	120,93	50,68	593	593
2	36	0	6	6	0	24	1196	0	220	1220	1226	23,011	3,100	19,911	170,3	166,61	168,46	120,59	47,27	496	496
3	29	0	6	6	0	17	812	0	220	829	835	19,911	2,105	17,806	166,61	163,89	165,25	119,6	45,05	321	321
4	29	0	6	6	0	17	197	0	220	214	220	17,806	0,511	17,296	163,89	163,19	163,54	117,79	45,15	83	
5	2152	22	6	6	0	2118	-1904	0	220	214	220	17,296	-4,935	22,231	163,19	169,39	166,29	117,79	47,9	88	
6	2211	22	6	-24	66	2141	-1993	0	220	148	220	22,231	-5,166	27,397	169,39	175,16	172,28	118,26	53,42	68	
7	1087	11	6	-24	33	1061	-880	0	220	181	220	27,397	-2,281	29,678	175,16	177,61	176,39	118,26	57,53	90	
8	651	7	6	0	0	638	-424	0	220	214	220	29,678	-1,099	30,777	177,61	178,77	178,19	118,26	59,93	109	
9	692	7	6	0	0	679	-465	0	220	214	220	30,777	-1,205	31,982	178,77	179,76	179,77	119,19	59,98	111	
10	643	6	6	6	0	625	-7	0	220	618	624	31,982	-0,018	32,000	179,97	180	179,99	119,03	60	321	321

Рисунок Б.4 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году

Продолжение приложения Б

Месяцы	Проектируемая ГЭС							Сущ. ГЭС	$\frac{N_{\text{раб.}}}{N_{\text{гар}}} \leq 1,2$
	$N_{\text{гар}},$ МВт	$\mathcal{E}_{\text{гар}},$ млн кВт*ч	$N_{\text{баз.}},$ МВт	$\mathcal{E}_{\text{баз.}},$ млн кВт*ч	$N_{\text{пик.}},$ МВт	$\mathcal{E}_{\text{пик.}},$ млн кВт*ч	$N_{\text{раб.}},$ МВт	$N_{\text{раб.}},$ МВт	
Январь	593	14,23	48	1,152	572	13,08	620	215	1,02
Февраль	496	11,9	45	1,08	476	10,82	521	205	1,05
Март	321	7,70	43	1,032	290	6,67	333	200	1,04
Апрель	83	1,99	43	1,032	50	0,96	93	220	1,12
Май	88	2,11	45	1,08	57	1,03	102	230	1,16
Июнь	68	1,63	51	1,224	30	0,41	81	250	1,19
Июль	90	2,16	54	1,296	54	0,86	108	250	1,2
Август	109	2,62	56	1,344	71	1,27	127	230	1,17
Сентябрь	111	2,66	57	1,368	75	1,30	132	220	1,19
Октябрь	321	7,70	57	1,368	279	6,34	336	195	1,05
Ноябрь	496	11,9	55	1,32	476	10,58	531	190	1,07
Декабрь	593	14,23	52	1,248	563	12,98	615	220	1,04

Рисунок Б.5– Сводная таблица рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

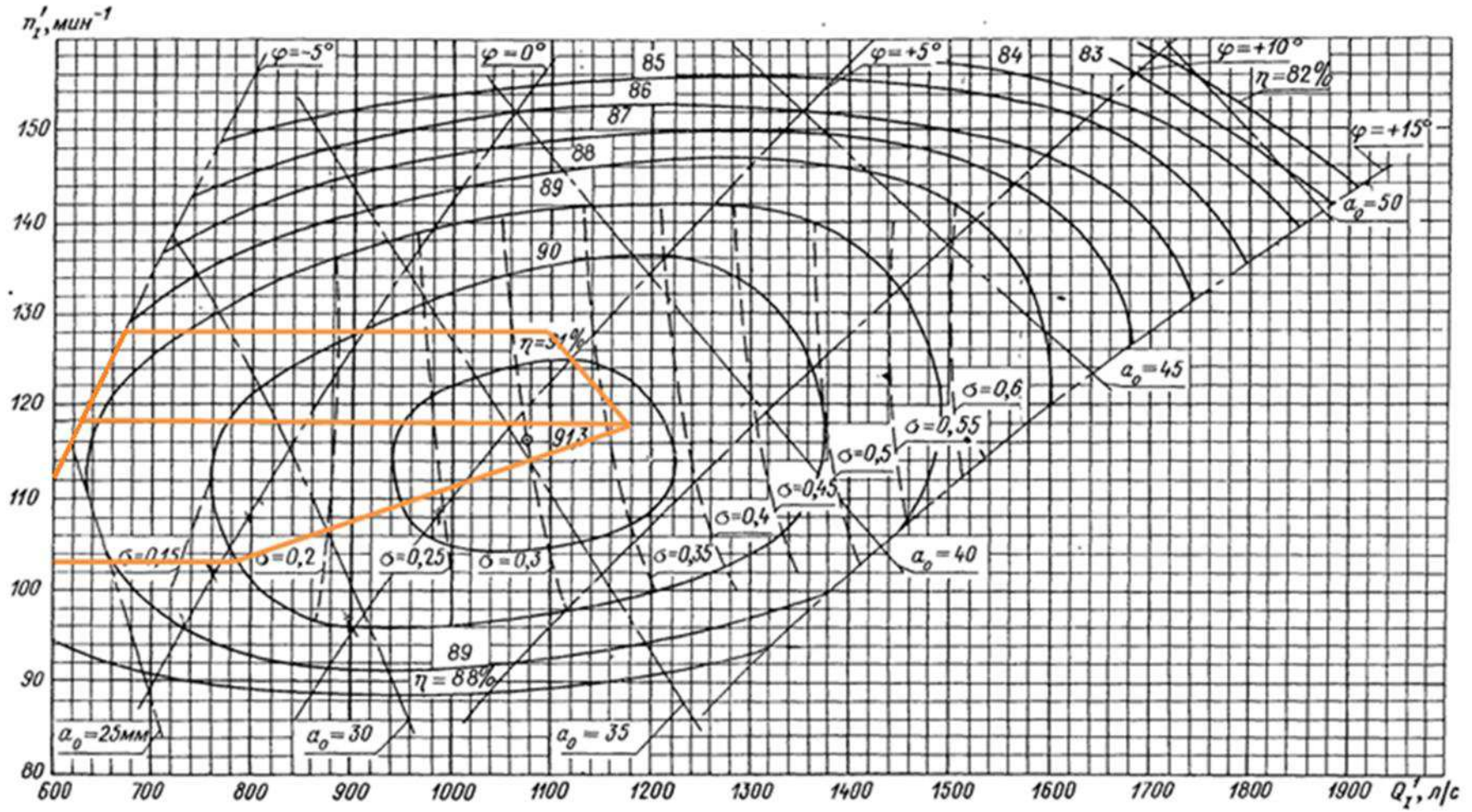


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика турбины ПЛ-60-В-600

Продолжение приложения В

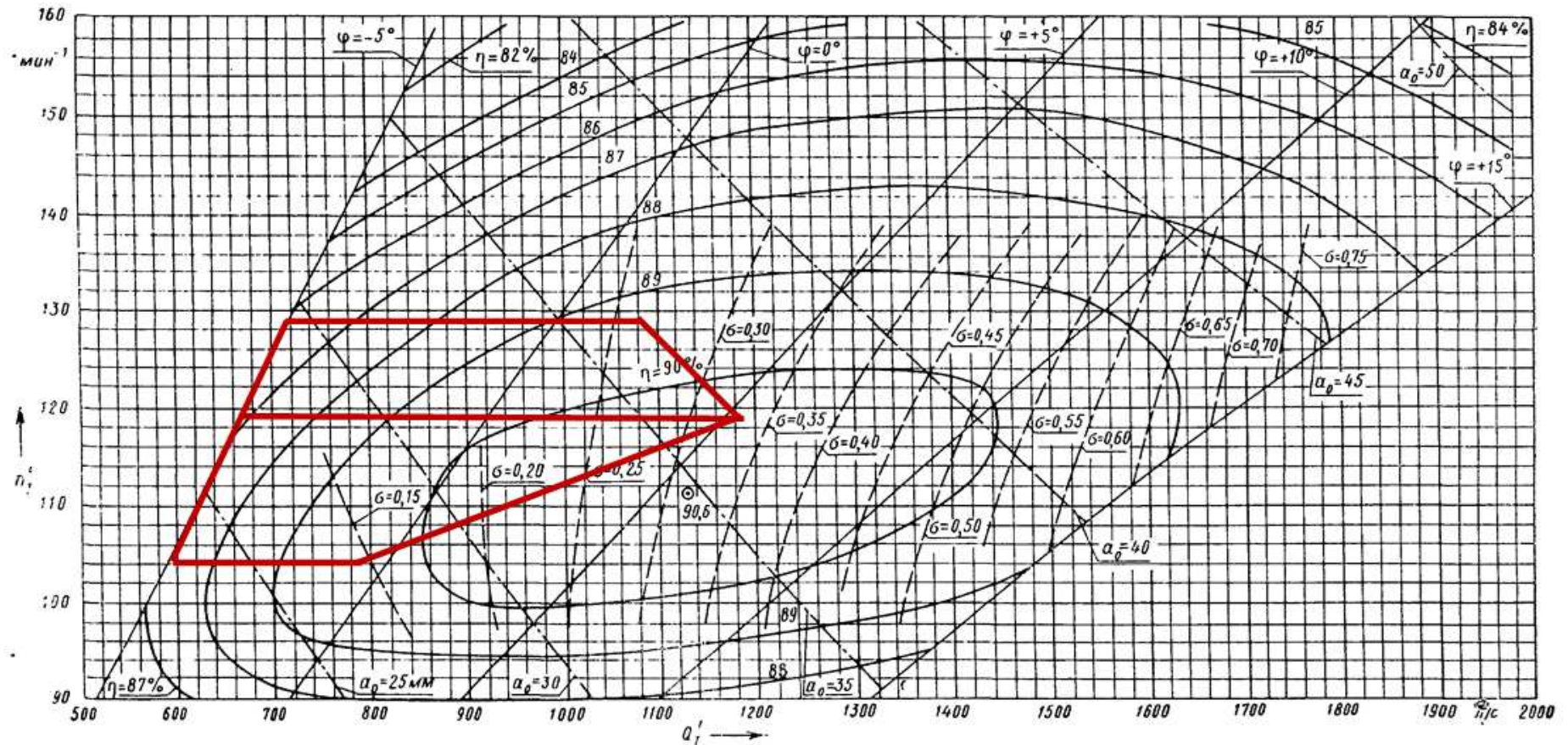


Рисунок В.2 – Универсальная характеристика турбины ПЛ-60-В-600

Продолжение приложения В

Таблица В.1 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-900/110-41

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{НОМ}$	МВ·А	112
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е	0,85
Номинальное напряжение	$U_{НОМ}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{НОМ}$	кА	5,51
Сопротивление обмотки статора	x_d	о.е	0,95
Переходное сопротивление	x'_d	о.е	0,21
Сверхпереходное сопротивление	x''_d	о.е	0,29
Исполнение	зонтичное		

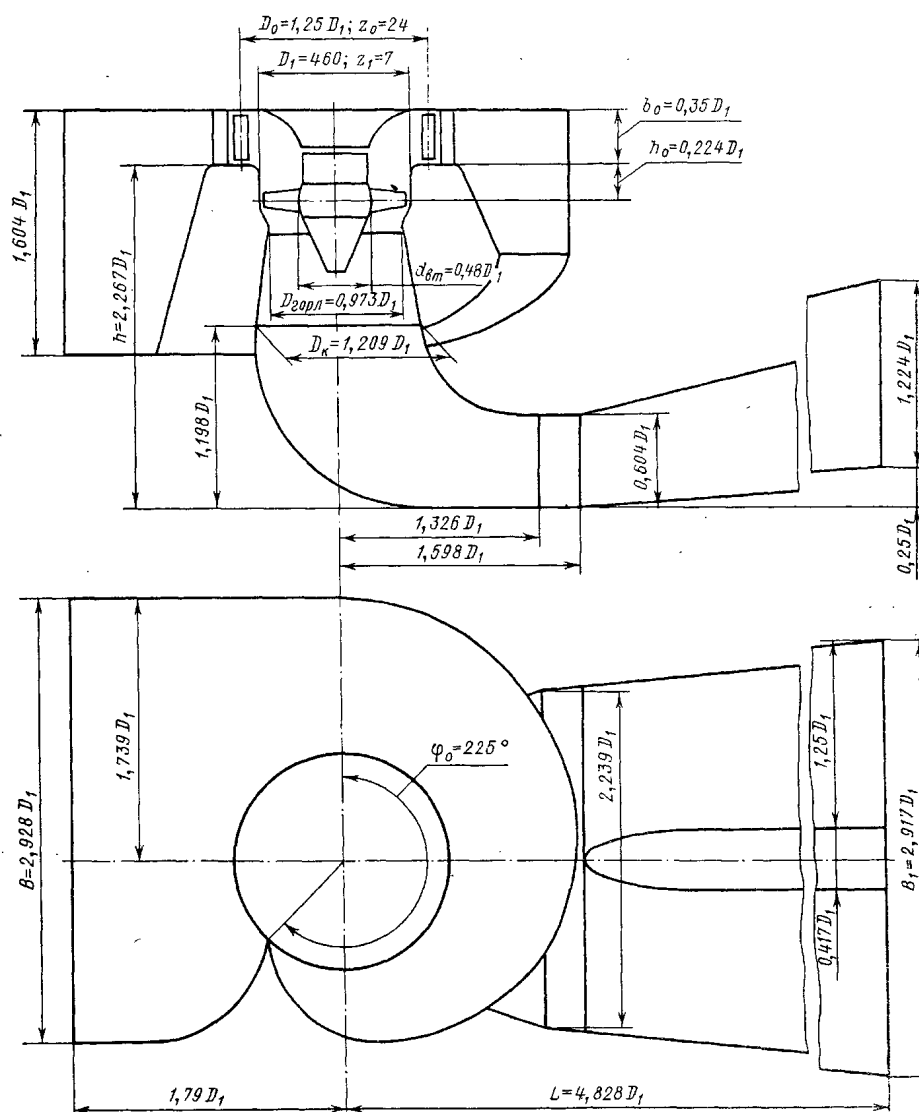


Рисунок В.3 – Проточная часть гидротурбины ПЛ 60

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Расчет бетонной СК

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	10,43	9,89	9,34	8,80	8,25	7,70	7,16	6,61	6,06	5,52	4,97	4,43
b_i	5,32	4,99	4,66	4,34	4,01	3,68	3,36	3,03	2,71	2,38	2,05	1,73
a_i	5,38	4,84	4,29	3,75	3,20	2,65	2,11	1,56	1,01	0,47	-0,08	-0,63
r_k	5,91	5,82	5,74	5,65	5,56	5,47	5,39	5,30	5,21	5,12	5,04	4,95
r_k/r_a	1,17	1,15	1,14	1,12	1,10	1,08	1,07	1,05	1,03	1,01	1,00	0,98
$\ln(r_k/r_a)$	0,16	0,14	0,13	0,11	0,10	0,08	0,06	0,05	0,03	0,01	0,00	-0,02
r_i/r_a	2,07	1,96	1,85	1,74	1,63	1,53	1,42	1,31	1,20	1,09	0,98	0,88
$\ln(r_i/r_a)$	0,73	0,67	0,62	0,55	0,49	0,42	0,35	0,27	0,18	0,09	-0,02	-0,13
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	3,86	3,35	2,87	2,41	1,97	1,56	1,17	0,82	0,49	0,21	-0,03	-0,23
$r_k \cdot \text{ctg} \gamma$	22,06	21,74	21,41	21,08	20,76	20,43	20,10	19,78	19,45	19,13	18,80	18,47
$r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln(r_k/r_a)$	3,48	3,10	2,73	2,36	2,00	1,65	1,30	0,95	0,62	0,28	-0,05	-0,37
m_i	3,22	2,89	2,56	2,24	1,91	1,58	1,26	0,93	0,61	0,28	-0,05	-0,37
J_i	3,87	3,42	2,98	2,56	2,15	1,77	1,41	1,07	0,76	0,49	0,25	0,05
φ_i	225,00	198,52	172,96	148,40	124,94	102,67	81,70	62,19	44,29	28,22	14,23	2,65
Q_i	163,2	144,0	125,5	107,6	90,6	74,5	59,3	45,1	32,1	20,5	10,3	1,9

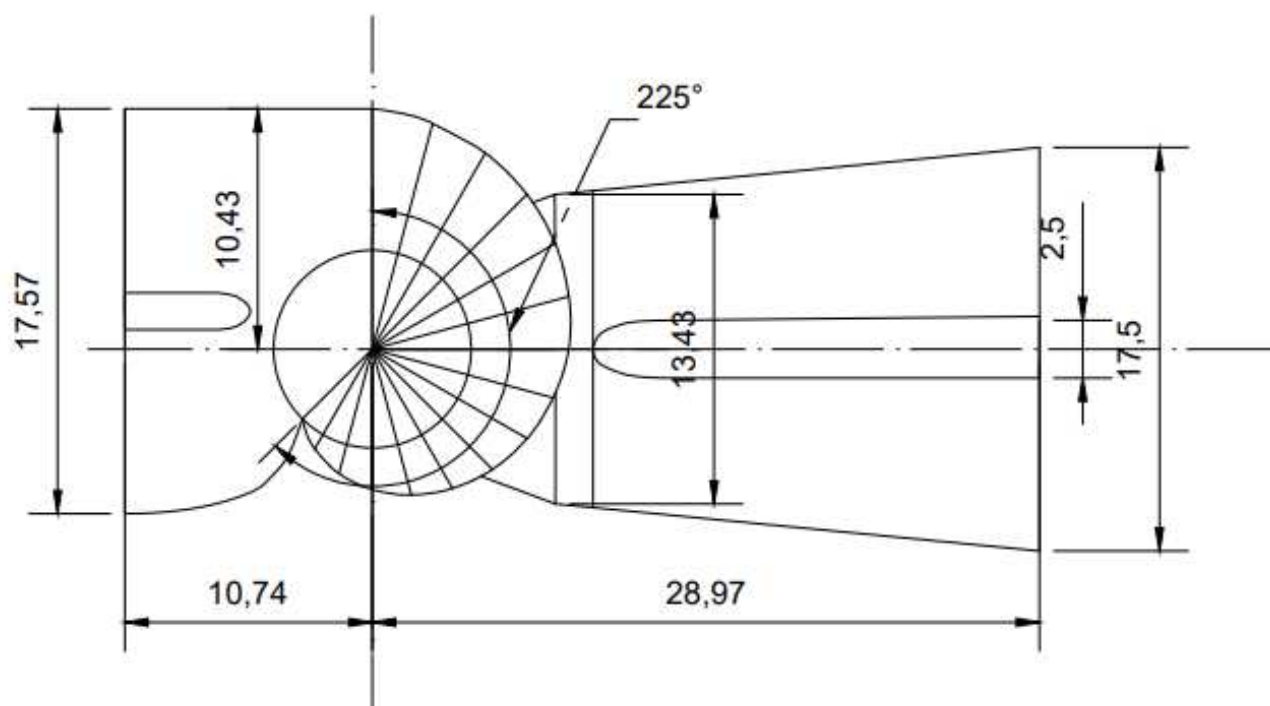


Рисунок В.4 – Схема спиральной камеры Олекминской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,06 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,18 А	
		I_{OTC}	$6 \cdot I_H$	24,96 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	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	1,03 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,41 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,53 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,31 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,096	1,34 Ом
			$Z_{CM I}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,20 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	4,91 Ом
			$Z_{CM II}$	$0,15 \cdot Z_{II}$	0,74 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,18 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,32 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,87 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Компоновка и сооружения гидроузла

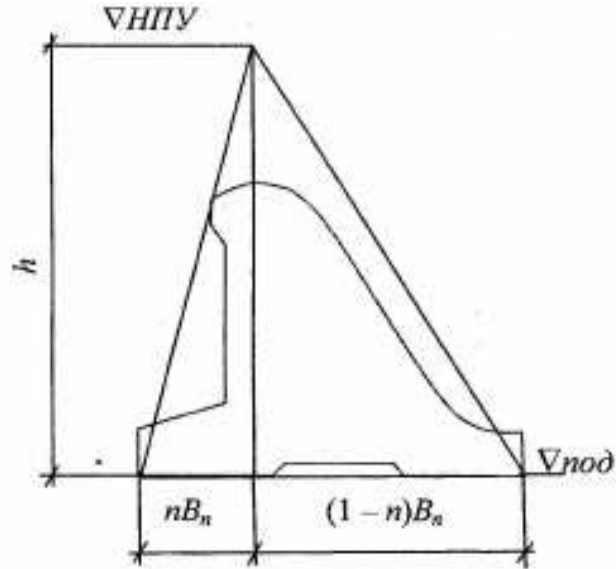


Рисунок Д.1 – Схема треугольного профиля плотины

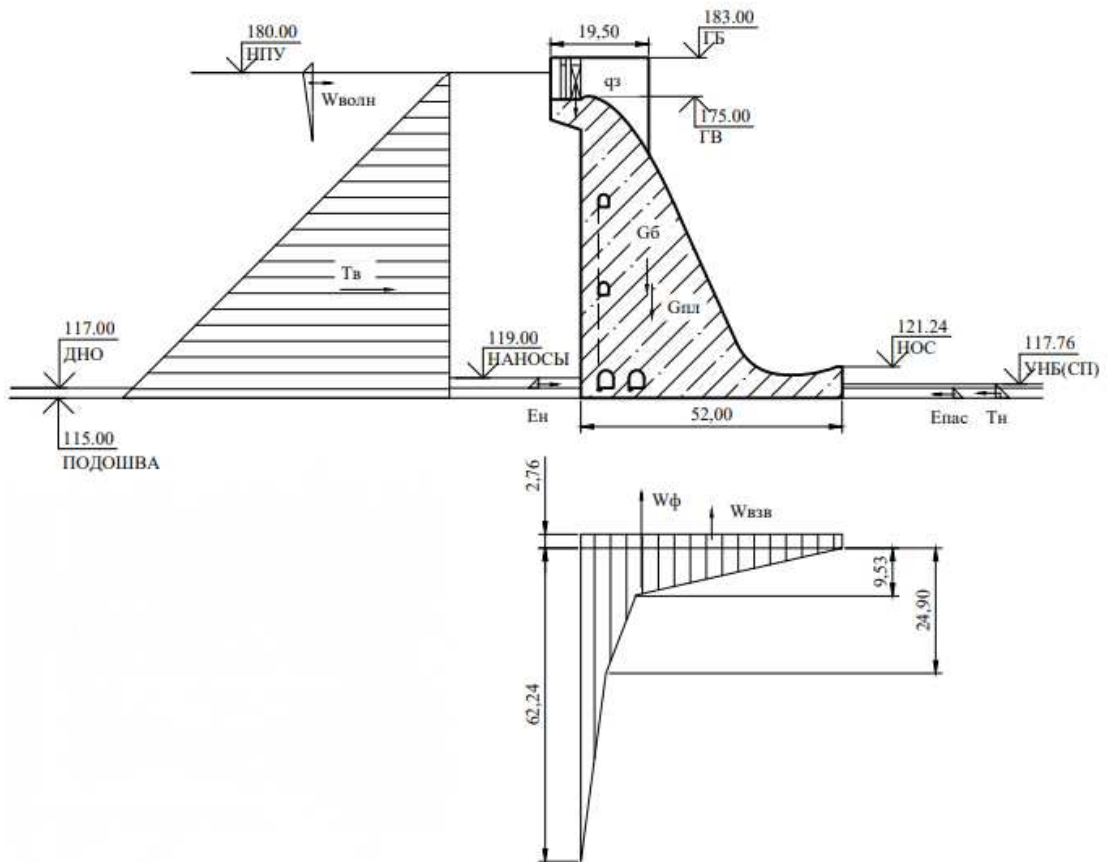


Рисунок Д.2 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

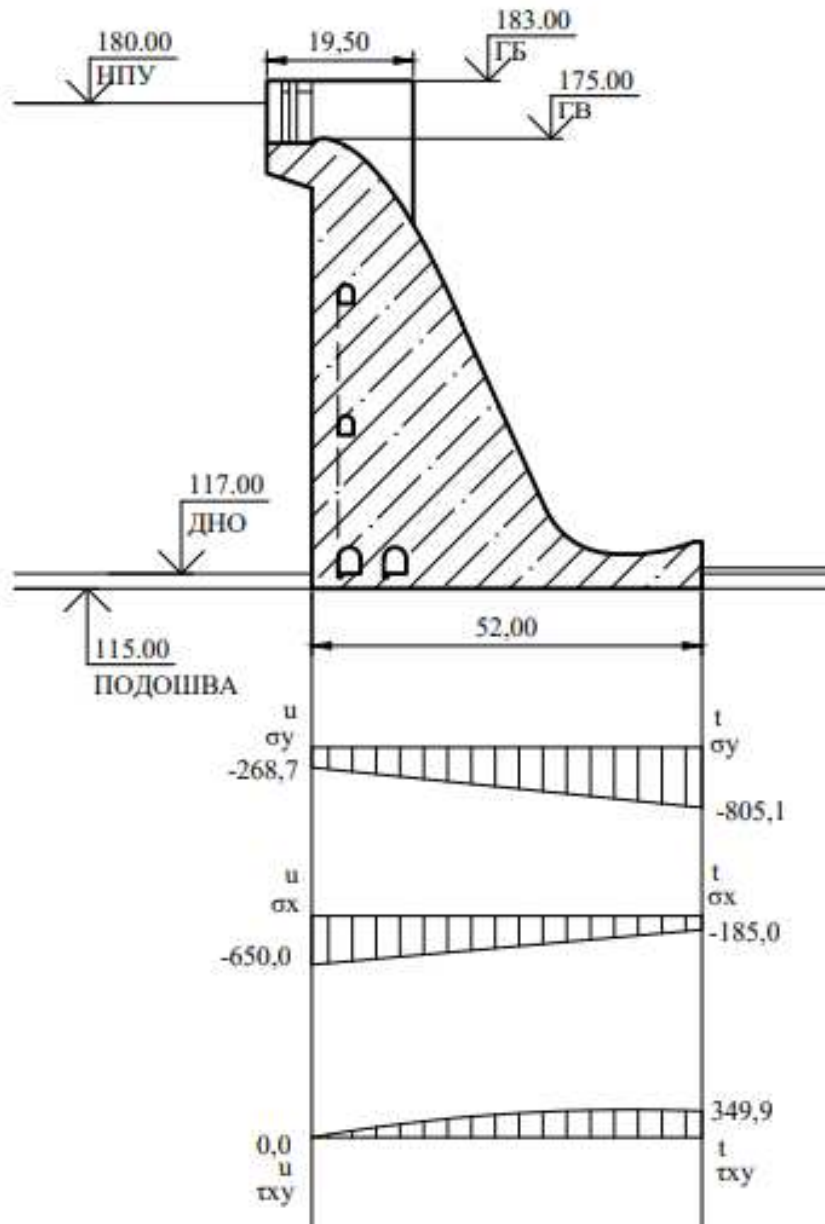


Рисунок Д.3 – Эпюры напряжений в сечении

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Оценка экономических показателей

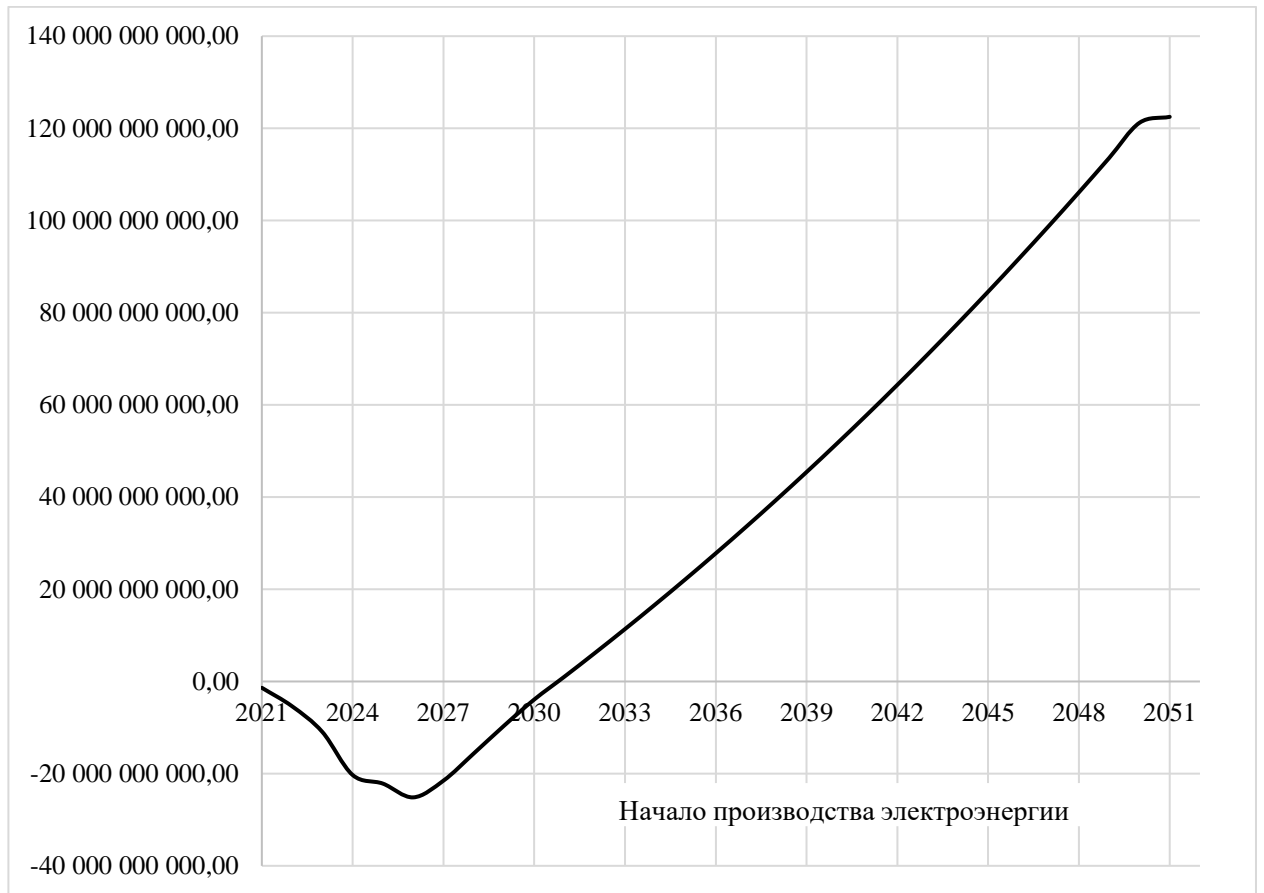


Рисунок Е.1 – Изменение денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись. инициалы, фамилия

« 18 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЕКМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЕКМА.
ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ УЗЛОВ ГА, ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ТК,
АЛГОРИТМЫ РАБОТЫ**

Руководитель


подпись, дата

Зав. Кафедры ГГЭЭС,
СШФ СФУ,

канд. техн. наук
должность

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

А.А. РЫЖОВ
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021