

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАНА. ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ. УЧАСТИЕ ГЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

тема

Руководитель	_____	<u>Заместитель начальника Службы релейной защиты, автоматики и метрологии Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»</u>	<u>А.Н.Сивцов</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Е.В.Прибытко</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Манской ГЭС на реке Мана. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МАНСКОЙ ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	9
1.2 Сейсмические условия	9
1.3 Гидрологические данные	9
1.4 Инженерно-геологические условия.....	11
1.5 Данные об энергосистеме	11
2 Водно - энергетические расчёты и выбор установленной мощности	12
2.1 Определение максимальных расчетных расходов	12
2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	13
2.2.1 Выбор расчетного маловодного года	15
2.2.2 Выбор расчётного средневодного года	15
2.3 Определение типа регулирования	17
2.4 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы.....	18
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	20
2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	22
2.7 Водно - энергетические расчеты режима работы Манской ГЭС в маловодном году	24
2.8 Расчет установленной мощности проектируемой ГЭС.....	25
2.9 Баланс мощности.....	26
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	29
3.1 Построение режимного поля	29
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	31
3.3 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины	34
3.3.1 Работа одного агрегата при $H_{мин}$ и $N_{огр}$	35
3.3.2 Работа одного агрегата при H_{max} и N_p	35
3.3.3 Работа одного агрегата при $H_{ри}$ и N_p	35
3.4 Выбор типа серийного генератора	36
3.5 Гидромеханический расчет построение плана металлической спиральной камеры.....	37
3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины	39
3.6.1 Расчёт вала на прочность	39
3.6.2 Расчёт подшипника	39
3.7 Выбор вспомогательного оборудования.....	41
3.7.1 Выбор маслonaпорной установки.....	41
3.7.2 Выбор электрогидравлического регулятора	41
4 Электрическая часть.....	42

4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	42
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	43
4.2.1	Выбор синхронных генераторов.....	43
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	43
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком.....	45
4.2.4	Выбор трансформаторов общестанционных и общеагрегатных нужд ..	46
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий.....	47
4.4	Выбор главных схем ГЭС на основании технико-экономического расчета.....	48
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	50
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.....	51
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	51
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	52
4.7	Выбор электрических аппаратов.....	54
4.7.1	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима.....	54
4.7.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	55
4.7.2.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	55
4.7.2.2	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети.....	56
4.7.2.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	56
4.8	Выбор параметров ОРУ.....	57
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	57
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	57
4.8.3	Выбор ОПН для генераторного напряжения и ОРУ.....	57
5	Релейная защита и автоматика.....	59
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	59
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	60
5.3	Расчет номинальных токов.....	61
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	62
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG).....	62
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo)).....	64
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	67
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	67
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	71
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <.....	73

5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	76
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	77
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	78
6	Компоновка сооружения гидроузла	79
6.1	Выбор класса гидротехнического сооружения	79
6.2	Определение отметки гребня глухой бетонной плотины	79
6.3	Определение параметров волнового воздействия	80
6.4	Гидравлические расчеты	82
6.4.1	Определение ширины водосливного фронта	82
6.4.2	Определение отметки гребня водослива	83
6.4.3	Определение отметки гребня быка сооружений напорного фронта	85
6.4.4	Построение профиля водосливной грани	85
6.4.5	Пропуск расходов через донный аварийный водосброс	86
6.4.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	87
6.4.7	Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей	88
6.5	Конструирование плотины	90
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	90
6.5.2	Разрезка бетонных плотин швами	92
6.5.3	Быки	92
6.5.4	Устои	93
6.5.5	Дренаж тела бетонных плотин	93
6.5.6	Галереи в теле плотины	94
6.5.7	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	94
6.5.8	Противофильтрационная завеса	94
6.5.9	Дренажные устройства в основании	95
6.5.10	Судоподъемник	95
6.6	Определение основных нагрузок на плотину	95
6.6.1	Вес сооружения	95
6.6.2	Расчет гидростатического давления воды	96
6.6.3	Равнодействующая взвешивающего давления	97
6.6.4	Сила фильтрационного давления	97
6.6.5	Давление грунта	98
6.6.6	Расчет волнового давления	99
6.7	Оценка прочности плотины	100
6.7.1	Определение напряжений	100
6.7.2	Критерии прочности плотины	103
6.7.3	Расчет устойчивости плотины	103
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	105
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	105
7.2	Охрана труда	106
7.3	Пожарная безопасность	107
7.4	Охрана окружающей среды	109
7.4.1	Общие сведения о районе в зоне строительства Манского гидроузла	109

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС	110
7.4.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	112
7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве	113
7.4.5 Обращение с отходами.....	113
8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	115
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	115
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	116
8.3 Налоговые расходы	119
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	119
8.5 Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта	120
8.6 Оценка инвестиционного проекта.....	121
8.6.1 Методология, исходные данные	121
8.7 Коммерческая эффективность	122
8.8 Бюджетная эффективность	123
8.9 Анализ чувствительности	123
9 Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.....	126
9.1 Общие сведения.....	126
9.2 Требования к качеству регулирования.....	128
9.3 Первичное регулирование частоты. Требования к общему первичному регулированию	129
9.3.1 Технические условия обеспечения мониторинга участия электростанций (энергоблоков, очередей) в ОПРЧ.....	130
9.4 Требования к нормированному первичному регулированию частоты	132
9.5 Вторичное регулирование частоты и мощности	134
9.5.1 Требования к участию ГЭС в оперативном вторичном регулировании.....	134
9.5.2 Автоматизация вторичного регулирования	136
9.5.3 Основные требования к автоматизации вторичного регулирования частоты и перетоков мощности.....	136
9.6 ГРАРМ. Назначение	137
9.6.1 Требования к системе ГРАМ	137
9.7 Третичное регулирование	138
9.8 Участие Манской ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.....	139
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	140
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Анализ исходных данных	143
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчеты.....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование.....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Таблица уставок и матрица отключений защит	156

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МАНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Мана;
2. Наименование ГЭС.....Манская;
3. Местонахождение ГЭС.....Красноярский край;
4. Тип проектируемой установки.....Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....200 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 1,0%.....1218,7 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%.....1566,7 м³/с;
 - г) минимальный.....70 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка НПУ.....260 м;
 - в) отметка ФПУ.....261 м;
 - г) отметка УМО.....247,61 м;
 - д) объем водохранилища полный.....2,18 км³;
 - е) объем водохранилища полезный.....1,25 км³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....48,5 м;
 - б) расчетный.....39,6 м;
 - в) минимальный.....33,5 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная.....82 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....588 млн. кВт · ч;
9. Плотина (общая длина/ максимальная высота):
 - а) правобережная бетонная плотина.....291,8 м/ 54,2 м;
 - б) левобережная глухая бетонная плотина.....64,2 м/54,2 м;
 - в) станционная часть.....48 м/54,2 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и ширина пролетов.....3 × 12 м;
 - б) общая длина.....48 м;
 - в) максимальная высота.....54,2 м;
 - 10.2 Глубинные водовыпуски:
 - а) число и ширина пролетов.....2 × 2 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....приплотинное;
 - б) число агрегатов.....2;
 - в) грунты в основании.....гранит;
 - г) тип спиральной камеры.....металлическая;
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
12. Основное оборудование:
 - а) тип турбин..... ПЛД 50-В60° – 400;

- б) тип генератора.....СВ-655/110-32;
- в) номинальная активная мощность генератора.....42 МВт;
- г) частота вращения.....187,5 об/мин;
- д) тип трансформаторов.....ТДЦ-63000/110-У1;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....15,6 лет;
- б) себестоимость электроэнергии.....1,69 руб/кВт · час;
- в) удельные капиталовложения.....73524,39 руб/кВт.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Створ Манской ГЭС расположен в Красноярском крае. Климат этого региона умеренно континентальный с теплым летом, и холодной, малоснежной зимой. Данный регион характеризуется сильными изменениями температуры воздуха в течение года. Среднегодовая температура воздуха составляет около +2 градусов.

Январь - самый холодный месяц года, его средняя температура составляет около - 16 градусов. Июль - самый тёплый месяц года, со средней температурой +19 градусов. Среднее количество осадков составляет 316 мм. В начале ноября образуется снежный покров, который уменьшается к концу марта.

1.2 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Манской ГЭС равна 6 баллам.

1.3 Гидрологические данные

Река Мана является правым притоком сибирской реки Енисей, течение ее направлено на северо-запад и пересекает Партизанский, Манский и Березовский районы Красноярского края. В верховьях питание реки снеговое и дождевое. Длина реки - 475 км, площадь бассейна - 9320 км², скорость речного стока изменяется от 4 км/час (в низовьях) до 7 - 8 км/час (в верховьях).

Средний многолетний расход воды в проектируемом створе составляет 200м³/с. В весенне-летние периоды времени происходит половодье. Самые многоводные месяцы - май, июнь.

В таблице А1, приложение А приведён гидрологический ряд наблюдений в период с 1923–1972 гг.

Среднее значение стока за весь период наблюдений составляет 200 м³/с.

Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунках 1.1, 1.2.

Таблица 1.1 - Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней нижнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
211,00	0,00	211,00	0	211,00	0
234,99	0,40	212,43	80	212,43	100
245,47	0,80	213,23	160	213,23	200
251,13	1,20	213,82	240	213,82	300
255,27	1,60	214,35	320	214,35	400

Окончание таблицы 1.1

Кривая связи объемов и уровней нижнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
258,68	2,00	214,86	400	214,86	500
261,47	2,40	215,31	480	215,31	600
263,93	2,80	215,69	560	215,69	700
266,53	3,20	216,00	640	216,00	800
-	-	216,25	720	216,25	900
-	-	216,40	800	216,40	1000

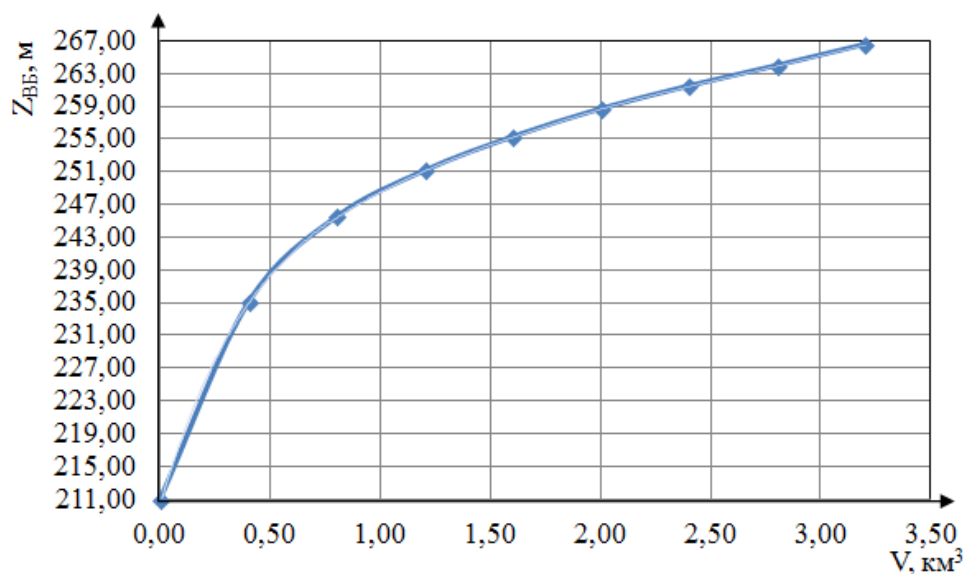


Рисунок 1.1 - Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

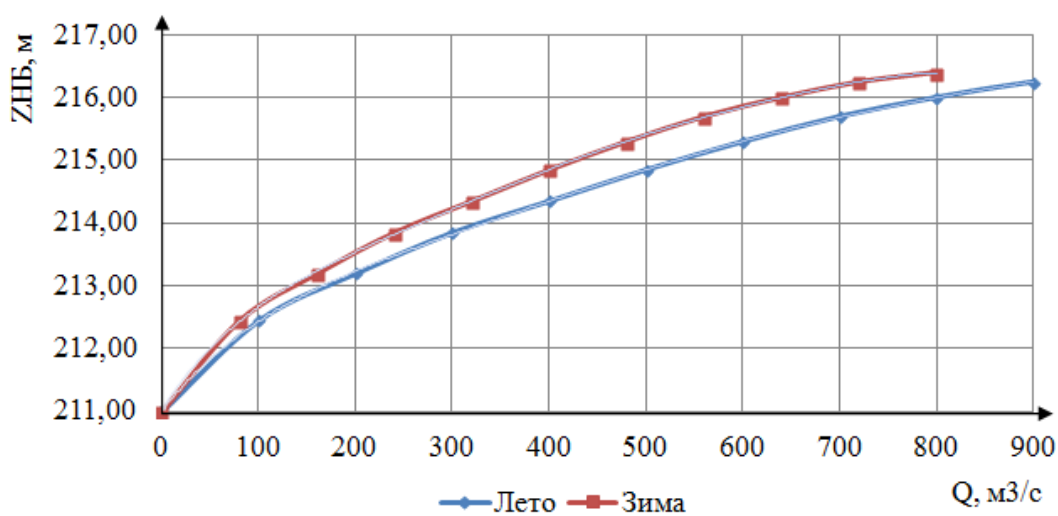


Рисунок 1.2 - Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,5$ м;
Отметка нормального подпорного уровня НПУ = 260 м.

1.4 Инженерно-геологические условия

В основании створа Манской ГЭС залегает гранит. Ширина по створу составляет 404 м. Дно находится на отметке 211 м.

1.5 Данные об энергосистеме

Манская ГЭС предназначена для работы в составе электростанций, входящих в оперативную зону Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Сибири» Красноярского РДУ.

В состав Красноярского РДУ входят крупные электростанции: Красноярская ГЭС и Богучанская ГЭС. Часть вырабатываемой электроэнергии потребляется в Красноярском РДУ, остальная часть экспортируется в другие РДУ.

Годовой максимум нагрузки энергосистемы $P_c^{\text{макс}} = 8318$ МВт;

Нагрузочный резерв составляет 2%; аварийный резерв составляет 8%;

Коэффициент мощности $K_m = 8,8$.

2 Водно - энергетические расчёты и выбор установленной мощности

2.1 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расходы, представленные в таблице А.1, приложение А, необходимо расположить в порядке убывания, затем вычисляем коэффициент K .

$$K = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

где Q_n - n -ый член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{\text{ср}}$ - средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации максимальных расходов рассчитывается по формуле 2.2.

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{11,09}{50}} = 0,471. \quad (2.2)$$

Коэффициент асимметрии максимальных расходов рассчитывается по формуле 2.3.

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{n \cdot C_v^3} = \frac{4,12}{50 \cdot 0,471^3} = 0,789. \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации:

$$\delta_{C_v} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,471^2}}{\sqrt{2 \cdot (50-1)}} \cdot 100\% = \pm 13,04\%. \quad (2.4)$$

Данная ошибка незначительна для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии:

$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\%; \quad (2.5)$$

$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \sqrt{1+6 \cdot 0,471^2+5 \cdot 0,471^4}}}{0,789} \cdot 100\% = 70,5\%.$$

Средняя квадратическая ошибка коэффициента асимметрии намного выше допустимого, поэтому принимаем $C_s=2 \cdot C_v$; $C_s=0,942$.

$$\delta c_s = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \sqrt{1+6 \cdot 0,471^2 + 5 \cdot 0,471^4}}}{0,942} \cdot 100\% = 59,04 \%$$

Для заполнения таблицы 2.1 воспользуемся следующими формулами:

$$M_s = \varphi \cdot C_v; \quad (2.6)$$

$$K_s = M_s + 1; \quad (2.7)$$

$$Q_s = Q_{\text{ср.макс}} K_s. \quad (2.8)$$

Таблица 2.1 - Результаты расчетов максимальных расходов

P, %	Ф	M_s	K_s	$Q_s, \text{м}^3/\text{с}$
1,0	2,99	1,41	2,41	1218,7
0,1	4,45	2,10	3,10	1566,7

2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

При выборе расчетных гидрографов необходимо учитывать условия водности реки в проектируемом створе, исходя из всего имеющегося ряда за 50 лет наблюдений для реки Мана за 1923 - 1972 гг.

Целесообразно разделить год на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Можно предположить, что период половодья включает в себя месяцы, в которые расходы превышают или равны среднегодовому расходу. Остальные месяцы относятся к маловодному периоду. По результатам определения водности реки V, VI, VII, VIII, IX месяцы относятся к периоду половодья, а к периоду межени относятся I, II, III, IV, X, XI, XII месяцы.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

Значение обеспеченности рассчитывается по формуле 2.9:

$$P = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.9)$$

где m - порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n=50$ - общее число членов ряда.

Ранжированные данные расходов по убыванию, соответствующие межени и половодью представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Расчётные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Q _{ср. год} , м ³ /с	Год	Q _{ср. пол.} , м ³ /с	Год	Q _{ср. меж.} , м ³ /с
1	2	1970	290	1954	523	1955	139
2	4	1954	280	1970	507	1970	135
3	6	1955	272	1950	477	1956	134
4	8	1950	262	1952	460	1971	132
5	10	1971	260	1955	456	1943	129
6	12	1943	250	1971	438	1962	116
7	14	1956	250	1959	434	1944	113
8	16	1952	244	1943	419	1964	109
9	18	1962	240	1956	413	1940	109
10	20	1959	234	1962	412	1950	109
11	22	1944	230	1958	402	1972	109
12	24	1949	228	1949	399	1958	105
13	25	1958	228	1944	395	1949	105
14	27	1972	224	1960	394	1966	105
15	29	1960	222	1972	385	1941	104
16	31	1940	212	1939	380	1954	104
17	33	1937	208	1969	360	1965	104
18	35	1966	206	1924	359	1923	102
19	37	1941	204	1937	359	1937	100
20	39	1924	202	1933	358	1926	100
21	41	1939	202	1940	358	1960	99
22	43	1933	200	1925	356	1957	96
23	45	1925	198	1934	353	1946	96
24	47	1957	198	1966	346	1935	95
25	49	1969	198	1941	342	1929	95
26	51	1934	196	1957	342	1942	95
27	53	1926	194	1951	338	1945	95
28	55	1946	194	1946	331	1931	94
29	57	1942	192	1942	327	1947	93
30	59	1951	190	1938	326	1959	92
31	61	1965	190	1926	324	1952	91
32	63	1947	188	1947	320	1924	90
33	65	1931	182	1948	313	1951	86
34	67	1935	180	1953	312	1963	86
35	69	1948	178	1965	310	1925	86
36	71	1938	176	1931	304	1933	86
37	73	1953	176	1935	301	1969	84
38	75	1964	176	1967	300	1948	83
39	76	1923	174	1968	291	1934	82
40	78	1967	172	1923	288	1930	81
41	80	1929	166	1930	284	1967	79
42	82	1930	166	1936	280	1936	79
43	84	1968	166	1964	270	1953	77

Окончание таблицы 2.2

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Q _{ср. год} , м ³ /с	Год	Q _{ср. пол.} , м ³ /с	Год	Q _{ср. меж.} , м ³ /с
44	86	1936	162	1929	264	1939	75
45	88	1945	154	1932	253	1968	75
46	90	1932	148	1961	245	1961	73
47	92	1961	144	1945	239	1932	73
48	94	1963	142	1927	238	1938	71
49	96	1927	134	1963	222	1927	61
50	98	1928	124	1928	213	1928	60

2.2.1 Выбор расчетного маловодного года

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1932г., его принимаем как базовый.

Тогда базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 245м³/с, а по межени 73 м³/с.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью по формулам 2.10, 2.11:

$$K_{\text{половодья}} = \frac{Q_{\text{п}90\% \text{ базовое}}}{Q_{1932}} = \frac{245}{253} = 0,97; \quad (2.10)$$

$$K_{\text{межень}} = \frac{Q_{\text{м}90\% \text{ базовое}}}{Q_{1932}} = \frac{73}{73} = 1,00. \quad (2.11)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1932г. Корректировку значений этого года делать не нужно, очевидно, это приведет к искажению маловодного значения. В качестве расчетного маловодного года принимаем 1932г. без корректировки (таблица 2.3).

Таблица 2.3 - Расходы в расчетном маловодном году 1932г. (P=90%), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
Q _{90%} , м ³ /с	54	58	60	88	372	358	222	166	148	128	60	60	148

2.2.2 Выбор расчётного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1969 и 1934 годы. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Базовое значение по половодью для 50% обеспеченности 342 м³/с, а по межени 95 м³/с.

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет по формулам 2.12, 2.13:

$$K_{\text{половодья}} = \frac{Q_{\text{п50\%базовое}}}{Q_{1969}} = \frac{342}{360} = 0,95; \quad (2.12)$$

$$K_{\text{половодья}} = \frac{Q_{\text{п50\%базовое}}}{Q_{1934}} = \frac{342}{353} = 0,97. \quad (2.13)$$

Аналогично вычисляем коэффициенты приведения по межени для сравниваемых лет по формулам 2.14, 2.15:

$$K_{\text{межень}} = \frac{Q_{\text{м50\%базовое}}}{Q_{1969}} = \frac{95}{84} = 1,13; \quad (2.14)$$

$$K_{\text{межень}} = \frac{Q_{\text{м50\%базовое}}}{Q_{1934}} = \frac{95}{82} = 1,16. \quad (2.15)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1969г.

В таблице 2.4 представлены значения расчетных расходов средневодного года без приведения и с приведением.

Приведение осуществляется путём умножения расхода на коэффициенты приведения, соответствующие средневодному году и месяцам, соответствующим межени и половодью.

Таблица 2.4 - Расчетный средневодный год 1969г. без приведения и с приведением

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
Q _{50%} , м ³ /с	68	62	58	94	512	464	362	252	210	144	102	60	198
Q _{50%прив} , м ³ /с	77	70	66	106	486	441	344	239	200	163	115	68	198

По полученным данным таблиц 2.3 и 2.4 строится расчетный гидрограф, рисунок 2.1.

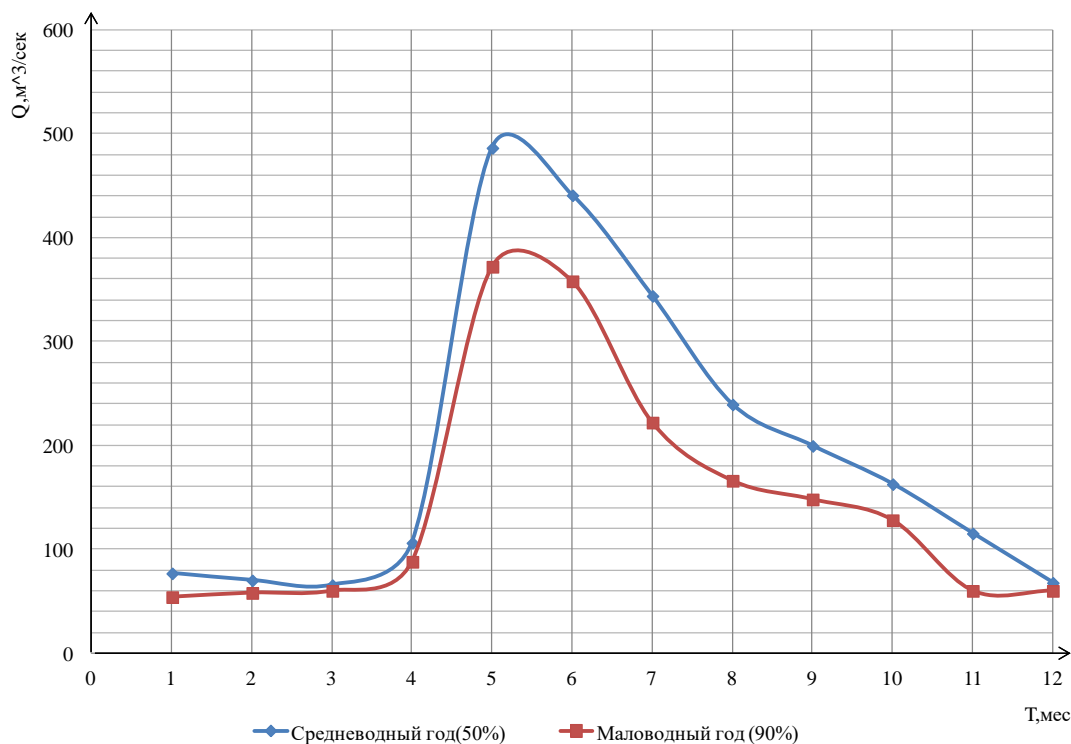


Рисунок 2.1 - Гидрограф маловодного и средневодного года

2.3 Определение типа регулирования

Для того чтобы определить полезный объем водохранилища необходимо определить отметку УМО водохранилища. В результате сработки маловодного года определили отметку УМО=247,61м. Объемы, соответствующие отметкам НПУ и УМО определяются по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).

$$V_{\text{НПУ}} = 2,18 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 0,93 \text{ км}^3.$$

Определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полезн.}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 2,18 - 0,93 = 1,25 \text{ км}^3. \quad (2.16)$$

Чтобы определить тип регулирования водохранилища, необходимо рассчитать коэффициент зарегулирования стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн.}}}{W_{\text{многолет.}}} = \frac{1,25}{6,31} = 0,2, \quad (2.17)$$

где $W_{\text{многолет.}}$ - среднемноголетний сток в заданном створе.

$$W_{\text{многолет.}} = Q_{\text{многолет.}} \cdot t = \frac{200 \cdot 31536000}{10^9} = 6,31 \text{ км}^3, \quad (2.18)$$

где $Q_{\text{многолет.}}$ - среднемноголетний расход, из таблицы А.1 Приложение А;
 t - число секунд в году.

Для годичного регулирования $\beta = 0,1 \div 0,3$, в данном случае, это условие выполняется. Следовательно, водохранилище Манской ГЭС годичного регулирования.

2.4 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы

Для данного региона расположения энергосистемы воспользуемся данными с сайта системного оператора, за летний (28.06.2017) и зимний (28.12.2017) среднестатистический день.

Данные о потреблении электроэнергии в ОДУ Сибири с уточнением потребления электроэнергии в Красноярском РДУ, также необходимые для построения интегральной кривой нагрузки, представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Суточный график нагрузки для зимы и для лета

t, ч	Зима		Лето	
	Р _{ОДУ} , МВт	Р _{РДУ} , МВт	Р _{ОДУ} , МВт	Р _{РДУ} , МВт
1:00	25287	7437	19082	5612
2:00	25076	7375	18730	5509
3:00	24928	7332	18432	5421
4:00	24908	7326	18455	5428
5:00	24967	7343	18166	5343
6:00	25426	7478	18599	5470
7:00	26659	7841	19447	5720
8:00	27193	7998	20175	5934
9:00	27924	8213	20998	6176
10:00	28081	8259	21334	6275
11:00	27969	8226	21420	6300
12:00	27700	8147	21330	6274
13:00	27537	8099	21160	6224
14:00	27404	8060	21311	6268
15:00	27392	8056	21149	6220
16:00	27692	8145	21273	6257
17:00	28039	8247	21100	6206
18:00	28401	8353	21162	6224
19:00	28206	8296	20975	6169
20:00	27834	8186	20923	6154
21:00	27712	8151	21102	6206
22:00	27209	8003	21138	6217
23:00	26537	7805	20617	6064
24:00	25829	7597	19724	5801

Можно построить интегральную кривую нагрузки по данным ИКН для лета (таблица 2.6) и для зимы (таблица 2.7).

Таблица 2.6 - Данные для построения ИКН для лета

t, ч	P _{ранж} , МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, млн. кВт·ч	P _{коорд} , МВт	Э _{коорд} , млн. кВт·ч
1:00	6300	25	25	25	0,025
2:00	6275	1	2	26	0,027
3:00	6274	6	18	32	0,045
4:00	6268	11	44	43	0,089
5:00	6257	33	165	76	0,254
6:00	6224	0	0	76	0,254
7:00	6224	4	28	80	0,282
8:00	6220	3	24	83	0,306
9:00	6217	11	99	94	0,405
10:00	6206	0	0	94	0,405
11:00	6206	30	330	124	0,735
12:00	6176	7	84	131	0,819
13:00	6169	15	195	146	1,014
14:00	6154	90	1260	236	2,274
15:00	6064	130	1950	366	4,224
16:00	5934	133	2128	499	6,352
17:00	5801	81	1377	580	7,729
18:00	5720	108	1944	688	9,673
19:00	5612	103	1957	791	11,630
20:00	5509	39	780	830	12,410
21:00	5470	42	882	872	13,292
22:00	5428	7	154	879	13,446
23:00	5421	78	1794	957	15,240
24:00	5343	5343	128232	6300	143,472

Таблица 2.7 - Данные для построения ИКН для зимы

t, ч	P _{ранж} , МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, млн. кВт·ч	P _{коорд} , МВт	Э _{коорд} , млн. кВт·ч
1:00	8226	13	65,00	140	0,316
2:00	8213	27	162,00	167	0,478
3:00	8186	35	245,00	202	0,723
4:00	8151	4	32,00	206	0,755
5:00	8147	2	18,00	208	0,773
6:00	8145	46	460,00	254	1,233
7:00	8099	39	429,00	293	1,662
8:00	8060	4	48,00	297	1,710
9:00	8056	53	689,00	350	2,399
10:00	8003	5	70,00	355	2,469
11:00	7998	157	2355,00	512	4,824
12:00	7841	36	576,00	548	5,400
13:00	7805	208	3536,00	756	8,936

Окончание таблицы 2.7

t, ч	P _{ранж} , МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, млн. кВт·ч	P _{коорд} , МВт	Э _{коорд} , млн. кВт·ч
14:00	7597	119	2142,00	875	11,078
15:00	7478	41	779,00	916	11,857
16:00	7437	62	1240,00	978	13,097
17:00	7375	32	672,00	1010	13,769
18:00	7343	11	242,00	1021	14,011
19:00	7332	6	138,00	1027	14,149
20:00	7326	7326	175824,00	8353	189,973
21:00	8226	13	65,00	140	0,316
22:00	8213	27	162,00	167	0,478
23:00	8186	35	245,00	202	0,723
24:00	8151	4	32,00	206	0,755

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периодов, с учетом введенных в работу ГЭС представлены на рисунках Б.1 и Б.2, приложение Б.

2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца находится по следующей формуле:

$$P_t^{max} = \frac{2a}{k'+1} + \frac{a|k'-1|}{6|k'+1|}t + b \cdot \cos |30^\circ t - 15^\circ|, \quad (2.19)$$

где t - порядковый номер месяца в году;

a, b - коэффициенты, для вычисления которых используют формулы 2.20 и 2.21:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_l^{max}}{2}; \quad (2.20)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_l^{max}}{2}, \quad (2.21)$$

где P_3^{max} - максимальная нагрузка за зиму;

P_l^{max} - максимальная нагрузка за лето.

Так как рассматривается неразвивающаяся энергосистема со статическим максимумом нагрузки, то формула (2.22) может быть представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos |30^\circ t - 15^\circ|. \quad (2.22)$$

Аналогично рассчитывается среднемесячная нагрузка энергосистемы P_t^{cp} .

Результаты расчета графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.8, 2.9.

Таблица 2.8 - Данные для построения графика максимальных годовых нагрузок

t, мес	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	a_{max}	b_{max}	P_{max} , МВт
1	0,966	7326,5	1026,500	8318
2	0,707			8053
3	0,259			7593
4	-0,258			7062
5	-0,706			6602
6	-0,966			6335
7	-0,966			6335
8	-0,709			6599
9	-0,261			7059
10	0,256			7590
11	0,705			8050
12	0,965			8317

Таблица 2.9 - Данные для построения графика среднегодовых нагрузок

t, мес	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	$a_{сред.}$	$b_{сред.}$	$P_{сред.}$, МВт
1	0,966	6946,771	968,771	7883
2	0,707			7632
3	0,259			7198
4	-0,258			6697
5	-0,706			6263
6	-0,966			6011
7	-0,966			6011
8	-0,709			6260
9	-0,261			6694
10	0,256			7195
11	0,705			7630
12	0,965			7882

График среднемесячных годовых нагрузок и максимальных годовых нагрузок представлен на рисунке 2.2.

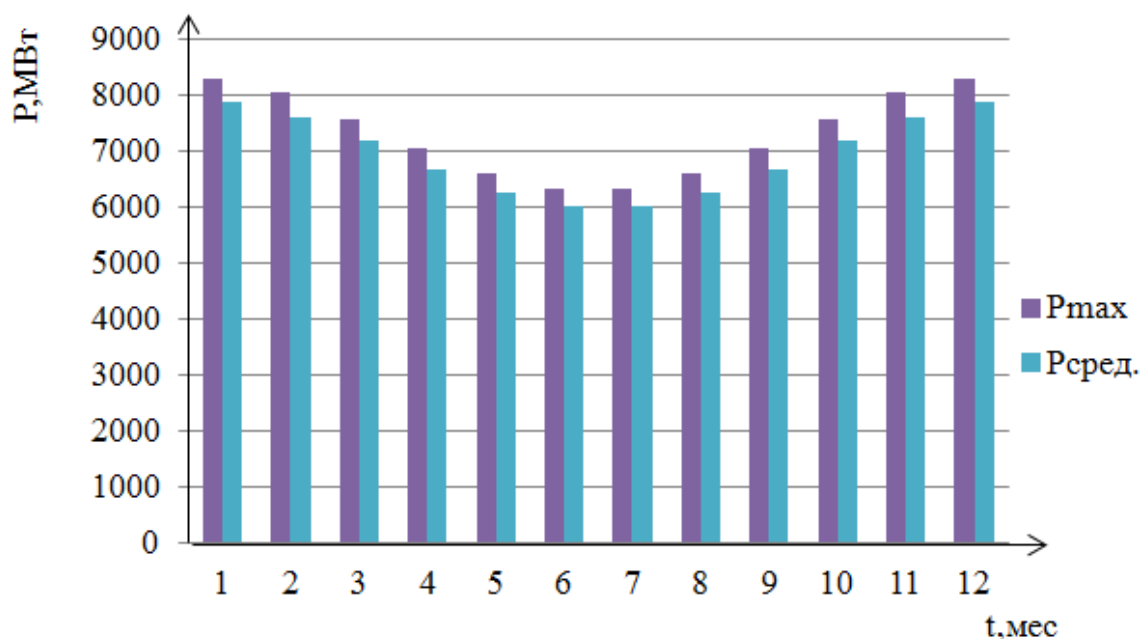


Рисунок 2.2 - График максимальных и средних нагрузок энергосистемы

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

Для определения параметров Манской ГЭС главным критерием является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Вычисляется значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца выбранного года по формуле 2.23:

$$N_{ГЭС\ быт} = k_N \cdot Q_{полез} \cdot H, \quad (2.23)$$

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

H - подведенный напор, м;

$Q_{полез}$ - полезный бытовой расход, м³/с.

Подведенный напор рассчитывается по формуле 2.24:

$$H = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \nabla h, \quad (2.24)$$

где $Z_{ВБ}$ - уровень верхнего бьефа, соответствующий отметке НПУ, м;

$Z_{НБ}$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определяемых на кривой связи;

$\nabla h = 0,5$ м - потери напора в водоподводящих сооружениях.

Рассчитывается мощность ГЭС с учетом требований ВХК по следующей формуле:

$$N_{ГЭС\text{ быт}} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H, \quad (2.25)$$

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

Результаты расчетов режимов ГЭС с учетом требований водохозяйственного комплекса сведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 - Результаты расчетов режимов ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	54	58	60	88	372	358	222	166	148	128	60	60
$Q_{\text{исп.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	4	4	2	2	1	1	1	1
$Q_{\text{лед.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	3	3	0	-6	-6	0	0	0	0	0	3	3
$Q_{\text{фильтр.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{шлюз.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	7	7	7	7	7	7	7	0	0
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	90	90	90	150	150	150	150	150	150	150	90	90
$Q_{\text{сумм.пот.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	5	5	2	4	7	12	11	11	10	10	5	5
$Q_{\text{пол.быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	49	53	58	84	365	346	211	155	138	118	55	55
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	212	212	212	212	214	214	213	213	213	213	212	212
$H, \text{ м}$	48	47	48	47	45	45	46	47	47	47	47	47
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	20	22	24	35	146	138	86	64	57	49	23	23
$Z_{\text{ВБ}} (\text{ВХК}), \text{ м}$	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
$Z_{\text{НБ}} (\text{ВХК}), \text{ м}$	213	213	212	213	213	213	213	213	213	213	213	213
$H (\text{ВХК}), \text{ м}$	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	37	37	37	62	62	62	62	62	62	62	37	37
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	-17	-15	-13	-27	84	77	24	2	-5	-13	-14	-14

На графике баланса энергий необходимо провести линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключенная между линией гарантированной мощности и $N_{\text{ВХК}}$ была равной $N_{\text{избыт.}} = 69$ МВт.

Баланс энергии с учетом перераспределения стока представлен на рисунке 2.3.

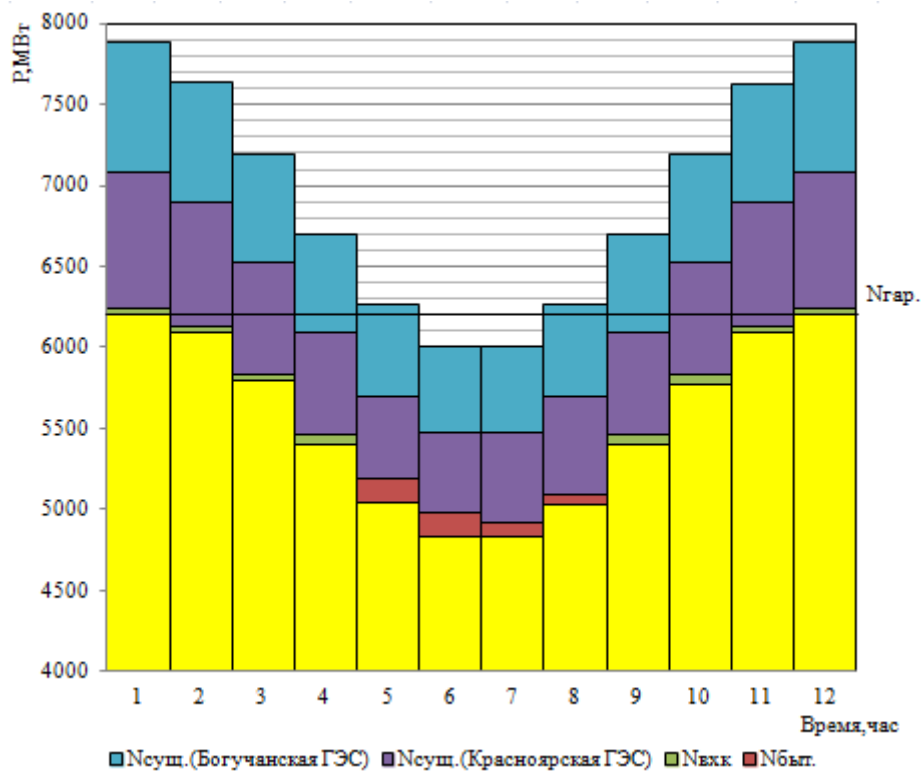


Рисунок 2.3 - Баланс энергий Манской ГЭС

2.7 Водно - энергетические расчеты режима работы Манской ГЭС в маловодном году

Водно - энергетический расчет сводится к определению периода и глубины сработки водохранилища в расчетный маловодный год. Было определено, что началом сработки водохранилища является IX месяц.

Сработка водохранилища начинается при отметке НПУ=260 м.

Полученный расчет сработки и наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году представлен в таблице Б.1, приложение Б.

График сработки - наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.4.

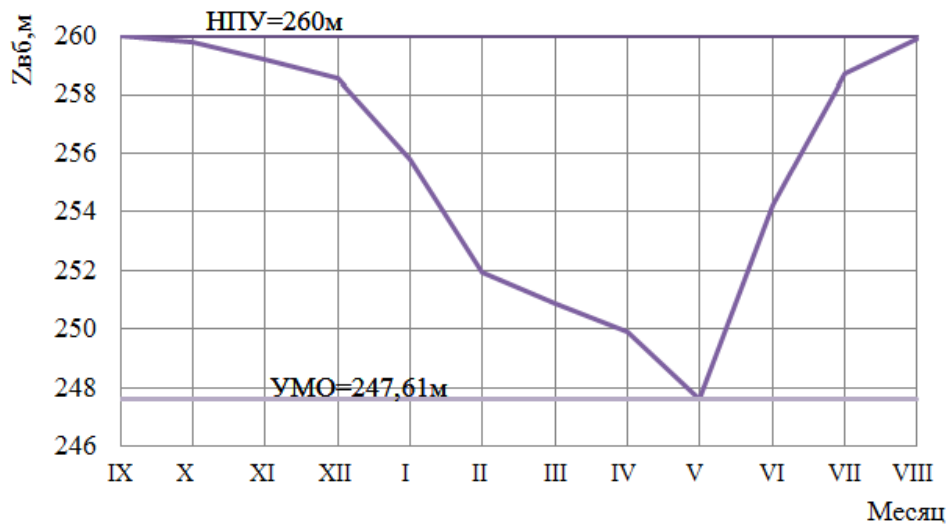


Рисунок 2.4 - График сработки - наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году

В результате сработки была получена отметка уровня мертвого объема $V_{УМО} = 247,61$ м и рассчитан полезный объём водохранилища, который составил $V_{\text{полез.}} = 1,25$ км³. Также из условий маловодного года определена гарантированная мощность станции $N_{\text{гар.}} = 69$ МВт.

2.8 Расчет установленной мощности проектируемой ГЭС

Для того чтобы найти рабочую мощность ГЭС для каждого месяца работы, необходимо использовать ИКН для соответствующего месяца. Вследствие того, что ИКН для соседних месяцев схожи, то мы с некоторым приближением можем считать их одинаковыми. Следовательно, для декабря и января можем воспользоваться одной ИКН.

Необходимо рассчитать суточную выработку ГЭС при гарантированной мощности:

$$Э_{\text{сут}}^{XII} = N_{\text{гар}}^{XII} \cdot 24 = 69 \cdot 10^3 \cdot 24 = 1,656 \text{ млн. кВт} \cdot \text{час.} \quad (2.26)$$

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций и проектируемой ГЭС. Полученную суточную выработку откладываем на ИКН по горизонтальному катету, а искомую рабочую мощность составляет вертикальный катет, опущенный до пересечения с ИКН. При этом часть мощности покрывает пик нагрузки, другая часть покрывает базу нагрузки.

Исходя из графика нагрузки, совмещенного с ИКН, представленного на рисунке Б.1 приложение Б, мощность проектируемой ГЭС при покрытии пиков $N_{\text{пик}}=50$ МВт, мощность покрытия базы нагрузки $N_{\text{баз}}=25$ МВт, следовательно, рабочая мощность Манской ГЭС в декабре и январе $N_{\text{раб}}=75$ МВт.

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по следующей формуле:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}, \quad (2.27)$$

где $N_{раб.}^{ГЭС}$ - максимальная рабочая мощность ГЭС;

$N_{рез.}^{ГЭС}$ - резервная мощность ГЭС.

Резервная мощность рассчитывается по формуле 2.28.

$$N_{рез.}^{ГЭС} = N_{рем.} + N_{ав.} + N_{нагр.}, \quad (2.28)$$

где $N_{рем.}$ - ремонтный резерв;

$N_{ав.}$ - аварийный резерв, который отдаем ТЭС;

$N_{нагр.}$ - нагрузочный резерв.

Для неизолированных систем $N_{нагр.}$ принимается равным 2 % от максимальной потребляемой мощности энергосистемы.

Так как на проектируемой ГЭС не предусматривается дополнительный объем водохранилища, то $N_{ав.}=0$, устанавливаем только нагрузочный резерв.

Установленная мощность ТЭС определяется по формуле 2.29.

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{ав.}^{ТЭС} + N_{нагр.}^{ТЭС}. \quad (2.29)$$

Далее рассчитываем, какая часть $N_{нагр.}$ идет на проектируемую ГЭС:

$$N_{нагр.} = N_{нагр.}^{\Sigma} - N_{нагр.}^{сущ.ГЭС} = 166 - 159 = 7 \text{ МВт}. \quad (2.30)$$

Рассчитываем установленную мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{нагр.} = 75 + 7 = 82 \text{ МВт}. \quad (2.31)$$

2.9 Баланс мощности

Баланс мощностей системы строится на графике максимальных нагрузок, представляет собой распределение мощностей на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы.

$N_{ав.}$ составляет 8 % для всех существующих электростанций от $N_{раб.}$

$N_{нагр.}$ составляет 2 % для всех электростанций от $N_{раб.}$

Для построения баланса мощности необходимо дополнительно построить интегральные кривые графиков нагрузки системы с размещением на них треугольников мощностей ГЭС для каждого месяца.

Рабочие мощности для каждого месяца представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Рабочие мощности для каждого месяца

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	75	33	33	50	53	61	66	66	66	66	40	75

Ремонтная площадь для проектируемой ГЭС рассчитывается по формуле 2.32.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст.}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 14 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.32)$$

Ремонтная площадь для ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст.ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст.ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = 333 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.33)$$

Полученные данные для построения баланса мощности представлены в таблице Б.2, приложение Б. Баланс мощности энергосистемы приведен на плакате «Использование водной энергии Манской ГЭС на реке Мана».

2.10 Водно - энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднегодовой выработки

Водно - энергетические расчеты средних по водности условий должны проводиться для оценки среднегодовой выработки энергии гидроэлектростанции. При расчете режима сработки в среднем по водности году необходимо учитывать несколько вариантов, в нашем случае, работа ГЭС с мощностями, принятым в маловодном году приложение Б, таблица Б.3 и по отметкам, принятым в маловодном году приложение Б, таблица Б.4. Выбирается тот вариант, который обеспечивает большую выработку.

Наибольшая выработка оказалась больше в режиме сработки по отметкам. Среднегодовая выработка составила 588 млн. кВт · ч.

График сработки и наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.5.

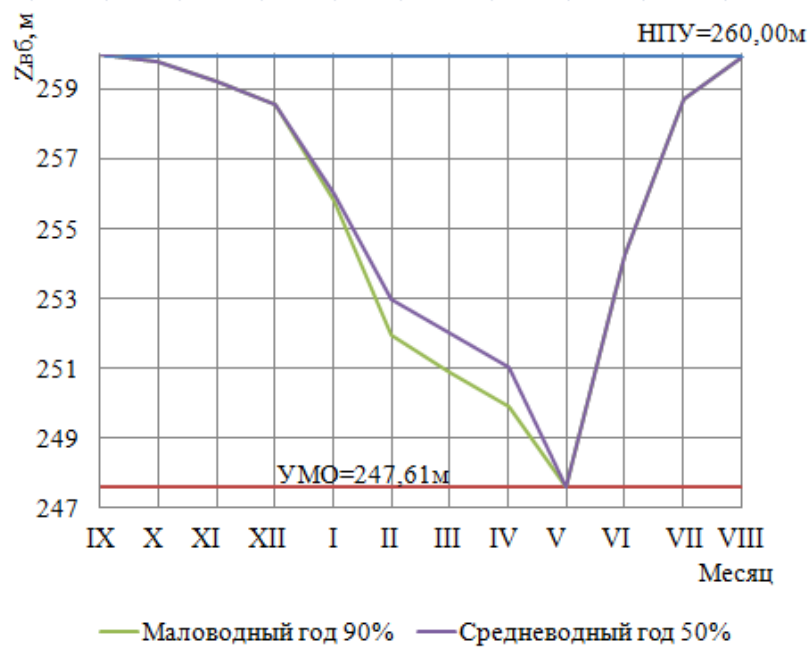


Рисунок 2.5 - График сработки и наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле - область допустимой работы проектируемой ГЭС с указанием линий ограничений для различных режимов. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по уравнению 3.1.

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}. \quad (3.1)$$

Определяются ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст.расч.} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (3.2)$$

где $k_N = 8,8$ - коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_N^{расч.}}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ - максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе ГЭС при расчетном по мощности напоре $H_N^{расч.}$.

3) Ограничение по минимальному расходу:

$$Q_{min} = 70 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности. График режимного поля представлен на рисунке 3.1.

Расчет режимного поля сведен в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики				Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности	
Qнб	Zнб(лето)	HГЭС	H (НПУ)	H (УМО)	H(Zвб1)	H	Q	H	Q
0	211,00	48,50	48,50	36,11	42,37	48,50	192,140	39,60	235,33
30	211,54	47,96	47,96	35,46	41,72	47,61	195,732	38,99	233,51
60	211,97	47,53	47,53	34,95	41,22	46,72	199,461	38,38	231,67
90	212,33	47,17	47,17	34,55	40,82	45,83	203,335	37,77	229,82

Окончание таблицы 3.1

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики				Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности	
Qнб	Zнб(лето)	НГЭС	Н (НПУ)	Н (УМО)	Н(Zвб1)	Н	Q	Н	Q
120	212,63	46,87	46,87	34,23	40,49	44,94	207,362	37,16	227,96
150	212,88	46,62	46,62	33,96	40,22	44,05	211,552	36,55	226,08
180	213,10	46,40	46,40	33,72	39,98	43,16	215,914	35,94	224,19
210	213,30	46,20	46,20	33,50	39,76	42,27	220,461	35,33	222,28
240	213,48	46,02	46,02	33,29	39,55	41,38	225,203	34,72	220,35
270	213,65	45,85	45,85	33,09	39,35	40,49	230,153	34,11	218,40
300	213,82	45,68	45,68	32,89	39,15	39,60	235,326	33,50	216,44

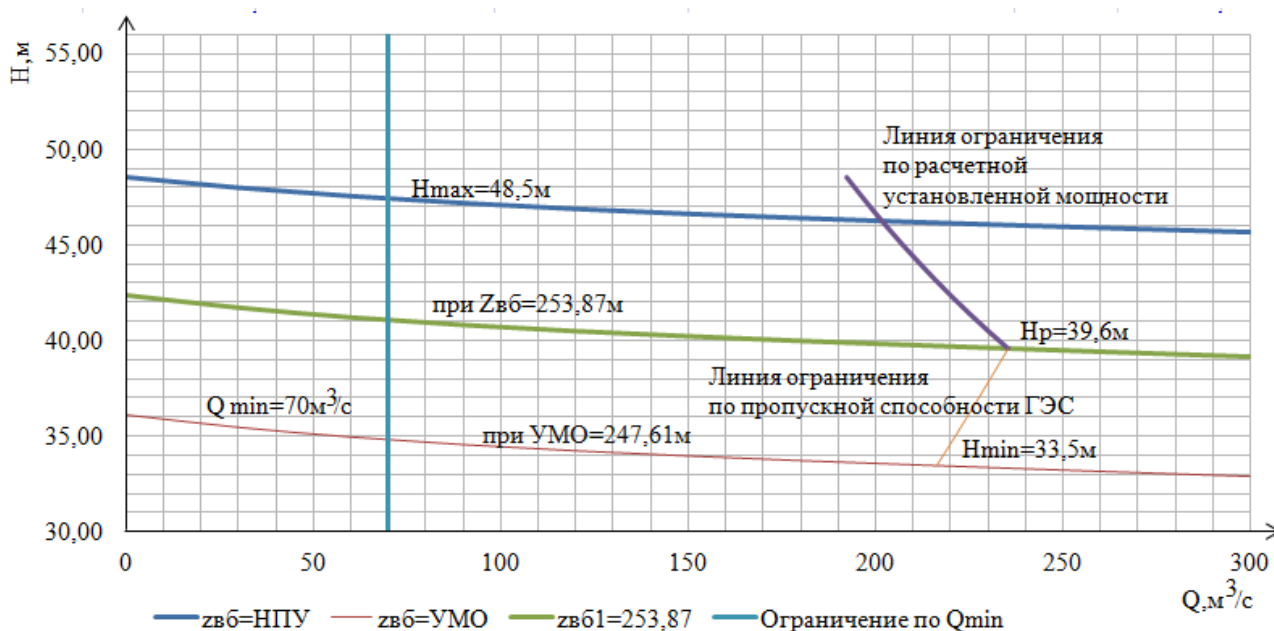


Рисунок 3.1 - Режимное поле Манской ГЭС по напору и расходу

Из построенного режимного поля можно определить:

Максимальный напор $H_{max.} = 48,5$ м, определяемый в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{min} = 70 \text{ м}^3/\text{с}$.

Расчетный напор $H_{расч.} = 39,6$ м, определяемый в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора.

Минимальный напор $H_{min} = 33,5$ м, определяемый в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Оборудование было выбрано таким образом, чтобы при выбранном диаметре рабочего колеса D_1 и синхронной частоты вращения n в диапазоне допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала с максимальным КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Все возможные типы турбин подбирались для известного диапазона изменения напора, для которых значение предельного напора должно было быть не меньше максимального напора, а соотношение $H_{min}/H_{пред}$ больше либо равно отношению подбираемой турбины, исходя из этих условий турбины ПЛ50-В, ПЛД50-В были допущены к дальнейшему рассмотрению.

Характеристики для выбранных типов модельных турбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	50	50
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{opt}, об/м$	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{opt}, л/с$	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,916	0,910
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1500	1650
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1max})$	0,6	0,6
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1м}, м$	0,460	0,350
Напор модельной турбины	$H_M, м$	12	5
Температура	t_M, C	21	16

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины необходимо выполнить дальнейшие расчеты для ряда стандартных диаметров, представленных в таблице В.1, приложение В для каждого типа турбин, предварительно были выбраны следующие значения: 2800,3000,3150,3350,3550,3750,4000,4250 мм.

Коэффициент полезного действия натурной турбины был определен по следующей формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где η_M - КПД модельной турбины;

ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (по [1] $\varepsilon = 0,75$);

D_{1M} - диаметр модельной гидротурбины;

D_1 - диаметр натурной гидротурбины;

H_M - напор на модельной гидротурбине;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

ν_H - кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины ($t_H = 10^\circ\text{C}, \nu_H = 1,3 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}$);

ν_M - кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины.

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г.ср.}, \quad (3.5)$$

где Q'_{Ip} - приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{г.ср.}$ - средний КПД генератора (предварительно $\eta_{г.ср.} = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов рассчитывалось по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст} = 82$ МВт - расчетная установленная мощность Манской ГЭС.

В общем случае, число агрегатов, z'_a получилось дробное, что требует округления числа до целого в большую сторону и уточнения мощности, N_a агрегата. Число агрегатов нужно было принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы схема электрических соединений была симметрична.

Синхронная частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{Ip} - приведенная частота вращения в расчетной точке главной универсальной характеристики;

Δ_p - поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели в расчетной точке.

Далее, по полученной синхронной частоте вращения было принято ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты n_c .

Для каждого выбранного максимального диаметра турбины D_1 и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо было нанести линии приведенной частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины $H_{расч.}$, H_{max} , H_{min} , которые вычислялись по следующим формулам:

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}; \quad (3.8)$$

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

Произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{гср}}. \quad (3.11)$$

Правая часть уравнения (3.11) является константой при всех известных параметрах, а левая часть определялась путем подбора такой точки на линии n'_{Ip} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо было сделать перерасчет режимного поля на координаты ГУХ. Верхняя и нижняя границы режимного поля - это горизонтальные линии n'_{Imin} и n'_{Imax} , соответствующие максимальному и минимальному напору.

Левая граница режимного поля - линия ограничения по минимальному расходу, которую необходимо было пересчитать в приведенные координаты для двух значений напора H_{max} , H_{min} по формуле (3.12):

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

где Q_{min} - минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводилась параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строилась по двум точкам, одна из которых - расчетная точка, а другая - точка, определенная по формуле (3.11).

Результаты расчета параметров оборудования представлены в таблицах В.2 и В.3, приложение В.

Зоны работы, соответствующих турбин, на главной универсальной характеристике представлены на рисунках В.1, В.2, приложение В.

При сравнении турбин необходимо было учитывать диаметр рабочего колеса, значение КПД, наличие серийного генератора, меньшее количество агрегатов, которое влечет за собой уменьшение стоимости и срока окупаемости станции, а также область работы гидротурбины на главной универсальной характеристике. Из произведенного анализа, наиболее подходящими вариантами стали турбины ПЛД50-В60° -400, ПЛ50-В-400.

3.3 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определялась по формуле 3.13.

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s, \quad (3.13)$$

где $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ - отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{НБ}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_s ;

H_s - расчетная высота отсасывания, м.

Формула пересчета с модели на натуру:

$$Q_{агр.1} = Q_{Iмод} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}, \quad (3.14)$$

где $Q_{Iмод}$ - расход через одну модельную гидротурбину, м³/с;

D_1 - диаметр рабочего колеса натурной гидротурбины, м;

H - напор, м;

Δ - поправка КПД при переходе от модели к натуре.

По формуле пересчета с модели на натуру (3.14) определены расходы, соответствующие минимальному, расчетному, максимальному напорам.

Определим соответствующие величины для гидротурбины ПЛ50-В-400.

При минимальном напоре: $Q_{агр.1} = 107,49 \text{ м}^3/\text{с}$;

При расчетном напоре: $Q_{агр.1} = 121,48 \text{ м}^3/\text{с}$;

При максимальном напоре: $Q_{агр.1} = 99,16 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для гидротурбины ПЛД50-В60°-400 пересчет расхода произведен аналогично. Полученные расходы сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Расходы при граничных режимах работы гидротурбин

Гидротурбина	$Q_{агр.1}$ при H_{min}	$Q_{агр.1}$ при H_p	$Q_{агр.1}$ при H_{max}
ПЛ50-В-400	107,49	121,48	99,16
ПЛД50-В60°-400	108,50	123,67	101,41

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определялось режимом работы турбины наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации. Наиболее опасными с точки зрения кавитации являлись три режима: работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей $N_{огр.}$ на линии ограничения, работа одного агрегата при H_p и N_p , работа одного агрегата при H_{max} и N_p .

Высота отсасывания H_s вычислялась по формуле (3.15).

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{х.пл.}, \quad (3.15)$$

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

$\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})$ - отметка НБ при данном расходе;
 σ - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;
 H - напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})$;
 $\Delta Z_{Х.ПЛ}$ - разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин $\Delta Z_{Х.ПЛ} = 0$, для ПЛД $\Delta Z_{Х.ПЛ} = \frac{B_0}{2}$.

Высота направляющего аппарата натурной турбины B_0 пересчитывалась с модели по следующей формуле:

$$B_0 = B_{0М} D_{1Н} / D_{1М}, \quad (3.16)$$

где $B_{0М}$, $D_{1М}$ - соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины.

Рассмотрим данные режимы для гидротурбины ПЛ50-В-400.

3.3.1 Работа одного агрегата при H_{min} и $N_{огр}$

На универсальной характеристике данному режиму работы соответствует: значение коэффициента кавитации $\sigma = 0,325$, уровень НБ:

$$Z_{НБ}(Q) = 212,52 \text{ м.}$$

Высота отсасывания:

$$H_{s1} = 10,33 - \frac{212,52}{900} - 0,325 \cdot 33,5 - 1,5 + 0 = -2,32 \text{ м.}$$

3.3.2 Работа одного агрегата при H_{max} и N_p

На универсальной характеристике данному режиму работы соответствует: значение коэффициента кавитации $\sigma = 0,2$, уровень НБ:

$$Z_{НБ}(Q) = 212,44 \text{ м.}$$

Высота отсасывания:

$$H_{s2} = 10,33 - \frac{212,44}{900} - 0,2 \cdot 48,5 - 1,5 + 0 = -1,13 \text{ м.}$$

3.3.3 Работа одного агрегата при H_p и N_p

На универсальной характеристике данному режиму работы соответствует: значение коэффициента кавитации $\sigma = 0,348$, уровень НБ:

$$Z_{нб}(Q) = 212,65 \text{ м.}$$

Высота отсасывания:

$$H_{s3} = 10,33 - \frac{212,65}{900} - 0,348 \cdot 39,6 - 1,5 + 0 = -5,22 \text{ м.}$$

Аналогично произведен расчет для ПЛД50-В60° –400.

Результаты расчетов для всех турбин приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Результаты расчетов высоты отсасывания гидротурбины

	ПЛ50-В-400	ПЛД50-В60° –400
Hs1, м	-2,32	0,34
Hs2, м	-1,13	2,34
Hs3, м	-5,22	-2,52

После анализа полученных результатов, для размещения на станции была выбрана турбина ПЛД50-В60° –400, поскольку высота отсасывания, исключая развитую кавитацию со стороны наиболее опасного воздействия будет меньше, следовательно, стоимость монтажа тоже будет меньше. Диаметр $D_1 = 4 \text{ м}$ при двух агрегатах даёт выгодное соотношение размеров. Таким образом, данную турбину необходимо использовать при проектировании.

Для определения заглубления рабочего колеса необходимо определить минимальную отметку нижнего бьефа. Расчет производился для каждой высоты отсасывания.

При $H_s = 0,34 \text{ м}$:

$$\nabla Z_{PK} = 212,53 + 0,34 = 212,87 \text{ м.}$$

При $H_s = 2,34 \text{ м}$:

$$\nabla Z_{PK} = 212,46 + 2,34 = 214,80 \text{ м.}$$

При $H_s = -2,52 \text{ м}$:

$$\nabla Z_{PK} = 212,70 + (-2,52) = 210,18 \text{ м.}$$

Отметка заглубления рабочего колеса принята: $\nabla Z_{PK} = 210,18 \text{ м}$.

3.4 Выбор типа серийного генератора

Выбор генератора осуществлялся с помощью справочных данных серийных типов по значению его номинальной мощности и синхронной частоты вращения.

Частота вращения генератора принималась равной частоте вращения турбины $n_{\text{синх}} = 187,5$ об/мин.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_{\text{агр}}}{\cos\varphi} = \frac{41}{0,87} = 47 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.17)$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{187,5} = 32. \quad (3.18)$$

По справочным данным, приняли гидрогенератор СВ-655/110-32.

Номинальные данные генератора указаны в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Паспортные данные генератора СВ-655/110-32

Номинальная мощность,		$U_{\text{Г ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{\text{Г}}, \text{о.е.}$	$n_{\text{ном}}, \text{об} / \text{мин}$	Индуктивные сопротивления		
$\text{МВ} \cdot \text{А}$	МВт				x_d''	x_d'	x_d
$S_{\text{Г ном}}$	$P_{\text{Г ном}}$						
48,3	42	10,5	0,87	187,5	0,3	0,3	1,13

3.5 Гидромеханический расчет построение плана металлической спиральной камеры

Рекомендуемый угол охвата спиральной камеры взят из главной универсальной характеристики (рисунок В.4, приложение В).

$$\varphi_{\text{сп}} = 345^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 4,145 \cdot D_1 = 4,145 \cdot 4 = 16,58 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Скорость во входном сечении приняли по графику допустимых скоростей.

$$v_{\text{вх}} = 5,4 \text{ м/с}.$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_m \cdot \varphi}{360} = \frac{106 \cdot 345}{360} = 101,6 \text{ м}^3 / \text{с}. \quad (3.20)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{вх}}} = \frac{101,6}{5,4} = 18,8 \text{ м}^2. \quad (3.21)$$

Радиус входного сечения:

$$\rho_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{18,8}{3,14}} = 2,4 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + \rho_{\text{вх}} = 5,4 + 2,4 = 7,8 \text{ м}. \quad (3.23)$$

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

$$\frac{\varphi}{c} = a - \sqrt{a^2 - \rho^2} = 5,4 - \sqrt{5,4^2 - 2,4^2} = 0,6. \quad (3.24)$$

Недостающий участок эллиптического сечения необходимо продлить до 0° с интервалом $\Delta\varphi_{\text{сн}} = 15^\circ$ взять значения R_i и получить зависимость $R = (\varphi)$. Полученная зависимость представлена на рисунке В.3, приложение В.

Значения эллиптического радиуса спиральной камеры соответствующих углов приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Геометрические размеры спиральной камеры

Параметры для круглого сечения				Параметры для эллиптического сечения			
φ	$p, \text{м}$	$a, \text{м}$	$R, \text{м}$	φ	$p_2, \text{м}$	$p_1, \text{м}$	$R, \text{м}$
345	2,45	5,43	7,88	150	1,23	1,95	5,62
330	2,38	5,35	7,73	135	1,32		5,41
315	2,31	5,27	7,58	120	1,17		5,16
300	2,24	5,19	7,43	105	1,01		4,90
285	2,16	5,11	7,27	90	0,85		4,65
270	2,09	5,02	7,11	75	0,70		4,40
255	2,02	4,93	6,95	60	0,52		4,10
240	1,94	4,84	6,78	45	0,34		3,80
225	1,86	4,74	6,60	30	0,15		3,50
210	1,78	4,64	6,42	15	-0,09		3,10
195	1,70	4,53	6,23	0	-0,36		2,66
180	1,61	4,42	6,03				
165	1,52	4,29	5,81				

3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.6.1 Расчёт вала на прочность

Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительно следовало рассчитать наружный диаметр вала:

$$D^*_в \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(\frac{5,1 \cdot 2,13}{33} \right)^{0,33} = 0,69 \text{ м.} \quad (3.25)$$

где $[\tau_{доп}] = 33 \text{ МПа}$.

$M_{кр}$ - крутящий момент, определяемый по следующей формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синхр}} = \frac{0,00974 \cdot 41000}{187,5} = 2,13 \text{ кН.} \quad (3.26)$$

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного:

$$D_г = 0,7 \text{ м.}$$

3.6.2 Расчёт подшипника

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \frac{N}{n_{синхр} \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{41000}{187,5 \cdot 4} = 43,73 \text{ кН.} \quad (3.27)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учетом облицовки, обычно принимается на 15 - 20 мм больше $D_в$.

Таким образом:

$$d_n = 0,7 + 0,017 = 0,717 \text{ м.}$$

Удельное сопротивление кольцевого подшипника:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_n} \leq [p_{y\partial}] = \frac{43,73}{0,717 \cdot 0,3} = 203 \text{ кПа.} \quad (3.28)$$

Допускаемое $[p_{y\partial}]$:

$$[p_{y\partial}] = 29 \cdot U \text{ кПа}; \quad (3.29)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_n}{30} = 3,14 \cdot 187,5 \cdot \frac{0,717}{30} = 14,07 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (3.30)$$

Тогда $[p_{y\partial}] = 408 \text{кПа}$.

Как видно из расчетов, данный подшипник, может быть, применим по условиям нагрузки на сегмент.

Далее представлен расчет подшипника сегментного вида.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2\text{Cos}\alpha+2\text{Cos}(2\alpha)} = \frac{203,32}{1+2\cdot 0,707+2\cdot 0} = 18,12 \text{ кН}, \quad (3.31)$$

где α - центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{z} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.32)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{y\partial}] = \frac{203,32}{0,245 \cdot 0,3} = 595 \text{ кПа}, \quad (3.33)$$

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

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \cdot \frac{\pi \cdot d_n}{z_{\text{сегм}}} = \frac{0,87 \cdot 3,14 \cdot 0,717}{8} = 0,245 \text{ м}. \quad (3.34)$$

Допускаемое $[p_{y\partial}]$:

$$[p_{y\partial}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 14,07 = 704 \text{ кПа}. \quad (3.35)$$

Исходя из условия $p_{y\partial} \leq [p_{y\partial}]$ кПа, сегментный подшипник прошел по условиям нагрузки на сегмент. В дальнейших расчетах был принят сегментный подшипник, так как он более прост в установке и эксплуатации.

3.7 Выбор вспомогательного оборудования

3.7.1 Выбор маслonaпорной установки

Для выбора типоразмера МНУ были использованы номограммы Я.Л.Духовного и Л.М.Шифрина, построенные в зависимости от диаметра рабочего колеса, его типа и максимального напора воды.

Была выбрана МНУ4/1-40-4-2, технические данные которой представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Технические данные МНУ4/1-40-4-2

Р _{изб, ном,} МПа	Тип гидроаккумулятора	V _{ГА, ном,} м ³	Количество ГА	Количество насосов
4,0	ГА4/1-40	4	1	2

3.7.2 Выбор электрогидравлического регулятора

Для поворотно-лопастной турбины производился выбор электрогидравлического регулятора из серии ЭГРК. Был принят: ЭГРК-150-4 - регулятор скорости электрогидравлический с электромеханическим комбинатором вне колонки управления:

ЭГР - электрогидравлический регулятор;

150 - диаметр главного золотника;

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электрических установок, ее экономичность, гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В связи с этим, к главной схеме ГЭС выдвигается ряд требований, основные из которых:

- надежность и безотказность в работе;
- маневренность схемы;
- простота и наглядность;
- ремонтпригодность и безопасность обслуживания;
- экономичность.

В энергосистеме Красноярского края присутствуют в основном подстанции 110 кВ. Проектируемая ГЭС будет соединена линиями электропередач с подстанцией «Медпрепараты» 110 кВ с расстоянием 30 км, расположенной в городе Красноярск.

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в котором каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупненные блоки с несколькими генераторами, присоединенными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками, изображенными на рисунке 4.1 и укрупненными блоками на рисунке 4.2.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

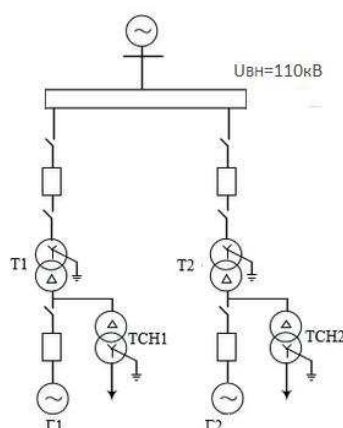


Рисунок 4.1 - Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

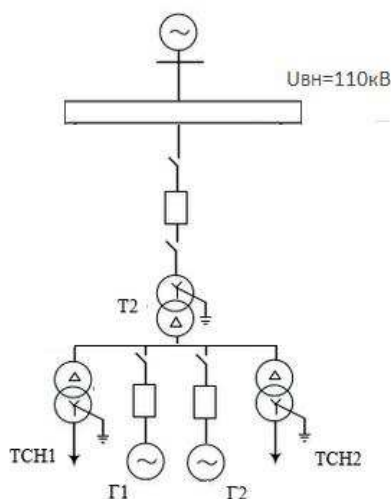


Рисунок 4.2 - Структурная схема ГЭС с укрупненным блоком

Максимальная мощность собственных нужд для ГЭС принимается 1% от установленной мощности станции:

$$P_{С.Н.} = 0,01 \cdot P_{уст.} = 0,01 \cdot 82 = 0,82 \text{ МВт.} \quad (4.1)$$

Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{с.н.} = \cos \varphi_{ном.}$

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. По справочным данным, приняли гидрогенератор СВ-655/110-32. Номинальные данные генератора указаны в пункте 3, таблица 3.5.

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Выбор трансформатора включает в себя определение типа, числа, и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузок, подключенной на ответвлении от генератора.

Расчетная мощность блочного трансформатора:

$$S_{расч.} = \frac{P_{уст.} - P_{с.н.}}{\cos\varphi_{ген.}} = \frac{42 - 0,42}{0,85} = 48,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.2)$$

где $\cos\varphi_{с.н.} = \cos\varphi_{ген.} = 0,85$.

По каталогу ООО «Гольяттинский трансформатор» был выбран трансформатор ТДЦ-63000/110-У1. Данные трансформатора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-63000/110-У1

Трансформатор	Марка	$U_{ном.}$		$U_{кз}\%$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	$I_{xx}\%$
		$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
ТДЦ-63000/110-У1, ХЛ1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	Гольяттинский	121	10,5	10,5	35	245	0,2

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

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{max}}{10^4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{4 \cdot 10^3}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2405,29 \text{ час}. \quad (4.3)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб.} = 8760 - \mu T_{пл} - \omega T_B = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ час}, \quad (4.4)$$

где $\mu = 1$ - частота ремонтов в год;

$T_{пл} = 30$ час. - время плановых простоев блока в часах;

$\omega = 0,025$ - параметр потокоотказов трансформатора блока;

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

Потери холостого хода в трансформаторе ТДЦ-63000/110-У1:

$$\Delta W_{xx} = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб.} = 1 \cdot 35 \cdot 8728,5 = 305,498 \text{ МВт} \cdot \text{час}; \quad (4.5)$$

$$\Delta W'_{xx} = n \cdot \Delta W_{xx} = 2 \cdot 305,498 = 610,996 \text{ МВт} \cdot \text{час}. \quad (4.6)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе ТДЦ-63000/110-У1:

$$\Delta W_n = \left(\frac{\Delta P_{кз}}{n} \right) \cdot \left(\frac{S_{расч.}}{S_{ном.}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (4.7)$$

$$\Delta W_n = \left(\frac{245}{1}\right) \cdot \left(\frac{48,9 \cdot 10^3}{63 \cdot 10^3}\right)^2 \cdot 2405,29 = 355,034 \text{ МВт} \cdot \text{час};$$

$$\Delta W^*_n = n \cdot \Delta W_n = 2 \cdot 355,034 = 710,068 \text{ МВт} \cdot \text{час}, \quad (4.8)$$

где $S_{ном.}$ - номинальная мощность трансформатора;

n - количество трансформаторов.

Величина издержек на потери электрической энергии трансформатора ТДЦ-63000/110-У1:

$$И = \beta_1 \Delta W^*_{xx} + \beta_2 \Delta W^*_n; \quad (4.9)$$

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 610,996 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 710,068 = 10,057 \text{ тыс. руб.},$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./МВт · час - тарифная ставка в режиме холостого хода;

$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./МВт · час - тарифная ставка нагрузочных потерь.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Расчетная мощность трансформатора укрупненного блока определится как:

$$S_{расч.} = 2 \cdot \frac{P_{уст.} - P_{с.н.}}{\cos \varphi_{ген.}} = 2 \cdot \frac{42 - 0,42}{0,85} = 97,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.10)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский трансформатор» был выбран трансформатор ТДЦ-100000/110-У1. Данные трансформатора приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-100000/110-У1

Трансформатор	Марка	$U_{ном.}$		$U_{КЗ} \%$	$\Delta P_{xx}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{КЗ}, \text{ кВт}$	$I_{xx} \%$
		$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
ТДЦ-100000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	Тольяттинский	121	10,5	10,5	60	350	0,35

Потери холостого хода в трансформаторе ТДЦ-100000/110-У1:

$$\Delta W_{xx} = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 60 \cdot 8728,5 = 523710 \text{ кВт} \cdot \text{час}; \quad (4.11)$$

$$\Delta W_{xx} = n \cdot \Delta W_{xx} = 1 \cdot 523,710 = 523,710 \text{ МВт} \cdot \text{час.} \quad (4.12)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе ТДЦ-100000/110-У1:

$$\Delta W_n = \left(\frac{\Delta P_{K3}}{n} \right) \cdot \left(\frac{S_{расч.}}{S_{ном.}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (4.13)$$

$$\Delta W_n = \left(\frac{350}{1} \right) \cdot \left(\frac{97,8 \cdot 10^3}{100 \cdot 10^3} \right)^2 \cdot 2405,29 = 805217,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч.} = 805,218 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_n = n \cdot \Delta W_n = 1 \cdot 805,218 = 805,218 \text{ МВт} \cdot \text{час,} \quad (4.14)$$

где $S_{ном.}$ - номинальная мощность трансформатора;

n - количество трансформаторов.

Величина издержек на потери электрической энергии трансформатора ТДЦ-100000/110-У1:

$$И = \beta_1 \Delta W_{xx} + \beta_2 \Delta W_n = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 523,710 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 805,218 = 10,389 \text{ тыс. руб.,} \quad (4.15)$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./МВт · час - тарифная ставка в режиме холостого хода;

$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./МВт · час - тарифная ставка нагрузочных потерь.

4.2.4 Выбор трансформаторов общестанционных и общеагрегатных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов, одинаковые в обеих схемах.

Согласно СТО в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды, рассчитывается по формуле (4.16).

$$S_{сн} = 0,01 \frac{P_{ном,ст}}{2n \cdot \cos\varphi} = 0,01 \frac{82}{4 \cdot 0,85} = 0,24 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.16)$$

По каталогу АО «Чебоксарский электроаппаратный завод» выбран трансформатор ТСЗ 400/10. Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Каталожные данные трансформатора

Трансформатор	Марка	$U_{ном.}$		$U_{кз}\%$	$S_{ном.}, \text{кВ} \cdot \text{А}$
		$U_{ВН}$	$U_{ВН}$		
ТСЗ 400/10	Чебоксарский электростанция	10,5	0,4	3,5	400

Так как генераторное напряжение составляет 10,5 кВ, выбор трансформатора собственных нужд распространяется на общеагрегатные, общестанционные нужды. Соответственно класс напряжения и распределительные устройства собственных нужд будет совпадать с напряжением генератора, то есть без использования трансформатора 10/6 кВ.

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая с РУ в энергосистему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст.ст.} - P_{сн.}}{\cos\varphi} = \frac{82 - 0,82}{0,85} = 95,5 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.17)$$

Количество отходящих линий определено по формуле 4.18:

$$n = \frac{P_{уст.ст.} - P_{сн.}}{k \cdot P_{нат.} / \cos\varphi} + 1 = \frac{95,5}{1,4 \cdot 30} + 1 = 3,27 = 4, \quad (4.18)$$

где k - коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП;

$P_{нат.}$ - максимальная мощность, передаваемая по соответствующему классу напряжения.

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{л} = 4$.

$$I_{раб} = \frac{P_{ст.} - P_{сн.}}{\sqrt{3} n U_{ном} \cos\varphi} = \frac{95,5}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = 125,3 \text{ А,} \quad (4.19)$$

где n - количество проводов.

Расчетный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч.} = I_{раб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 125,3 \cdot 1,05 \cdot 1 = 131,6 \text{ А,} \quad (4.20)$$

где $\alpha_i = 1,05$ - коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимальные нагрузки;

$\alpha_t = 1$ - коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Определение сечения провода:

$$S = \frac{I_{\text{расч.}}}{\gamma} = \frac{125,3}{1,1} = 113,9 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}, \quad (4.21)$$

где $\gamma = 1,1$ - плотность тока.

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=110\text{кВ}$ выбираем провод марки $1 \times \text{АС}-120/19$. Параметры провода представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Параметры провода марки АС–1х120/19

Номинальное сечение, мм ²	Активное сопротивление, Ом/км	Индуктивное сопротивление прямой последовательности $X_{1\text{уд}}$ и емкостная проводимость $b_{\text{уд}}$		Количество проводов на фазу
		$X_{1\text{уд}}$, Ом/км	$b_{\text{уд}} \cdot 10^{-6}$, См/км	
120/19	0,244	0,427	2,658	1

Проверка по нагреву провода:

$$I_{\text{ав.}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}(n-1)} = \frac{95,5}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (4-1)} = 167,08 \text{ А}; \quad (4.22)$$

$$I_{\text{длит.}} = 390 \text{ А.}$$

Нагрев провода должен удовлетворять следующим условиям:

$$I_{\text{расч.}} < I_{\text{длит.}}; \quad (4.23)$$

$$I_{\text{ав.}} < I_{\text{длит.}}. \quad (4.24)$$

Следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Выбор главных схем ГЭС на основании технико-экономического расчета

Стоимость оборудования и ЛЭП принята, согласно укрупнённым стоимостным показателям.

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Следовательно, капиталовложения можно оценить по формуле 4.25.

$$K = nK_m + mK_{\text{т.сн}} + tK_{\text{ОРУ}}, \quad (4.25)$$

где n - число силовых трансформаторов;

K_m - стоимость силовых трансформаторов;
 m - число трансформаторов собственных нужд;
 $K_{т.сн}$ - стоимость трансформаторов собственных нужд;
 t - число ячеек ОРУ;
 $K_{ОРУ}$ - стоимость ячеек ОРУ.

Наиболее экономичный из вариантов электрических установок требует наименьших приведенных затрат. Значение приведенных затрат рассчитаем по формуле 4.26.

$$З = E_n \cdot K_i + U, \quad (4.26)$$

где $З$ - приведенные затраты;
 $E_n = 0,15$ - нормативный коэффициент;
 K_i - капитальные затраты;
 U - издержки.

Отличие приведенных затрат, выраженное в процентах:

$$\Delta = \frac{з_{i1} - з_{i2}}{з_{i1}} < 5\%. \quad (4.27)$$

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком:

$$K = 2 \cdot 75 \cdot 10^6 + 2 \cdot 30 \cdot 10^6 + 7 \cdot 15 \cdot 10^6 = 315 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$З = 0,15 \cdot 315 \cdot 10^6 + 10057 = 47,2600057 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы для схемы с укрупненным блоком:

$$K = 1 \cdot 170 \cdot 10^6 + 2 \cdot 30 \cdot 10^6 + 6 \cdot 15 \cdot 10^6 = 320 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$З = 0,15 \cdot 320 \cdot 10^6 + 10389 = 48,010389 \text{ млн. руб.}$$

Отношение приведенных затрат:

$$\Delta = \frac{47,2600057 - 48,010389}{47,2600057} = 1,59\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро - «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

Схема с одиночными блоками представлена на рисунке 4.3.

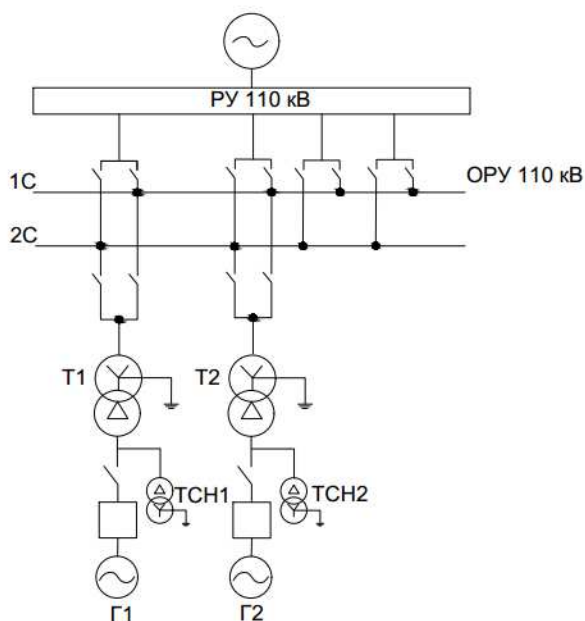


Рисунок 4.3 - Схема с одиночными блоками

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–110 кВ: 7 (4 ЛЭП 110 кВ, 2 блока, 1 резерв). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими без обходной системой шин. Выбранная схема РУ - 110 кВ представлена на рисунке 4.4.

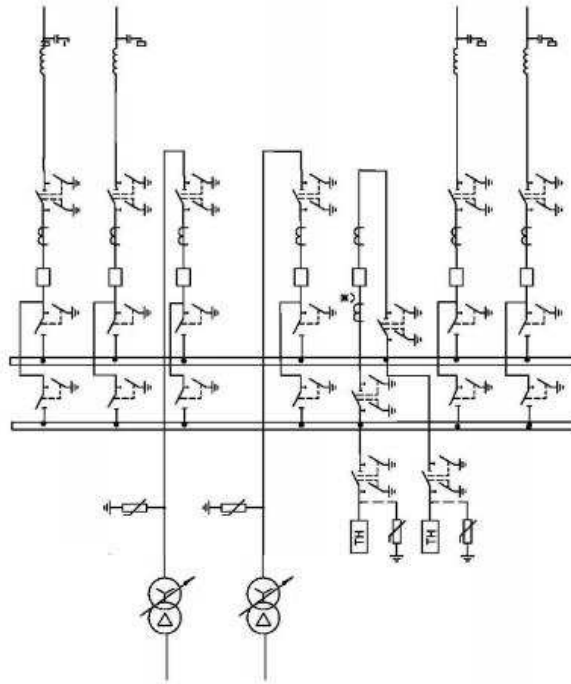


Рисунок 4.4 - Схема РУ ВН 110 кВ: 2 СШ с ШСВ

4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

4.6.1 Расчёт исходных данных

Расчет тока короткого замыкания производится в программном комплексе ПК RastrWin.

Определяются индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронный генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,3 \cdot \frac{10,5^2}{48,3} = 0,68 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E'' \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ.} \quad (4.29)$$

Трансформатор:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_K\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 63} = 24,4 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = 0 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

Так как в районе проектируемой станции Красноярская ГЭС, следовательно, $S_{\text{КЗ}} = \infty$.

Линия связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,427 \cdot 30 = 12,81 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_C \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ.} \quad (4.33)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{121} = 0,087. \quad (4.34)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,68}{0,045 \cdot 314} = 0,048 \text{ Ом;} \quad (4.35)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = 0 \text{ Ом;} \quad (4.36)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,244 \cdot 30 = 7,32 \text{ Ом;} \quad (4.37)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{245 \cdot 121^2}{63^2} = 0,9 \text{ Ом,} \quad (4.38)$$

где $T_{a,\Gamma}$ - постоянная времени гидрогенератора, с.

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

На рисунке 4.5 представлены необходимые данные по узлам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		11	
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		11	
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Блок1		11	
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок2		11	
5	<input type="checkbox"/>			у	5	ОРУ		115	
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Сеть		115	

Рисунок 4.5 - Исходные данные по узлам

На рисунке 4.6 представлены необходимые данные по ветвям.

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/r	r0
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	3		Генератор 1 - Блок1								
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	4		Генератор 2 - Блок2								
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5		Блок1 - ОРУ	0,90	24,40					0,087	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		Блок2 - ОРУ	0,90	24,40					0,087	
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		ОРУ - Сеть	7,32	12,81						

Рисунок 4.6 - Исходные данные по ветвям

На рисунке 4.7 представлены исходные данные по генераторам.

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.E	ур.Угол	I1	dI1
1			1	Генератор1	1	0,048	0,680	0,048	0,680	0,048	0,680	11,870				10,053	-85,962
2			2	Генератор2	2	0,048	0,680	0,048	0,680	0,048	0,680	11,870				0,138	-87,861
3			3	Сеть	6							115,000					

Рисунок 4.7 - Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов трехфазного КЗ представлены на рисунке 4.8,4.9.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		1	3ф	1					10,1915	-85,99

Рисунок 4.8 - Результат расчета токов трехфазного КЗ на генераторе

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	5					6,2772	-87,84

Рисунок 4.9 - Результат расчета токов трёхфазного КЗ на ОРУ 110 кВ

Результаты расчётов токов однофазного КЗ представлены на рисунке 4.10.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1ф	5					3,0965	-87,81			3,0965	-87,81			3,0965	-87,81

Рисунок 4.10 - Результат расчетов токов однофазного КЗ на ОРУ 110 кВ

Полученные результаты отражены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	Точка КЗ	$I_{п.0}$	i_y
1ф	5	9,29	14,45
3ф	5	6,28	9,77
3ф	1	10,19	25,94

4.7 Выбор электрических аппаратов

4.7.1 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

Значения рабочих токов присоединений необходимых для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{48,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 2,8 \text{ кА}, \quad (4.39)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение генератора;

$S_{ном}$ - полная номинальная мощность генератора.

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{тр-ра}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,ном}}(-5\%)} = \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 114,95 \cdot 10^3} = 316,43 \text{ А.} \quad (4.40)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{95,5 \cdot 10^6}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 125,31 \text{ А.} \quad (4.41)$$

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

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{95,5 \cdot 10^6}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 167,08 \text{ А.} \quad (4.42)$$

4.7.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 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.

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

- 1) $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}$;
- 2) $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}$;
- 3) $B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}}$.

По каталогу производителя концерн «Высоковольтный союз» для генераторного напряжения выбираем вакуумный выключатель ВГГ-10 и разъединитель РВРЗ-10/4000 У3 производителя ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 У3
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 10,19 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 25,94 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}})$ $= 10,19^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 9,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.7.2.2 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Для контроля параметров генератора и синхронизации его с сетью необходимо установить приборы, представленные в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - 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
				$\Sigma = 26 \text{ В}\cdot\text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе II по ГОСТ 15150, для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

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.

4.7.2.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбираем трансформатор тока ТШЛ-СВЭЛ-10 производитель АО«Свэл». Проверка трансформатора тока ТШЛ-СВЭЛ-10 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 - Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

4.8 Выбор параметров ОРУ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Данные по выбору выключателя и разъединителя ОРУ 110кВ представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 - Сводная таблица по выбору выключателя и разъединителя ОРУ 110 кВ

Расчётные данные	Выключатель ВЭБ-110	Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 125,31 \text{ А}$	$I_{\Gamma} = 40 \text{ кА}$	$I_{\Gamma} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{\text{н0}} = 6,28 \text{ кА}$	$i_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$i_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{y}} = 9,77 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 80 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9,29^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\Gamma}^2 \cdot t_{\Gamma} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\Gamma}^2 \cdot t_{\Gamma}$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.2. Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-110 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-110-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора тока представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 - Параметры трансформатора тока

Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 125,31 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-110. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 - Параметры трансформатора напряжения

Расчетные данные	Параметры ТН
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

4.8.3 Выбор ОПН для генераторного напряжения и ОРУ

Согласно ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений.

Ограничители перенапряжений служат для ограничения перенапряжений для изоляции электрооборудования подстанций и линий, а также для повышения надежности работы защищаемого объекта.

Условие выбора ОПН: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном.}}$

Выбранные ОПН:

1) Для защиты от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд»;

2) В ОРУ 110 кВ со стороны высшего напряжения выбран ОПН-П-110 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

5 Релейная защита и автоматика

Выбор устройств релейной защиты производится с учетом ненормальных режимов работы гидрогенератора, его номинальных параметров и системы возбуждения. Защита должна сработать при любых повреждениях статора или ротора, при повышении тока в обмотке генератора, защищать генератор от несимметричных режимов работы.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1. Параметры силового трансформатора представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-655/110-32
мощность номинальная	полная, МВА	48,3
	активная, МВт	42
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,87
Частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		187,5
номинальный ток статора, А		2656
ток ротора при номинальной нагрузке, А		930
номинальное напряжение возбуждения, В		185
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,13
	переходное X'_d	0,35
	сверхпереходное X''_d	0,3

Таблица 5.2 - Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-63000/110-У1
мощность номинальная, МВА	63
номинальное напряжение ВН, кВ	121
номинальное напряжение НН, кВ	10,5
напряжение короткого замыкания, %	10,5
схема соединения обмоток	Y_H/Δ

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ, согласно мощности генератора были приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе:

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

На силовом трансформаторе блока:

- 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 110 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-110);
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока - защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 110 кВ:

-Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

-Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

5.3 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{НГ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{48,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2656 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная полная мощность генератора;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение генератора.

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

$$I_{НГ}^{(2)} = \frac{I_{НГ}^{(1)} K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{2656 \cdot 1}{3000/5} = 4,43 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_{СХ}$ - коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

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

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{НОМ,ВГ1} = \frac{I_{НОМ,РОТ}}{1,2255} \cdot U_{НОМ,РОТ} = \frac{930}{1,2255} \cdot 185 = 140,4 \text{ кВА}. \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 200 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{НОМ,2} = \frac{S_{НОМ,ВГ1}}{U_{НОМ,РОТ}} = \frac{200 \cdot 10^3}{185} = 1081,1 \text{ А}; \quad (5.4)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1081,1}{1200/5} = 4,5 \text{ А.} \quad (5.5)$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ІΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{СР}} < 0,2 \cdot I_{\text{Н}}$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке 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: $I_{\text{НОМ}} = 2656 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 3000/5 \text{ А}$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{СР,0}}$ определяется с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2656 = 132,8 \text{ А,} \quad (5.6)$$

где $K_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;

f_i - относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;

$I_{\text{Н}}$ - номинальный ток генератора равный 2656 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{СР,0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 2 \cdot 0,05 \cdot 2656 = 0,1 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из вышеуказанного условия (5.7) принимается уставка начального тока срабатывания:

$$I_{\text{СР,0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 2656 = 398,4 \text{ А.} \quad (5.8)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 10004,27 = 1000,43 \text{ А,} \quad (5.9)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ - коэффициент апериодической составляющей;

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

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{МАКС}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения.

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_n = \frac{1,13}{0,3} \cdot 2656 = 10004,27 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где E_d'' - сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;

x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора, 0,3.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.11)$$

где K_H - коэффициент надежности, 2;

I_T - ток трехфазного КЗ на выводах генератора.

Тогда:

$$K_T > \frac{1000,43 \cdot 2}{10004,27};$$

$$K_T > 0,2.$$

K_T принимается равным 0,3.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения) выбирается исходя из условия (5.11) и равна:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \cdot I_n. \quad (5.12)$$

4) Далее рассчитывается тормозной ток B , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки B должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \cdot I_n. \quad (5.13)$$

Исходя из условия (5.13) типовое значение уставки принимается равным $1,5I_n$.

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: $I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 26,58 \text{ А}$.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1.

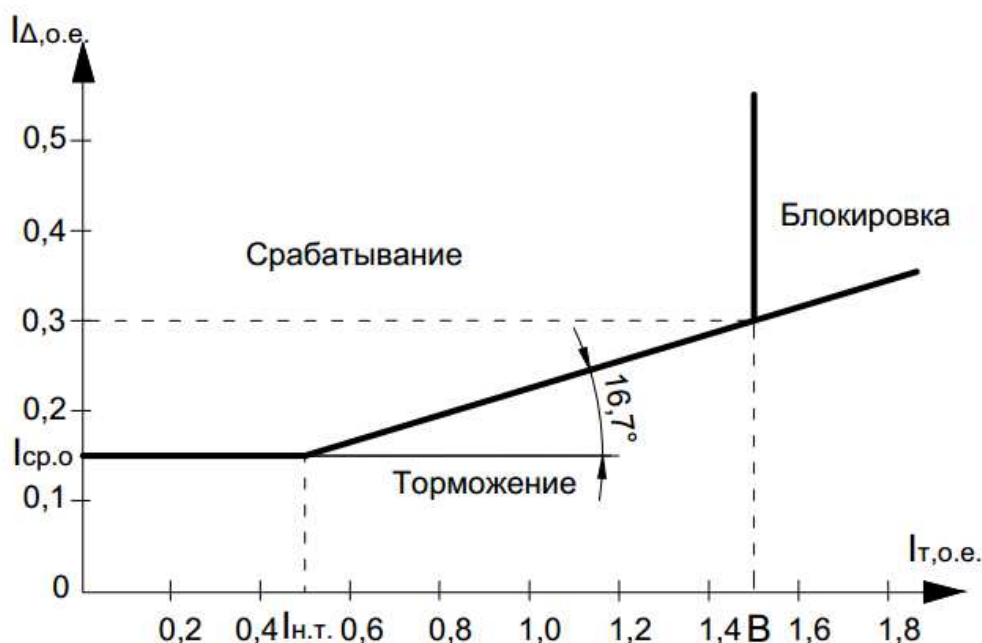


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_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, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора, представлена на рисунке 5.2.

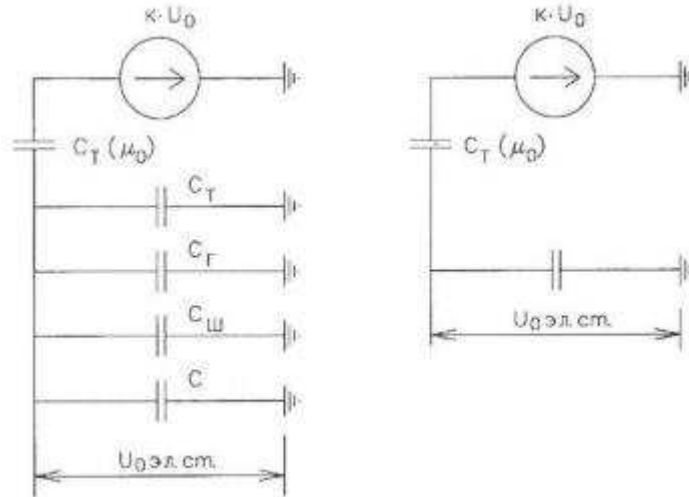


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора:

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}}, \quad (5.14)$$

где C_G - емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T - емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}}$ - емкость шинпровода по отношению к земле;

C - емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

C - емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}};$$

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.15)$$

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;

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

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

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}; \quad (5.17)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 5,5 \text{ А.}$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 23,29 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,010}{0,010+0,965} = 119,4 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}; \quad (5.18)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 119,4}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}};$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3 \text{ В,}$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ - коэффициент надежности;

$n_{\text{ТН}}$ - коэффициент трансформации ТН;

$K_{\text{В}} = 0,95$ - коэффициент возврата.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 3 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от $K_{\text{Т}}$ определяется по формуле 5.19.

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = 0,303. \quad (5.19)$$

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

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

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

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается по формуле 5.21.

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

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

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

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (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} :

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

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

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

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07; I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H. \quad (5.24)$$

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.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.25)$$

где A - параметр, заданный заводом-изготовителем;

t - допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.26)$$

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

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = I_{*2\text{пуск}} \cdot I_H = 0,175 \cdot 4,43 = 0,78 \text{ В}. \quad (5.27)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока $I_{*2\text{пуск}}$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с}. \quad (5.28)$$

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

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2}; \quad (5.29)$$

$$A_{ИО} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.30)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	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.

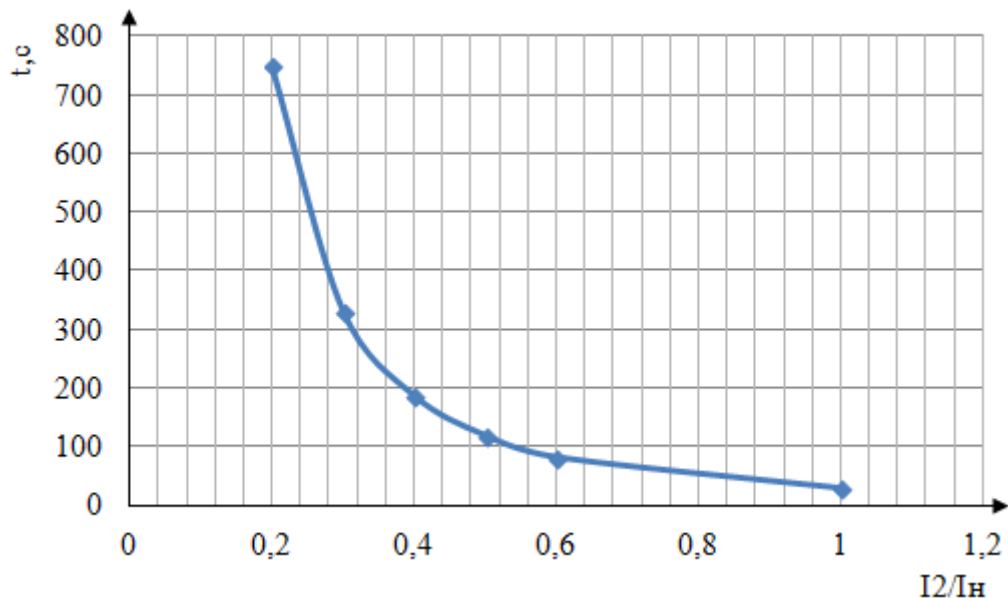


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя, из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{мин.} = 30$ с, $t_{макс.} = 750$ 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» ($t_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100$ с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на 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:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''ВН} + X_T + X_L)}; \quad (5.31)$$

$$X_{L}^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 12,81 \cdot \frac{48,3}{121^2} = 0,042. \quad (5.32)$$

Сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения определяется по формуле 5.33.

$$x_{dВН}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,3 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right)^2 = 39,84, \quad (5.33)$$

где $x_{dВН}''$ - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения.

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$x_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{48,3}{63} = 0,081, \quad (5.34)$$

где x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2C.3.*} \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_d'' + x_T + x_L)} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (39,84 + 0,081 + 0,042)} = 0,01 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.*}^{(2)} = 2I_{2C.3.*} \cdot k_{T1} = 2 \cdot 0,01 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right) = 0,23. \quad (5.36)$$

Принимаем $I_{2C.3.} = 0,23$.

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 8,0с на отключение секционного выключателя, с выдержкой времени 8,5с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{СИГН} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.37)$$

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

$K_B = 0,98$ - коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1ПУСК} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.38)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки I/I_N	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

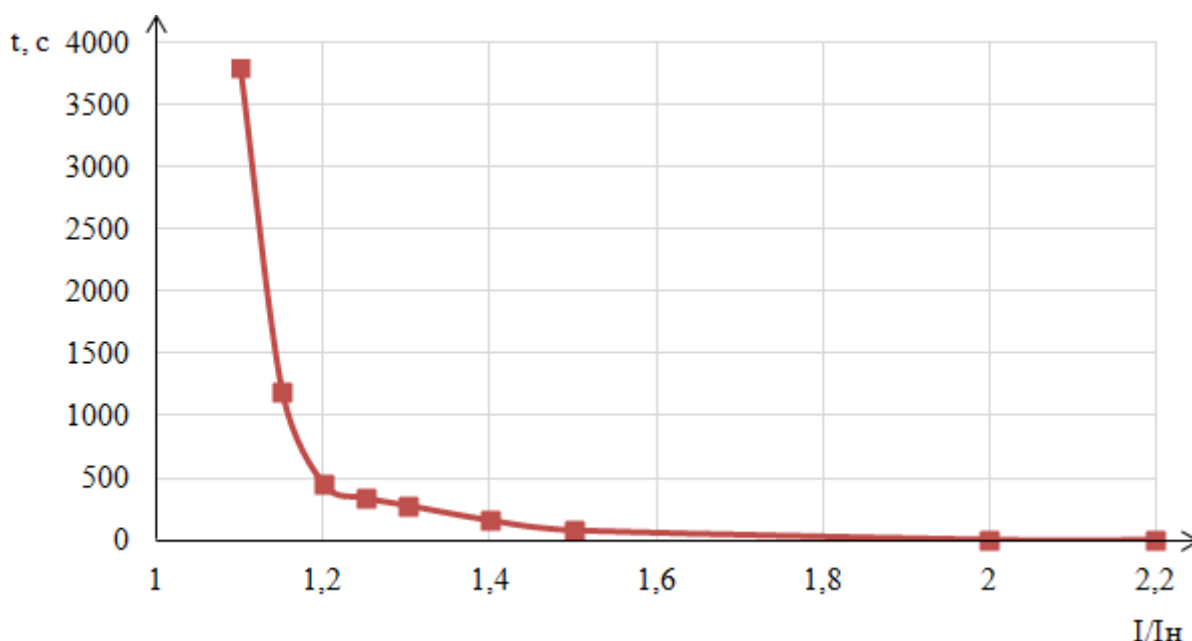


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.39)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500 / 100} = 66 \text{ В.} \quad (5.40)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционного выключателя, с выдержкой времени 8,5с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой степени 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 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Манская ГЭС - ПС «Медпрепараты»:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 24,4 + \frac{0,8}{4} \cdot 14,75 = 22,47 \text{ Ом,} \quad (5.41)$$

где K_T - коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T - сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ.

Сопротивление трансформатора ТДЦ-63000/110-У1, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 121^2}{63} = 24,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_l^2 + r_l^2} = \sqrt{12,81^2 + 7,32^2} = 14,75 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{48,3}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{48,3}{121^2} \cdot 14,75 = 0,07.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_{\bar{6}} = 0,07 \cdot 2,28 = 0,16 \text{ Ом}; \quad (5.43)$$

$$Z_{\bar{6}} = \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{48,3} = 2,28. \quad (5.44)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,16 \cdot \frac{3000/5}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,91 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,9 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2656} = 2,28 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,21 - 0,95}{1,13} = 3,07, \quad (5.47)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}; \quad (5.48)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,87}{0,95 \cdot 2,5} = 0,366. \quad (5.49)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 68,53^{\circ}$.
Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{CЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}; \quad (5.50)$$

$$Z_{\text{CЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{48,3} = 0,80 \text{ Ом}. \quad (5.51)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{CЗII}} = \frac{Z_{\text{С.З.И}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,8 \cdot \frac{3000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 4,6 \text{ Ом}. \quad (5.52)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 4,6 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,024 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,12 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0с на отключение секционного выключателя, действует с выдержкой времени 8,5с - на отключение блочных выключателей 110кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

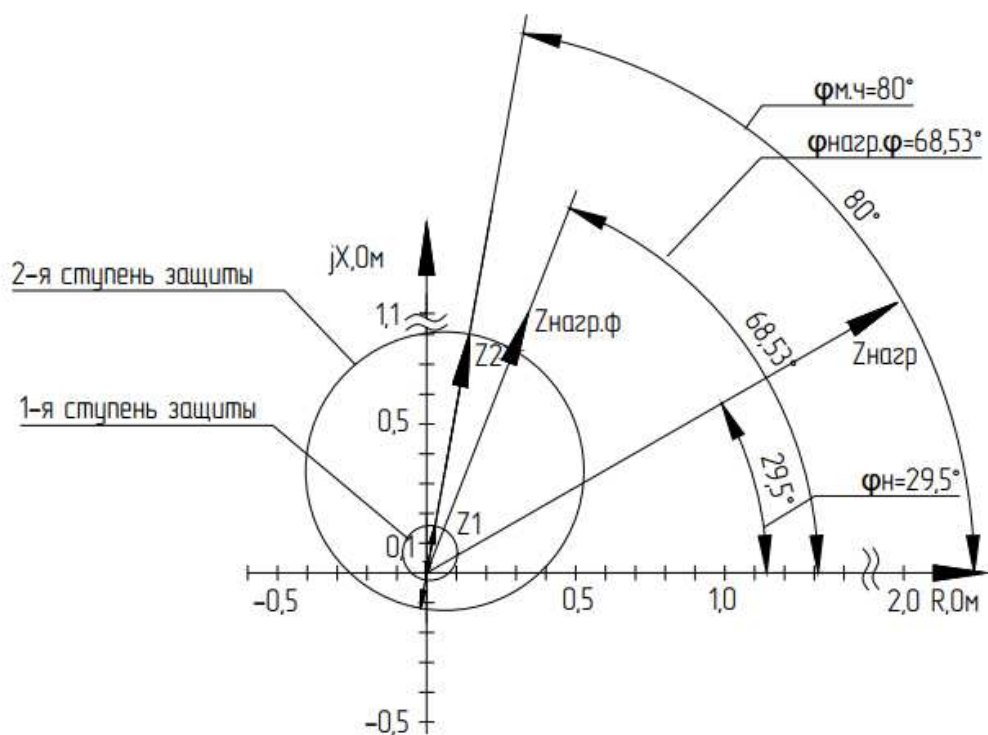


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.53)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.54)$$

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

В таблице 5.5 представлена перегрузочная способность обмотки ротора.

Таблица 5.5 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

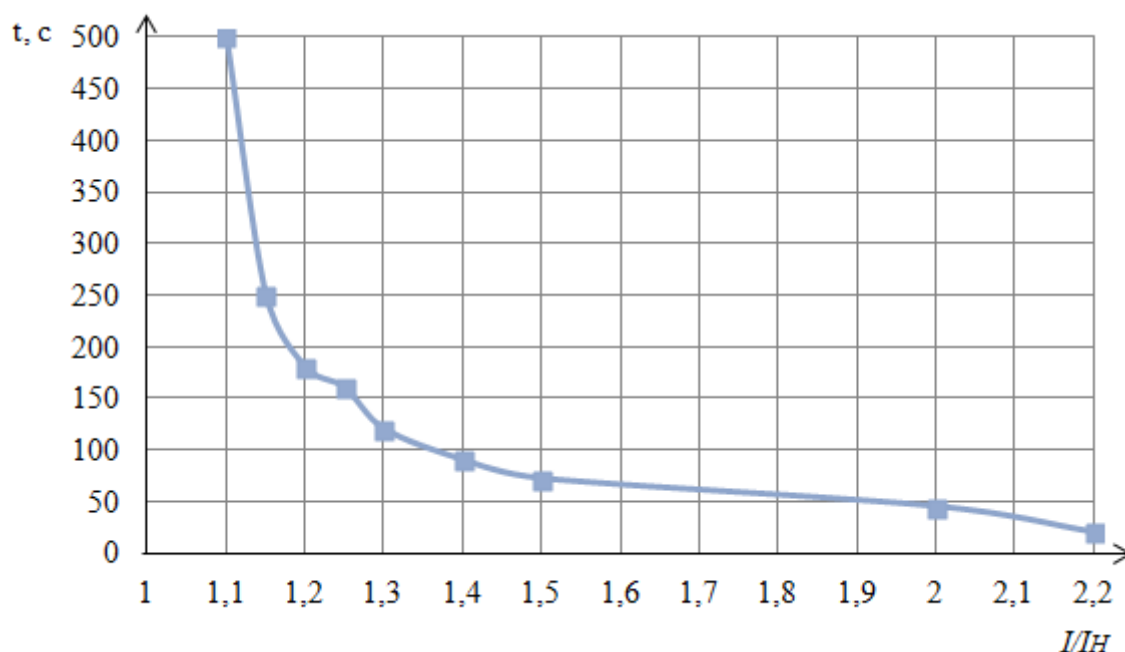


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,24 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.55)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики ШЭ1113 производства «ЭКРА». Установка Отечественного микропроцессорного

оборудования позволит избежать возможного вмешательства 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.

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем - повышенную надежность аппаратной части.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

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

6 Компонировка сооружения гидроузла

6.1 Выбор класса гидротехнического сооружения

Класс ГТС назначен в соответствии с [24].

- В зависимости от высоты и типа грунта основания:

Бетонная плотина, грунт основания - гранит, высота гидротехнического сооружения находится в пределах от 25 до 60 метров- III класс.

- В зависимости от их назначения и условий эксплуатации:

Установленная мощность составляет 82 МВт-III класс.

- В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий:

В населенном пункте поселка Сосновка, Красноярского края, расположенном в 13 км ниже проектируемой ГЭС, число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения 510 человек.

Территория распространения чрезвычайной ситуации, возникшей в результате аварии гидротехнического сооружения в пределах одного муниципального образования II класс.

Назначен II класс ГТС.

6.2 Определение отметки гребня глухой бетонной плотины

За отметку гребня плотины принимается:

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

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где $h_{run1\%}$ - высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} - высота ветрового нагона;

a - величина запаса, для II класса сооружения $a=0,6$ м.

Определяем высоту ветрового нагона волны для основного случая по формуле (6.3).

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{\vartheta^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где $\vartheta=23$ м/с - расчетная скорость ветра [25];

$K_w=2,37 \cdot 10^{-6}$ - коэффициент, зависящий от скорости ветра;

$L=565$ м - длина разгона волны при $\alpha=0^\circ$ (рис.6.1).

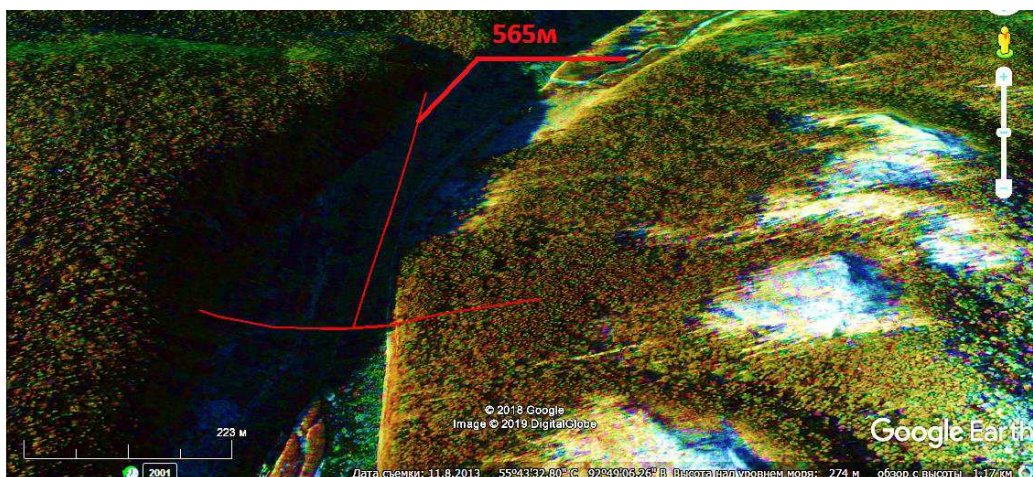


Рисунок 6.1 - Длина разгона волны

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО}}{2} = \frac{260 - 211}{2} = 24,5 \text{ м}; \quad (6.4)$$

$$\Delta h_{set} = 2,37 \cdot \frac{23^2 \cdot 565}{9,81 \cdot 24,5} \cdot 1 = 0,003.$$

6.3 Определение параметров волнового воздействия

Определение параметров волны:

$$\frac{gL}{\vartheta_w^2} = \frac{9,81 \cdot 565}{23^2} = 10,48; \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{\vartheta_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{23} = 9212,87, \quad (6.6)$$

где $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ - период действия ветра.

По графику [25 Приложение А, рис.А1]:

$$\text{— для } \frac{gL}{\vartheta_w^2} = 10,4;$$

$$\frac{g\bar{h}}{\vartheta_w^2} = 0,0065; \quad \frac{gT}{\vartheta_w} = 0,84,$$

где \bar{h} - средняя длина волны.

$$\text{— для } \frac{gt}{\vartheta_w} = 9212,87;$$

$$\frac{g\bar{h}}{v_w^2} = 0,095; \frac{g\bar{T}}{v_w} = 4,3.$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{0,84 \cdot v_w}{g} = \frac{0,84 \cdot 23}{9,81} = 1,97 \text{ с.} \quad (6.7)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0065 \cdot v_w^2}{g} = \frac{0,0065 \cdot 23^2}{9,81} = 0,35 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,97^2}{2 \cdot 3,14} = 6,06 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Необходимо выполнить условие:

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

Условие выполняется, зона является глубоководной.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.11)$$

где K_i - коэффициент, определяемый по графику [25, Приложение А1, рис А.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$ (для глубоководной зоны), $K_i = 2,09$.

$$h_{1\%} = K_i \cdot \bar{h} = 2,09 \cdot 0,35 = 0,73; \quad (6.12)$$

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.13)$$

где k_r и k_p - коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, определяемые по [25 Приложение Д, табл. Д1], $k_r=1, k_p=0,9$ для откоса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;

k_{sp} - коэффициент, определяемый по [25 Приложение Д, табл. Д2] при $m = \text{ctg}\varphi = 2$ и $V_w = 23 \text{ м/с}, k_{sp} = 1,4$;

$k_{run} = 1,67$ - коэффициент, определяемый по [25 Приложение Д, рис. Д1] в зависимости от пологости волны.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,67 \cdot 0,73 = 1,54 \text{ м};$$

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{6,06}{0,73} = 8,3. \quad (6.14)$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины составляет:

$$\nabla \text{ГП} = 260 + 1,54 + 0,003 + 0,6 = 262,1 \text{ м}.$$

6.4 Гидравлические расчеты

6.4.1 Определение ширины водосливного фронта

На Манской ГЭС установлено 2 агрегата, следовательно, один агрегат будет участвовать в пропуске расчетных расходов:

Расход через один гидроагрегат:

$$Q_{за} = \frac{N_{ед.га}}{gH^{осн.η}} = \frac{41 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 43,45 \cdot 0,91} = 105,7 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.15)$$

Расход ГЭС составляет:

$$Q_{гэс} = Q_{за} m = 105,7 \cdot 1 = 105,7 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.16)$$

$$m = n - 1 = 2 - 1 = 1, \quad (6.17)$$

где n - количество агрегатов.

$$Q_{расч.}^{осн.} = Q_{макс.}^{осн.} - Q_{гэс} = 1218,7 - 105,7 = 1113 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.18)$$

$$Q_{расч.}^{пов.} = Q_{макс.}^{пов.} - Q_{гэс} = 1566,7 - 105,7 = 1461 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.19)$$

где $Q_{макс.}^{осн.} = 1218,7 \text{ м}^3/\text{с}$ - максимальный расход 1% обеспеченности для основного расчетного случая;

$Q_{макс.}^{пов.} = 1566,7 \text{ м}^3/\text{с}$ - максимальный расход 0,1% обеспеченности для поверочного расчетного случая.

$$H^{осн.} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{Q_{расч.}^{осн.}} = 260,00 - 216,55 = 43,45 \text{ м}; \quad (6.20)$$

$$H_{турб}^{мин} = 33,5 \text{ м}.$$

Следовательно, Манская ГЭС участвует в пропуске паводка.

$$H^{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{УНБ}_{Q^{\text{пов. расч.}}} = 261,00 - 216,65 = 44,35\text{ м.} \quad (6.21)$$

Приведенный расход по рисберме:

$$q_p = V h_{\text{нб}} = 5 \cdot 5,55 = 27,75 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.22)$$

где $V = 5 \text{ м/с}$ - допустимая скорость по рисберме.

$$h_{\text{нб}} = \nabla\text{УНБ}_{Q^{\text{осн. расч.}}} - \nabla_{\text{дна}} = 216,55 - 211,00 = 5,55 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{вод}} = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 27,75 = 34,69 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}. \quad (6.24)$$

Рассчитаем ширину фронта:

$$B = \frac{Q^{\text{осн. расч.}}}{q_{\text{вод}}} = \frac{1113}{34,69} = 31,8 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = n \cdot b = 3 \cdot 12 = 36 \text{ м}, \quad (6.26)$$

где $n=3$ - число пролетов;

$b = 12 \text{ м}$ - стандартная ширина пролета.

Принимаем: $3 \times 12 \text{ м}$.

6.4.2 Определение отметки гребня водослива

Отметка гребня водослива без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q^{\text{осн. расч.}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1113}{0,49 \cdot 36 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,88 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где H_{01} - напор на гребне водослива, без учета сжатия и подтопления;

m - коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля.

Отметка гребня водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q^{\text{осн. расч.}}}{m\varepsilon\sigma_{\Pi}B\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1113}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1,36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,12 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где H_{02} - напор на гребне водослива, с учетом сжатия и подтопления;

$\sigma_{\Pi} = 1$ - коэффициент подтопления;

ε - коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяемый по формуле 6.29.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \cdot \frac{5,88}{12} = 0,94, \quad (6.29)$$

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

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

Скорость подхода потока к водосливу:

$$V_0 = \frac{Q^{\text{осн. расч.}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1113}{(260,00 - 211,00)(36 + (2-1) \cdot 4)} = 0,57 \text{ м/с}, \quad (6.30)$$

где $\delta_B = 4$ м - толщина быка.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6,12 - \frac{1,1 \cdot 0,57^2}{2 \cdot 9,81} = 6,10 \text{ м}. \quad (6.31)$$

Принимаем напор на водосливе: $H_{\text{ст.}} = 7,0$ м.

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст.}} = 260,00 - 7,0 = 253 \text{ м}. \quad (6.32)$$

Произведем расчет для $Q^{\text{пов. расч.}}$:

$$H_{01} = \left(\frac{Q^{\text{пов. расч.}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1461}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,04 \text{ м}; \quad (6.33)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q^{\text{пов. расч.}}}{m\varepsilon\sigma_{\Pi}B\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1461}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 1,36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,39 \text{ м}; \quad (6.34)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \cdot \frac{7,04}{12} = 0,93. \quad (6.35)$$

Скорость подхода потока к водосливу:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{пов. расч.}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1461}{(261-211)(36+(2-1)\cdot 4)} = 0,73 \text{ м/с.} \quad (6.36)$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,39 - \frac{1,1 \cdot 0,73^2}{2 \cdot 9,81} = 7,36 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Принимаем напор на водосливе: $H_{\text{пов.}} = 7,36 \text{ м.}$

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{расч.}} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов.}} = 253 + 7,36 = 260,36 \text{ м} \quad (6.38)$$

$\nabla\text{ФПУ}_{\text{расч.}} < \nabla\text{ФПУ}_{\text{проект.}}$, поэтому следует оставить проектную отметку ФПУ=261м.

6.4.3 Определение отметки гребня быка сооружений напорного фронта

Отметка верха быка:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст.}}; \quad (6.39)$$

$$\nabla\text{ГБ} = 253 + 1,6 \cdot 7,0 = 264,2 \text{ м.}$$

После того как были проведены гидравлические расчеты и определены отметки гребня быка $\nabla\text{ГБ}$, устанавливаем проектную отметку гребня плотины:

$$\nabla\text{ГП} = 264,2 \text{ м.}$$

6.4.4 Построение профиля водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге с радиусом R . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе.

$$R = (0,2 \div 0,5)(H_{\text{ст}} + C_B) = (0,2 \div 0,5) \cdot (7 + 42) = (9,8 \div 24,5) \text{ м.} \quad (6.40)$$

Принимаем $R = 9,8 \text{ м.}$

Высота водослива:

$$C_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{ДНО} = 253 - 211 = 42 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Принимаем профиль оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера - Офицерова. Расчёты сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Координаты для построения оголовка профиля типа А для напора

x	y	x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,882	6,3	1,386	12,6	6,909	18,9	16,023	25,2	28,217
0,7	0,252	7	1,792	13,3	7,756	19,6	17,234	25,9	29,743
1,4	0,049	7,7	2,247	14	8,645	20,3	18,48	26,6	31,297
2,1	0	8,4	2,758	14,7	9,583	21	19,768		
2,8	0,042	9,1	3,325	15,4	10,556	21,7	21,091		
3,5	0,189	9,8	3,948	16,1	11,571	22,4	22,449		
4,2	0,42	10,5	4,627	16,8	12,6	23,1	23,835		
4,9	0,7	11,2	5,348	17,5	13,72	23,8	25,263		
5,6	1,022	11,9	6,111	18,2	14,854	24,5	26,726		

Строим оголовок безвакуумного водослива типа А, который показан на рисунке 6.2 по координатам.

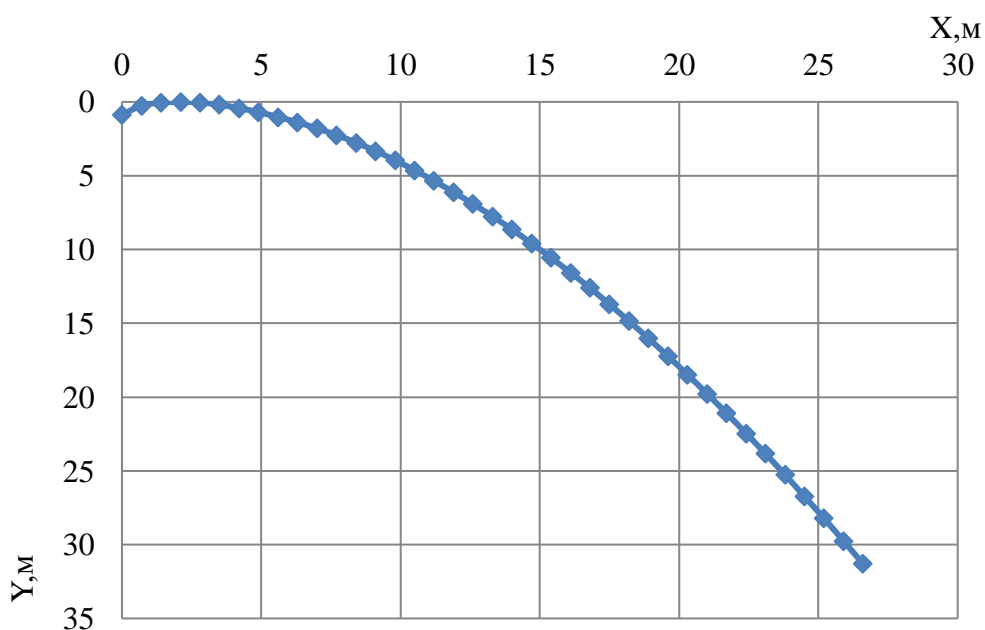


Рисунок 6.1 - Оголовок безвакуумного водослива типа А

6.4.5 Пропуск расходов через донный аварийный водосброс

По формуле 6.42 определяем площадь водосбросных отверстий $\omega_{ВО}$, затем назначаем число, размеры водосбросного отверстия.

$$Q_c = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gH_{\text{во}}} = \frac{V_{\text{пол.}} + V_{\text{прит.}}}{t_{\text{ср.}}} = \frac{1,25 \cdot 10^9 + 2262297600}{20908800} = 167,98 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.42)$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_c}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{167,98}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46}} = 6,91 \text{ м}^2, \quad (6.43)$$

где Q_c - расход через аварийный водосброс, $\text{м}^3/\text{с}$;

$V_{\text{пол.}} = 1,25 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ - полезный объем водохранилища, м^3 ;

$V_{\text{прит.}} = 2262297600 \text{ м}^3$ - объем притока, м^3 ;

$t_{\text{ср.}} = 20908800 \text{ с}$ - время срабатывания водохранилища, с ;

$\omega_{\text{во}}$ - площадь выходных отверстий, м^2 ;

μ - коэффициент расхода, равный 0,81;

$H_{\text{во}}$ - напор над центром выходного отверстия, определяемый по формуле 6.44.

$$H_{\text{во}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ВО}} = 260 - 214 = 46 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где $\nabla_{\text{ВО}}$ - отметка центра выходного водосбросного отверстия, определяется по формуле 6.45.

$$\nabla_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{ПО}} + \frac{h_{\text{во}}}{2} = 213 + \frac{2}{2} = 214 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где $h_{\text{во}} = 2 \text{ м}$ - высота отверстия, принята предварительно, м ;

$\nabla_{\text{ПО}}$ - отметка порога отверстия.

$$\nabla_{\text{ПО}} = \nabla_{\text{ДНА}} + h_{\text{п}} = 211 + 2 = 213 \text{ м}, \quad (6.46)$$

где $h_{\text{п}} = 2 \text{ м}$ - высота порога, м .

Выбираем прямоугольное отверстие 2×2 , 2 отверстия, следовательно, $\omega_{\text{во}} = 8 \text{ м}^2$.

6.4.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{р.осн}}^2}{(B + (n-1) \delta_{\text{с}})^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1113^2}{(36 + (3-1)4)^2 \cdot 9,81}} = 4,29 \text{ м}. \quad (6.47)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 260 - 211 = 49 \text{ м}. \quad (6.48)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_c)}} = \frac{25,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 49}} = 0,9 \text{ м}; \quad (6.49)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_c)}} = \frac{25,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (49 - 0,9)}} = 0,92 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где $\varphi = 0,9$ - коэффициент скорости потока.

$$q_c = \frac{Q_{p,осн}}{B_g} = \frac{1113}{44} = 25,3 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad (6.51)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,92}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,29}{0,92} \right)^3} - 1 \right) = 12,65 \text{ м}. \quad (6.52)$$

Так как $h''_c = 12,65 \text{ м} > h_{НБ} = 5,55 \text{ м}$, прыжок является отогнанным.

Для гашения энергии потока принимаем сопряжение бьефов свободно отброшенной струей.

6.4.7 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи. Отброс струи будет осуществляться с помощью носка-трамплина.

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{НБmax} + 2 = 5,65 + 2 = 7,65 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где $h_{НБmax}$ - глубина воды в нижнем бьефе при $Q_{расч.}^{пов.}$.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 211 + 7,65 = 218,65 \text{ м}. \quad (6.54)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 260 - 218,65 = 41,35 \text{ м}. \quad (6.55)$$

Скорость потока на носке:

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 41,35} = 25,63 \text{ м/с}, \quad (6.56)$$

где $\varphi = 0,9$ - коэффициент скорости потока.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{25,3}{25,63} = 0,99 \text{ м.} \quad (6.57)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{25,63^2}{9,81 \cdot 0,99} = 67,64. \quad (6.58)$$

Следовательно, коэффициент аэрации $k_a=0,8$.

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

$$L = k_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \left(\left(1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 2\alpha} \right)^{0,5} + 1 \right), \quad (6.59)$$

где $\alpha = 30^\circ$ - угол схода струи с трамплина.

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} - h_{\text{НБ}} = 260 - 211 - 5,55 = 43,45 \text{ м;} \quad (6.60)$$

$$L = 0,8 \cdot 41,35 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2(30^\circ) \left(\left(1 + \left(\frac{43,45}{41,35} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 2(30^\circ)} \right)^{0,5} + 1 \right) = \\ = 47,34 \text{ м.}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет:

$$L > 0,5z_0, \quad (6.61)$$

где z_0 - напор, создаваемый плотиной.

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$z_0 = \nabla \text{ГП} - \nabla \text{ДНА} = 264,2 - 211 = 53,2 \text{ м.} \quad (6.62)$$

$47,34 > 26,6$, следовательно, условие выполнено.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 17,37 - 5,55 = 11,82 \text{ м;} \quad (6.63)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H; \quad (6.64)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{67,64}) \cdot \sqrt{67,64} \cdot \sqrt[4]{\frac{5,55}{1}} \cdot 0,99 = 17,37 \text{ м,}$$

где d - средняя крупность отдельностей в скале, принимаем равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} = 47,34 + \frac{17,37}{0,43} = 87,7 \text{ м;} \quad (6.65)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{HE})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.66)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2(30^\circ) + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 0,99 \cdot \cos(30^\circ) + 7,65 - 5,55)}{25,63^2 \cdot \cos^2(30^\circ)}} = 0,43,$$

где a - высота уступа над дном.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне ямы размыва:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 4,29 + 3,7 \cdot 11,82 = 54,5 \text{ м.} \quad (6.67)$$

6.5 Конструирование плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Треугольный профиль гравитационной плотины является наиболее экономичным.

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в плотине;
- 2) устойчивость ее против сдвига по основанию.

Таким образом, ширина подошвы плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.68)$$

где α_1 - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаем $\alpha_1 = 0,5$;

ρ_b - плотность бетона;

ρ_w - плотность воды.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 260 - 210 = 50 \text{ м}; \quad (6.69)$$

$$\nabla_{\text{Под}} = \nabla_{\text{ДНА}} - 1 = 211 - 1 = 210 \text{ м}. \quad (6.70)$$

Определяем ширину подошвы плотины $B_{\text{п}}^{\text{II}}$:

$$B_{\text{п}}^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg} \varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.71)$$

где $\gamma_n = 1,2$ - коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для II класса сооружения;

φ - угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон-скала, $\varphi = 35^\circ$.

Задаваясь различными значениями n , произведем расчет, представленный в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Расчет зависимостей $B_n^{\text{I}} = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$

n	B_n^{I}	B_n^{II}
0	36,3	39,0
0,1	36,8	37,0
0,2	37,5	35,3
0,3	38,5	33,7
0,4	39,8	32,2
0,5	41,5	30,9
0,6	43,9	29,6
0,7	47,0	28,5
0,8	51,6	27,4
0,9	58,5	26,5

Построим графики зависимостей $B_n^{\text{I}} = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$, представленные на рисунке 6.2.

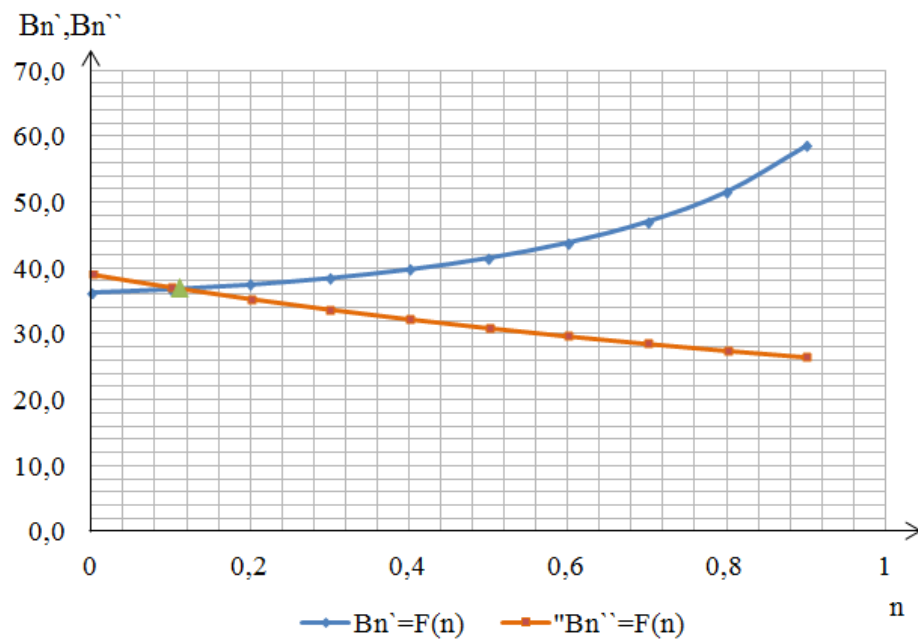


Рисунок 6.2 - Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке $n = 0,114$ и $B_n = 36,8$ м.
Принимаем ширину подошвы плотины $B_n = 37$ м.

6.5.2 Разрезка бетонных плотин швами

В водосбросных секциях с 3 пролетами для уменьшения температурных напряжений устраиваем швы - надрезы между быком и водосливом от гребня до фундаментной плиты.

Принимаем расстояние между секционными швами 16 м.

Температурные швы для плотины на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

6.5.3 Быки

Разрезной бык состоит из двух полу быков. Толщину быка принимаем 4 м. Толщину пазового перешейка быка принимаем 2,4 м.

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Расстояние между пазами 1,4 м. Размеры пазов ремонтного затвора составляют 1,9 м и рабочего затвора 1,8 м.

Разрез быков представлен на рисунке 6.3.

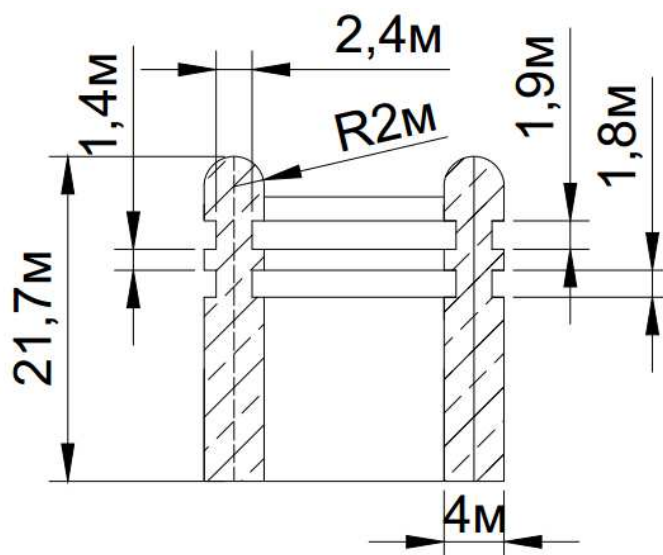


Рисунок 6.3 - Разрез быков

6.5.4 Устой

Напорный фронт проектируемого гидроузла образован полностью бетонной плотиной, поэтому назначаем только разделительный устой (в виде раздельной стенки), которая будет отделять водосбросную плотину от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя - разделение потоков водослива и здания ГЭС, а также защита здания ГЭС от брызг при сбросе воды.

6.5.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем $d_{др} = 2,44$ при этом должно выполняться условие:

$$d_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр}}, \quad (6.72)$$

где H_d - напор над расчетным сечением;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр}$ - критический средний градиент напора для бетона плотины, принимаем $I_{кр} = 25$.

$$2,44 \geq \frac{48 \cdot 1,2}{25} = 2,3.$$

Данное расположение дренажа позволяет выполнить смотровые и буровые галереи на расстоянии более 2 м от напорной грани.

6.5.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем продольные и поперечные галереи с шагом 16м по высоте на отметках 207,15 м и 223,15 м.

В плотине имеются как продольные, так и поперечные галереи, предназначенные для омоноличивания швов, установки КИА, а также осмотра состояния массива бетона, контроля состояния противофильтрационных устройств межсекционных швов, сбора дренажных вод и измерения фильтрационных расходов.

Размеры галереи принимаем: цементационная, дренажная - 2,5х3,35м.

6.5.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, для снижения фильтрационного давления на сооружение устраиваем цементационную завесу, которая удлиняет путь фильтрации, уменьшает скорость течения потока и количество профильтровавшейся воды, и наклонный дренаж для отвода фильтрующейся воды.

6.5.8 Противофильтрационная завеса

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_n = (0,05 \div 0,1) \cdot 37 = (1,85 \div 3,7) \text{ м.} \quad (6.73)$$

где B_n - ширина подошвы плотины.

Принимаем значение $l_1 = 3,7$ м, которое согласовано с расположением цементационной галереи.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = 0,67 \cdot 48 = 32,16 \text{ м;} \quad (6.74)$$

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - h_{НБmin} = 260 - 212 = 48, \quad (6.75)$$

где $h_{НБmin} = 212$ м - уровень воды в НБ при $Q_{сан} = 70\text{м}^3/\text{с}$.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{\gamma_{\text{кр}}} = \frac{28,8 \cdot 1,2}{15} = 2,3 \text{ м}, \quad (6.76)$$

где ΔH_3 - потери напора на завесе;

$I_{\text{кр}} = 15$ - критический градиент для завесы.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 48 - 19,2 = 28,8 \text{ м}, \quad (6.77)$$

где H_d, H_{as} - геометрические параметры эпюры фильтрации, рассчитываемые по формулам 6.78, 6.79.

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 260 - 212 = 48 \text{ м}; \quad (6.78)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 48 = 19,2 \text{ м}. \quad (6.79)$$

6.5.9 Дренажные устройства в основании

Глубина дренажных скважин:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 32,16 = 19,3 \text{ м}. \quad (6.80)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,2 м, расстояние между ними 2,5 м.

6.5.10 Судоподъемник

Для обеспечения судоходства со стороны правого берега устраиваем судоподъемник, представляющий собой подвижную камеру, наполненную водой, которая поднимается и опускается вместе с судном, по направлению движения камеры принимаем вертикальный судоподъемник. Размеры камеры принимаем 44,7 x 7 м. Грузоподъемность судоподъемника до 2 тонн.

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{\text{пл}}$ и $G_{\text{б}}$ определяются в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 935,2 \text{ м}^2 ;$$

$$S_{\text{б}} = 1327,7 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{935,2 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 4} = 16513,76 \text{ кН/м}, \quad (6.81)$$

где $S_{\text{пл}}$ - площадь поперечного сечения плотины;

b - ширина пролета;

$\rho_{\text{б}}$ - плотность бетона;

$\delta_{\text{б}}$ - толщина быка.

Вес быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1327,7 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 4} = 7814,842 \text{ кН/м}. \quad (6.82)$$

Вес плоского затвора определяем по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.83)$$

где f - площадь затвора, определяемая по формуле 6.84.

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (261 - 253 + 0,5) \cdot 12 = 102 \text{ м}^2; \quad (6.84)$$

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot 102 \cdot \sqrt{102} \cdot 9,81 \approx 555,82 \text{ кН}.$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w g \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b; \quad (6.85)$$

$$P_3 = 1000 \cdot 9,81 \cdot (260 - 253)^2 \cdot 0,5 \cdot 12 = 2884,1 \text{ кН/м}.$$

Вес затвора приводим к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{555,82}{12 + 4} = 34,74 \text{ кН/м}. \quad (6.86)$$

6.6.2 Расчет гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_{\text{В}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 50^2}{2} = 12262,5 \text{ кН/м}; \quad (6.87)$$

$$h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 260 - 210 = 50 \text{ м}. \quad (6.88)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2^2}{2} = 19,62 \text{ кН/м}; \quad (6.89)$$

$$h_2 = \nabla \text{НБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 212 - 210 = 2 \text{ м}, \quad (6.90)$$

где $\nabla \text{НБ}_{\min} = 212$ - уровень воды в НБ при $Q_{\text{сан}} = 70 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Форма эпюры взвешивающего давления имеет очертание подводной части плотины - прямоугольник с высотой от минимального уровня НБ до подошвы сооружения и зуба плотины.

Сила взвешивающего давления для расчетного сечения (по подошве плотины) равна:

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w g B_{\text{п}} (\nabla \text{НБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД}); \quad (6.91)$$

$$W_{\text{ВЗВ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 37 \cdot (212 - 210) = 725,940 \text{ кН/м}.$$

6.6.4 Сила фильтрационного давления

По СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на ГТС представлены приведенные к действующему напору H_d значения напора по оси цементационной завесы H_{as} и дренажа H_{dr} при основном сочетании нагрузок.

Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.4.

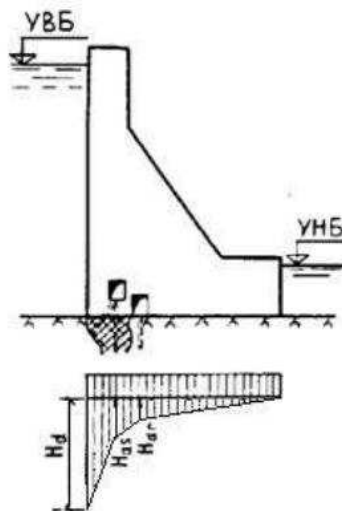


Рисунок 6.4 - Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 260 - 212 = 48 \text{ м}; \quad (6.92)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 48 = 19,2 \text{ м}; \quad (6.93)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 48 = 9,6 \text{ м}. \quad (6.94)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления S_ϕ определяется как сумма площадей ее отдельных участков, представляющие из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCad.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w g S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 313,24 = 3072,884 \text{ кН}. \quad (6.95)$$

6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H h_H t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 11 \cdot 3 \cdot t g^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 16,18 \text{ кН/м}^2, \quad (6.96)$$

где $\gamma_H = 11 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 3$) кН/м^3 ;

$h_H = 3 \text{ м}$ - толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна;

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{16,2 \cdot 3}{2} = 24,27 \text{ кН/м}. \quad (6.97)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом. В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов p_H , а затем слою грунта, пригруженному весом наносов.

$$p_{A.гр}' = \gamma_H h_H t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot t g \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.98)$$

$$p_{A.гр}' = 11 \cdot 3 \cdot t g^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 60 \cdot t g \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -53,49 \text{ кН/м}^2;$$

$$p_{A.гр}'' = (\gamma_H h_H + \gamma_{взв.гр} h_{гр}) \cdot t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot t g \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.99)$$

$$p_{A,гр}'' = (11 \cdot 3 + 17,7 \cdot 1) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 60 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -48,711 \text{ кН/м}^2;$$

$$\gamma_{взв\ гр} = \gamma_0 - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 25 - (1 - 0,27) \cdot 10 = 17,7 \text{ кН/м}^3, \quad (6.100)$$

где c - сцепление грунта, равное 60кПа;

γ_0 - удельный вес сухого грунта, принимаем равным 25 кН/м³;

n_0 - пористость сухого грунта, равная 0,27;

γ_w - удельный вес воды;

$h_{гр}$ - толщина слоя грунта;

$\varphi_{гр}$ - угол внутреннего трения, равный 35°.

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_{акт} = S_{эп} = \left(\frac{p_{A,гр}' + p_{A,гр}''}{2} \right) h_{гр} = \left(\frac{-53,49 - 48,711}{2} \right) \cdot 1 = -51,1 \text{ кН/м}. \quad (6.101)$$

Так как полученное значение в формуле выше отрицательное, следовательно, активное давление грунта на ГТС отсутствует.

Пассивное давление грунта основания со стороны НБ определяем по формуле 6.102.

$$p_{п.гр}'' = \gamma_{взв\ гр} h_{гр} tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.102)$$

$$p_{п.гр}'' = 17,7 \cdot 1 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 60 \cdot tg \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 295,713 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления грунта равна площади эпюры:

$$E_{пасс} = S_{эп} = \frac{p_{п.гр}'' \cdot h_{гр}}{2} = \frac{295,713 \cdot 1}{2} = 147,86 \text{ кН/м}. \quad (6.103)$$

6.6.6 Расчет волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л.Можевитинова.

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_v \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.104)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,73 \cdot \left(\frac{6,06}{3,14} + \frac{0,28}{2} \right) = 7,41 \text{ кН/м},$$

где $h_{1\%}$ - высота волн 1% обеспеченности;

$\bar{\lambda}_d$ - средняя длина волны;

h_0 - средняя высота волны, вычисляемая по формуле 6.105.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 0,73^2}{6,06} = 0,28 \text{ м.} \quad (6.105)$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{6,06}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,73 = 0,69 \text{ м;} \quad (6.106)$$

$$M_{\text{волны}} = W_{\text{волны}} \cdot l_{\text{волны}} = 7,41 \cdot 49,31 = 365,4 \text{ кНм;} \quad (6.107)$$

$$l_{\text{волны}} = \nabla \text{НПУ} - y_c - \nabla \text{ПОД} = 260 - 0,69 - 210 = 49,31 \text{ м.} \quad (6.108)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1 \cdot h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $8 \cdot h_{1\%}$ УВБ.

6.7 Оценка прочности плотины

6.7.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет плотины проводится без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. В расчете плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», а растягивающие со знаком «+».

Для удобства расчета составляем таблицу 6.3, в которую внесены нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 - Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	12262,50	16,66	204304,29
T_H	1,0	←	19,62	-0,67	-13,08
G_B	0,95	↓	7424,10	-8,02	-59546,48
$G_{пл}$	0,95	↓	15688,07	-6,43	-100853,91
$W_{взв.}$	1,0	↑	725,94	4,50	3266,15

Окончание таблицы 6.3

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
W_ϕ	1,0	↑	3072,88	9,37	28796,00
E_n	1,2	→	29,12	2,00	58,13
$E_{акт.}$	1,2	→	-61,32	0,00	0,00
$E_{пас.}$	0,8	←	118,29	-0,33	-38,85
$W_{водн.}$	1,0	→	7,41	49,46	366,53
$q_3^{расч.}$	0,9	↓	31,27	-18,08	-565,31
Σ			19344,62		75773,47

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{19344,62}{37} + \frac{6 \cdot 75773,47}{37^2} = -190,7 \text{ кН/м}^2, \quad (6.109)$$

где N - нормальная сила, сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M - сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B_n - ширина подошвы плотины.

$$N = G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3; \quad (6.110)$$

$$N = 7424,10 + 15688,07 - 725,94 - 3072,884 + 31,27 = 19344,62;$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2). \quad (6.111)$$

Напор над сечением со стороны ВБ:

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 260 - 210 = 50 \text{ м}; \quad (6.112)$$

$$m_u = \text{tg } \alpha_1 = 0, \quad (6.113)$$

где α_1 - заложение верховой грани.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам, рассчитываются по формуле 6.111:

$$\sigma_x^u = -190,7 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 50 \cdot (1 - 0^2) = -490,5 \text{ кН/м}^2;$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u; \quad (6.114)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 50 - 190,7) \cdot 0 = 0;$$

$$\sigma^u_1 = \sigma^u_y \cdot (1 + m^2_u) + \gamma_B \cdot H^u_d \cdot m^2_u ; \quad (6.115)$$

$$\sigma^u_1 = -190,7 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 50 \cdot 0^2 = -190,7 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma^u_3 = -\gamma_B \cdot H^u_d = -9,81 \cdot 50 = -490,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.116)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma^t_y = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2_n} = -\frac{19344,62}{37} - \frac{6 \cdot 75773,47}{37^2} = -854,92 \text{ кН/м}^2; \quad (6.117)$$

$$\sigma^t_x = \sigma^t_y \cdot m^2_t - \gamma_B \cdot H^t_d \cdot (1 - m^2_t); \quad (6.118)$$

$$\sigma^u_x = -854,92 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 50 \cdot (1 - 0^2) = -490,5 \text{ кН/м}^2.$$

Напор над расчетным сечением со стороны НБ:

$$H^t_d = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 212 - 210 = 2 \text{ м}; \quad (6.119)$$

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 35^\circ = 0,7, \quad (6.120)$$

где α_2 - угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau^t_{xy} = -(\gamma_B \cdot H^t_d + \sigma^t_y) \cdot m_t; \quad (6.121)$$

$$\tau^t_{xy} = -(9,81 \cdot 2 - 854,92) \cdot 0,7 = 584,71 \text{ кН/м}^2 ;$$

$$\sigma^t_3 = \sigma^t_y \cdot (1 + m^2_t) + \gamma_B \cdot H^t_d \cdot m^2_t; \quad (6.122)$$

$$\sigma^u_3 = -854,92 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 2 \cdot 0,7^2 = -1264,22 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma^u_1 = -\gamma_B \cdot H^t_d = -9,81 \cdot 2 = -19,62 \text{ кН/м}^2. \quad (6.123)$$

Расчет основных краевых напряжений приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Расчет краевых напряжений, действующих на плотину

Напряжение	Верховая грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-190,7	-854,92
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-490,50	-490,50
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0,00	584,71
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-190,7	-19,62
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-490,50	-1264,22

6.7.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений, проверяем сооружение на прочность. Для этого нужно, чтобы выполнялись следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.124)$$

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

$\gamma_{1c} = 1$ - коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 1$ - коэффициент условий работы.

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1264,22}{1}.$$

По критерию морозостойкости принимаем в зоне максимального сниженного напряжения - низовой клин плотины бетон F200, класс B10, с расчетным сопротивлением бетона на сжатие:

$$7500 \geq 1517,06 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.125)$$

$$-190,7 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (6.126)$$

$$190,7 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 50;$$

$$190,7 \text{ кН/м}^2 \geq 122,63 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.7.3 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.127)$$

где γ_n - коэффициент надежности по назначению сооружения, $\gamma_n = 1,2$;

γ_{1c} - коэффициент сочетания нагрузок, $\gamma_{1c} = 1$;

γ_{cd} - коэффициент условий работы, $\gamma_{cd} = 1$;

R - расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_{ф} + q_3) \cdot tg\varphi + E_{пас.} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega; \quad (6.128)$$

$$R = (15688,07 + 7424,10 - 725,94 - 3072,884 + 31,27) \cdot 0,7 + 282,67 \cdot 0,7 + 60 \cdot 37 = 15959,1 \text{ кН/м},$$

где $tg\varphi = 0,7$ - внутреннее трение грунта основания;

$c = 60 \text{ кН/м}^2$ - сцепление для скалы;

$\omega = 37 \text{ м}^2$ - горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 п.м.;

$\gamma_c = 0,7$ - коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимаем.

$$F = T_B - T_H + W_{волн.} + E_H + E_{акт.}; \quad (6.129)$$

$$F = 12262,5 - 19,62 + 7,41 + 29,12 - 161,25 = 12118,2 \text{ кН/м}.$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{15959,1 \cdot 1}{12118,2 \cdot 1} \geq 1,2;$$

$$1,3 \geq 1,2.$$

Расчетное значение коэффициента надежности меньше 10%, это говорит о том, что сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Безопасность гидротехнических сооружений является одной из важнейших задач службы эксплуатации Манской ГЭС. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации гидротехнических сооружений регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений».

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечить допустимый уровень риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- соблюдение мер безопасности ГТС, формирование критериев их безопасности, снабжение гидротехнических сооружений техническими средствами, для возможности контроля за их состоянием;
- соответствующая квалификация работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия, которые могут привести к снижению безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

Безопасность ГТС должна обеспечивать эксплуатирующая организация. В соответствии с Федеральным законом в случае аварии ГТС необходимо возместить ущерб.

Руководители и работники организаций, осуществляющие профессиональную деятельность, связанную с проектированием, строительством, капитальным ремонтом, эксплуатацией, реконструкцией, консервацией и ликвидацией, а также техническим обслуживанием, эксплуатационным контролем и текущим ремонтом гидротехнических сооружений в целях подтверждения знания обязательных требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений обязаны не реже одного раза в пять лет проходить аттестацию по вопросам безопасности гидротехнических сооружений. Категории работников определяются Правительством РФ.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, организация эксплуатации, ремонта, наладки и испытания основного и вспомогательного оборудования, средств механизации и автоматизации технологических процессов должны соответствовать действующим строительным нормам и правилам (СНиП), нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра РФ, Российского регистра ГТС, Федеральным законам «Об основах охраны труда Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, государственным стандартам безопасности труда, правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, ПУЭ, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ.

При обслуживании действующего оборудования и вновь вводимого отступления от перечисленных правил не допустимо, кроме случаев, когда вводится в действие новые нормативы по охране труда и технической эксплуатации оборудования. Данные правила допускается изменять только теми органами, кто их утвердил.

Электрооборудование Манской ГЭС должно соответствовать ПУЭ и эксплуатироваться в соответствии с ПТБ при эксплуатации электроустановок.

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

Руководитель предприятия должен разработать и утвердить инструкции по охране труда, организовать работу с персоналом согласно Правилам работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ; обеспечить постоянный контроль за соответствием оборудования и технологических процессов требованиям безопасности, соблюдением персоналом правил техники безопасности и инструкций по охране труда, применением предохранительных приспособлений, спецодежды и средств индивидуальной защиты.

Обеспечение безопасных условий труда, проведение необходимых организационных и технических мероприятий должны обеспечивать руководящий персонал ГЭС, начальники цехов и их заместители, начальники ремонтных участков.

При возникновении несчастных случаев, профессиональных отравлений, произошедших на производстве, при несоблюдении правил техники безопасности, производственной санитарии, не принятии необходимых мер для предупреждения несчастных случаев ответственность возлагается на

административно-технический персонал, также ответственность несут лица, которые нарушили правила.

Безопасным методам выполнения работ (в том числе и огневых работ), должен быть обучен каждый работник станции, а также необходимо проходить проверку знаний и иметь документ о праве проведения данных работ.

Организационным и учебным центром по работе с персоналом является кабинет по технике безопасности, который должен быть организован на Манской ГЭС

Организационными мероприятиями, которые обеспечивают безопасность работ в электроустановках ГЭС являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое место, окончание работы.

Безопасные маршруты по территории и до места работы, а также оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей должны разрабатываться и доводиться до сведения всего персонала Манской ГЭС.

Для всех подразделений должны быть разработаны рабочие инструкции по охране труда.

7.3 Пожарная безопасность

Требования по обеспечению пожарной безопасности на Манской ГЭС должны осуществляться в соответствии со СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы и ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

На территории станции и в помещениях должны быть необходимые средства пожаротушения согласно Правилам пожарной безопасности в РФ.

Средства пожаротушения на ГЭС должны соответствовать требованиям Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли.

ГЭС должна быть оборудована установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Электроустановки должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения, а также все работники Манской ГЭС должны проходить противопожарный инструктаж.

Электротехнический персонал должен проходить периодическую проверку знаний правил противопожарной безопасности, а также знаний норм и правил работы в электрических установках.

Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями: эксплуатационными, должностными, инструкцией по охране труда и мерах пожарной безопасности.

Огневые работы на оборудовании, в зоне действующего оборудования и в производственных помещениях необходимо выполнять по наряду, предусмотренному правилами. В данном случае оформленный наряд является одновременно разрешением на производство огневых работ.

Начальник цеха (или лицо, выполняющее его обязанности) имеет право выдавать наряд на производство огневых работ. На пожароопасном оборудовании (газопроводы и газораспределительные пункты, маслопроводы и маслохозяйство генераторов и синхронных компенсаторов и т.п.) наряд на производство работ имеет право выдавать технический руководитель предприятия: главный инженер, или лицо, исполняющее его обязанности.

Работники гидроэлектростанции обязаны знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, в случае пожара незамедлительно сообщать вышестоящему руководителю или эксплуатационному персоналу о месте пожара, принимать возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений и находящегося в них оборудования и устройств несут руководители структурных подразделений или специально назначенные должностные лица.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, для повышения уровня пожарной безопасности на своих участках;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принять меры по устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима, выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- при проведении ремонтных работ работающий персонал подразделений и подрядных организаций обеспечивает контроль над выполнением требований пожарной безопасности;

- установить порядок и ответственность за поддержание в исправном состоянии и постоянной готовности к работе имеющегося на участке оборудования обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: в случае пожара, аварии или других опасных факторов, которые угрожают персоналу и нарушают режим работы оборудования, должны быть приняты меры для вызова

пожарных подразделений, уведомление руководства ГЭС, отключение электрооборудования в зоне пожара, выдают письменное разрешение для тушения пожара, организацию его тушения и эвакуацию персонала, и восстановление нормальной работы оборудования.

На генераторах гидроэлектростанции устанавливаются защиты, которые автоматически при действии защит от внутреннего повреждения обмоток статора устанавливают дренажные кольцевые трубопроводы.

Трансформаторы на станции содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому являются возможными объектами пожара. Автоматически при пуске от защит трансформатора осуществляется их тушение. По периметру трансформатора на безопасном расстоянии установлены кольцевые трубопроводы, на которых установлены дренажные оросители.

7.4 Охрана окружающей среды

7.4.1 Общие сведения о районе в зоне строительства Манского гидроузла

Река Мана является сплавной рекой, в верховьях реки пороги, в низовьях река судоходна. Населенные пункты вдоль течения реки: Выезжий Лог, Кой, Кожелак, Голубевка, Нарва, Большой Унгут, Малый Унгут, Жержул, Урман, Береть, Усть-Мана.

Основными притоками реки являются: Дизо, Б.Арзыбей, М.Арзыбей, Мина, Крол, Колба, Б.Унгут, М.Унгут, Жержул, М.Кершул, Б.Кершул, Урман, Береть.

В районе строительства Манского гидроузла местность имеет большое количество растительности. В данном районе произрастают: сосна сибирская (кедр), сосна обыкновенная, ель, пихта, лиственница, береза, осина, рябина, черемуха, ива и др. Регион является одним из перспективных участков для лесозаготовок и дает возможность развития лесозаготовительной и лесоперерабатывающей промышленности.

В реке Мана обитает много рыб разных видов, таких как: стерлядь, таймень, ленок, хариус, щука, окунь, налим, елец, ерш, голянь, пескарь, вьюн.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Мана в рассматриваемом районе относится к водному объекту I категории рыбного хозяйства, поэтому в период строительства, при дальнейшей эксплуатации гидроэлектростанции сброс сточных вод в реке Мана должен осуществляться с концентрацией загрязняющих веществ, не превышающих предельно допустимую концентрацию.

При техническом обслуживании и эксплуатации электростанций, оборудования и ГТС в их составе, весь гидроэнергетический комплекс оказывает воздействие на окружающую среду.

Мероприятия по защите природы при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон Российской Федерации «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Земельный кодекс Российской Федерации № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс Российской Федерации № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- Лесной кодекс Российской Федерации № 200-ФЗ от 04.12.2006;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон об отходах производства и потребления № 89-ФЗ от 24.06.1998.

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС

Во время эксплуатации технологические риски определяются загрязнением окружающей среды в результате утечек масла в реку из ГА гидроэлектростанций. Поэтому при реализации мероприятий, предусмотренных предполагаемой программой технического перевооружения и реконструкции, должна быть замена оборудования и его элементов на экологически чистые.

Природные риски возникают при превышении отметок уровня воды в верхнем и нижнем бьефе гидроузла, по сравнению со среднесуточным значением. Гидроэлектростанция, контролирует паводки и предотвращает наводнений, и своевременно на основе метеорологических прогнозов на период наводнений информирует водопользователей о возможных изменениях уровня реки, чтобы принять необходимые защитные меры и управляет уровнями в режиме, строго предписанном межведомственной комиссией.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 №3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках санитарной подготовки ложа водохранилища, должны быть приняты следующие меры:

- чистка территории от остатков строений и мусора;
- удаление сточных вод из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Мероприятия по санитарной подготовке водохранилищ обеспечивают надлежащее санитарное состояние территории в зоне влияния водохранилищ и нижних бьефов гидроэлектростанций.

Санитарная подготовка зоны затопления и зоны формирования берегов к десятилетнему периоду после заполнения водохранилища должна проводиться в полном соответствии с нормативными требованиями и направлена на предотвращение ухудшения качества воды в водохранилище. Разработка мероприятий по санитарной подготовке водохранилищ заключается в определении и обосновании состава и содержания работ по всей зоне воздействия на водохранилище, охватываемой хозяйственной деятельностью, предшествующей проектированию. Кроме того, санитарные меры включают в себя очистку от древесины и кустарников.

При разработке мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, наводнения, обрушения берегов, необходимо предусмотреть следующее:

- технические мероприятия, исключая затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечение нормальных условий труда и жизни населения;

- технические мероприятия по дренированию поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

В населенных пунктах жидкие отходы из существующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок отбираются и перевозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны для отходов, где они хранятся в специально подготовленных котлованах.

Зона водохранилища очищается от деревьев и кустарников в соответствии с санитарными нормами, которые для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 или более очищаются от деревьев и кустарников в зоне водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не более 50 м.

Санитарные нормы также допускают отказ в очистке от деревьев и кустарников, если в результате расчетов будет подтверждено, что воздействие древесины, остающейся при затоплении, на качество воды будет соответствовать нормативным требованиям.

Мероприятия, принимаемые для компенсации ущерба, причиненного затоплением и подтоплением земель:

- крепление откосов, перенос отдельных участков дорог, застройка их полотна, перенос линий связи и электропередачи;

- обеспечение возможности их последующей разработки и освоение полезных ископаемых;

- охрана или перенос памятников истории и культуры, а также их экспертиза и описание;

- компенсация за уничтожение нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

В период эксплуатации Манской ГЭС влияние на окружающую среду будет оказывать:

1. Сброс сточных вод (дренажные, дождевые и талые);

2. Выбросы в атмосферу от: периодических опробований дизель-генераторов, работ, связанных с окраской и сваркой, проводимых в период текущего и капитального ремонта;

3. Образования отходов при эксплуатации, техническом обслуживании и текущем капитальном ремонте оборудования, производственных зданий и сооружений;

При эксплуатации гидроэлектростанции основными природоохранными мероприятиями являются:

1. Регулирование водного режима;
2. Водоподготовка, которая сбрасывается в водоемы;
3. Обеспечение условий непопадания масел и других загрязняющих веществ в водоемы, в том числе при ремонте;

7.4.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки к строительству, производства строительных работ, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и осуществляться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Ограничения на выбросы вредных веществ в атмосферу установлены в соответствии Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха». №96 - ФЗ от 4 мая 1999г. (изм. 13 июля 2015г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационные, технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сноса и потерь при транспортировке;
- использование только исправного транспортного средства и строительной техники с приемлемыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и транспортных средств;
- запрет на чрезмерную работу автомобильных двигателей и строительной техники в режиме холостого хода при стоянке на строительных площадках и объектах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспыливания на оборудовании обогатительных и бетонных сооружений.

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, образуется большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО - 2014 г. 8 22 201 01 21 5):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{738264 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,4 = 31893 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (738264 м³);

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

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,4 \text{ т/м}^3$).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО - 2014 г. 46101001205).

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,9 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, м³ (95 м³);

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

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

Таким образом в результате строительства будет образовано 31893 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4.5 Обращение с отходами

В связи с тем, что в период строительства будет производиться большое количество строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов. Образование отходов и переработка отходов - одна из важнейших задач на этапе строительства Манской ГЭС, и её эксплуатации.

Источниками отходов при строительстве являются строительство плотины и подготовка ложа (в том числе реабилитация территории населенных

пунктов). Основным, наиболее распространенным видом отходов при строительстве Манской ГЭС являются строительные отходы, которые будут образовываться на строительной площадке и на территории строительных баз.

На этапе эксплуатации для обеспечения нормальной работы оборудования Манской ГЭС необходимо использование турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел. Должны быть приняты меры по предотвращению разлива нефтепродуктов на территории Манской ГЭС, а также мероприятия по ликвидации разливов нефти в случае возникновения чрезвычайной ситуации. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного количества воды.

Для обеспечения надлежащего эксплуатационно-санитарного состояния территории Манской ГЭС осуществляем:

- дренажные системы для поверхностных и подземных вод со всей территории, из зданий и сооружений (водостоки, канавы, дренажные каналы и т. д.);
- водопроводные, канализационные, дренажные сети и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства.

Замасленные сточные воды гидроэлектростанции должны поступать на специальные маслоочистительные установки и в резервуары аварийного слива масла (в случае аварий).

Категория сточных вод, которые не требуют очистки (нормативно чистая вода), включает воду, используемую для охлаждения оборудования, и сточные воды от тушения пожаров в кабельных помещениях. Эти воды не загрязняются во время использования и сбрасываются в нижний бьеф без очистки.

Сбор и временное хранение отходов осуществляется на стационарных складах, в специально отведенных и оборудованных местах на территории Манской ГЭС.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	82	82	82	82	82
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт*ч	328000	328000	328000	328000	328000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	3280	3280	3280	3280	3280
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	324720	324720	324720	324720	324720
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	338,4	349,7	360,4	371,2	381,5
НДС к выручке	млн.руб	56,4	58,3	60,1	61,9	63,6

Исходя из таблицы 8.1, можно сделать вывод, что в начальный период эксплуатации наблюдается рост в строке тарифов на электроэнергию, в связи с чем, возрастает выручка от реализации электроэнергии, а также в графе «НДС к выручке». Данное свойство обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с «Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

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

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

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

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	20,916
Прочие	274	22,457
Итого по ГЭС		43,373

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости. Удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 25 МВт до 99 МВт	0,120%	0,170%	0,300%	0,400%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО - ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	11,096
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт*час	0,777
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт*час	0,225
Итого		12,098

Налог на воду в расчете на 1 тыс.кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации для реки Мана составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	25,847	27,167	27,167	27,167	27,167
Расходы на страхование, млн.руб.	11,440	11,640	11,640	11,640	11,640
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	43,373	43,373	43,373	43,373	43,373

Окончание таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,430	1,455	1,455	2,061	2,061
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	12,098	12,098	12,098	12,098	12,098
Налог на воду, млн.руб.	3,117	3,401	3,401	3,401	3,401
Итого, млн.руб.	97,306	99,134	99,134	99,740	99,740

Исходя из таблицы 8.5. можно сделать вывод, что все затраты по годам реализации проекта увеличиваются. Наибольшее значение расходов имеет графа «Эксплуатационные затраты».

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

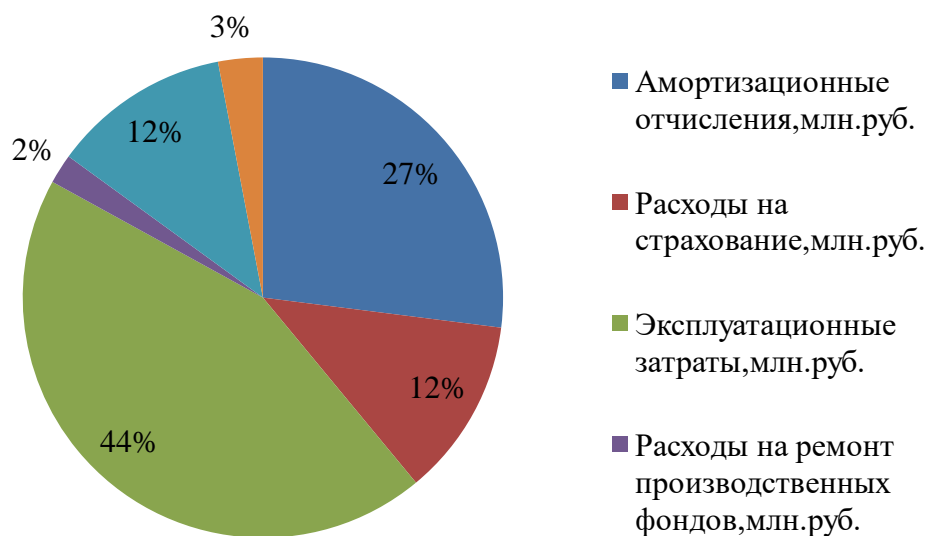


Рисунок 8.1 - Структура текущих затрат по гидроузлу, %

От общих текущих расходов ГЭС наибольшее значение процентной величины занимают эксплуатационные затраты. Это является следствием того, что данные затраты включают в себя множество расходов, таких как: заработная плата работников эксплуатационного штата, оплата потребленных в процессе перевозок топлива, электроэнергия, смазочные и другие материалы и т.д., которые имеют значительную сумму по сравнению с другими затратами.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации.

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 8.6.

Таблица 8.6 - Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	101,907	108,092	113,319	117,201	120,855
НДС, млн.руб.	12,539	139,055	142,955	146,718	150,252
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	25,347	23,205	21,675	21,675	21,675
Налог на имущество, млн.руб.	26,309	25,052	24,454	23,857	23,259
Итого, млн.руб.	166,102	295,403	302,403	309,451	316,042

В связи с тем, что Манская ГЭС обладает средней установленной мощностью, а число часов использования достаточно велико, вырабатываются объемы электроэнергии, которые имеют определенную стоимость. В результате чего, можно наблюдать значительные суммы налогов на прибыль и добавленную стоимость, выплачиваемой станцией государству.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	655,783	675,723	697,052	716,386	735,153
Текущие расходы, млн.руб.	97,306	99,134	99,134	99,740	99,740
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	652,382	672,322	693,651	712,986	731,752
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	414,566	509,448	541,037	565,801	585,165
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	82,913	101,890	108,207	113,160	117,033
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	407,777	407,559	432,830	452,641	468,132
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 8.2 представлен график изменения чистой прибыли по годам.

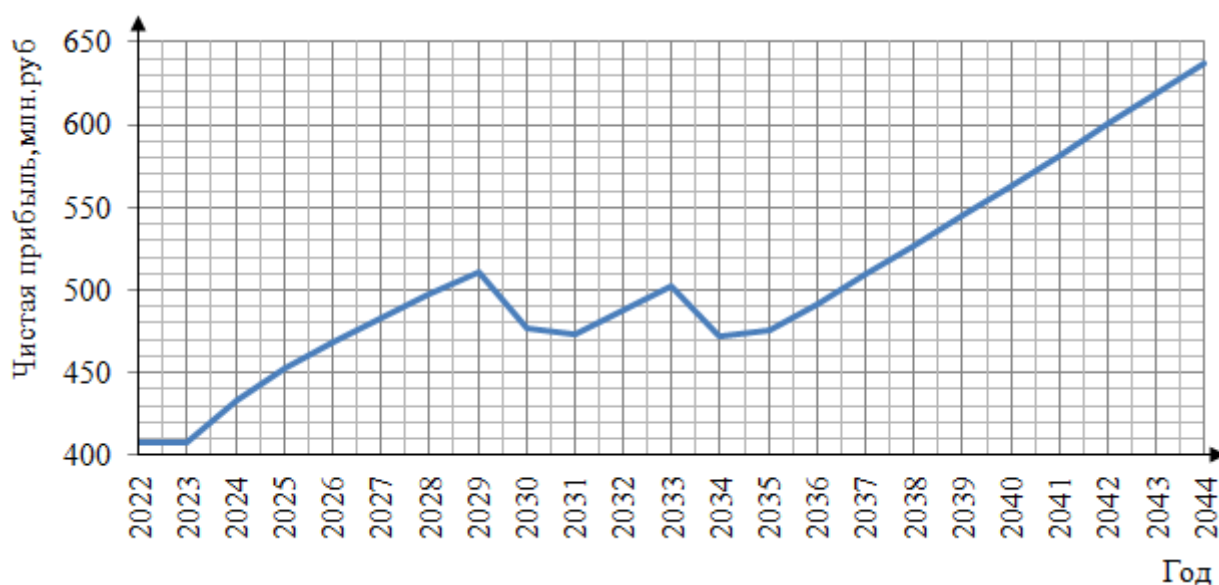


Рисунок 8.2 - Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн.руб.

В связи с ростом цен на электроэнергию и мощность в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» в планируемом периоде приведет к обязательному росту суммы чистой прибыли.

8.5 Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта представлен на рисунке 8.3



Рисунок 8.3 - Анализ денежных потоков, млн.руб.

В период с 2020-2021 гг. возведение плотины, установка первой очереди оборудования, заметен спад денежного потока в отрицательную сторону.

С 2021-2029 гг. установка оборудования 2 и 3 очереди, в данный период наблюдается отрицательный денежный поток.

Пересечение графика с осью абсцисс связано с началом производства электроэнергии и мощности, соответствует положительному денежному потоку.

8.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг.»).

8.6.1 Методология, 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 ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «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 Манской ГЭС составляет 25лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;

2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020года;

3. Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Манской ГЭС на реке Мана»

Наименование	Значения
Ставка дисконтирования,%	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	151
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	15 ,156
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,01
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,67
Себестоимость эл.энергии, руб/КВт·ч	1,69
Удельные капиталовложения, руб/КВт	73524,39

Исходя из таблицы 8.8 видно, что срок окупаемости проекта составляет 151 месяц (15,6 года). Данный показатель говорит о том, что окупаемость проекта будет раньше срока его окончания, так как конечный срок составляет

300 месяцев(25 лет). Индекс прибыльности равен 1,01руб., так как он больше единицы, можно говорить о рентабельности развития данного проекта.

Показатель чистого приведенного дохода инвестиционного проекта является положительной величиной, следовательно, данный проект может быть выгодным для инвестирования и принесет дополнительный доход на вложенный капитал.

8.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.Рублей	10,217	12,260	105,805	145,415	275,536
В региональный бюджет, млн.Рублей	0,060	10,658	23,279	25,789	25,177
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	10,277	22,919	129,084	171,204	300,712

Перечисление начисляемых налогов в федеральный и региональный бюджет позволяет повысить общественную привлекательность проекта.

8.9 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Анализ чувствительности PI под влиянием налогов, цены сбыта, и ставки дисконтирования представлены в виде графиков, изображенных на рисунках 8.4,8.5, 8.6.

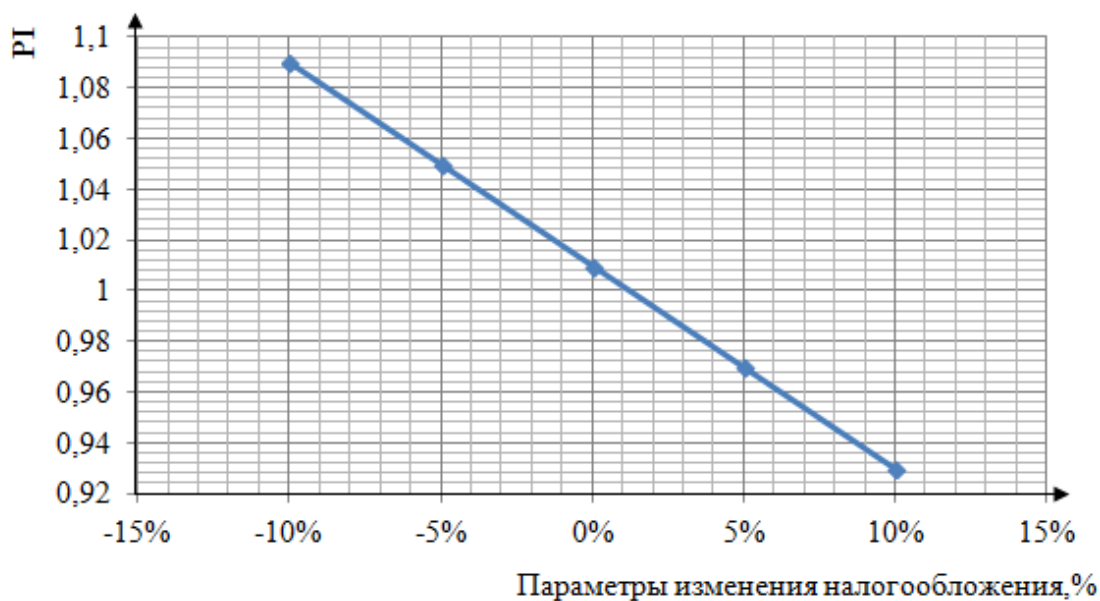


Рисунок 8.4 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Из графика, представленного на рисунке 8.4 можно заметить, что увеличение ставки налогов ведет к уменьшению величины PI.

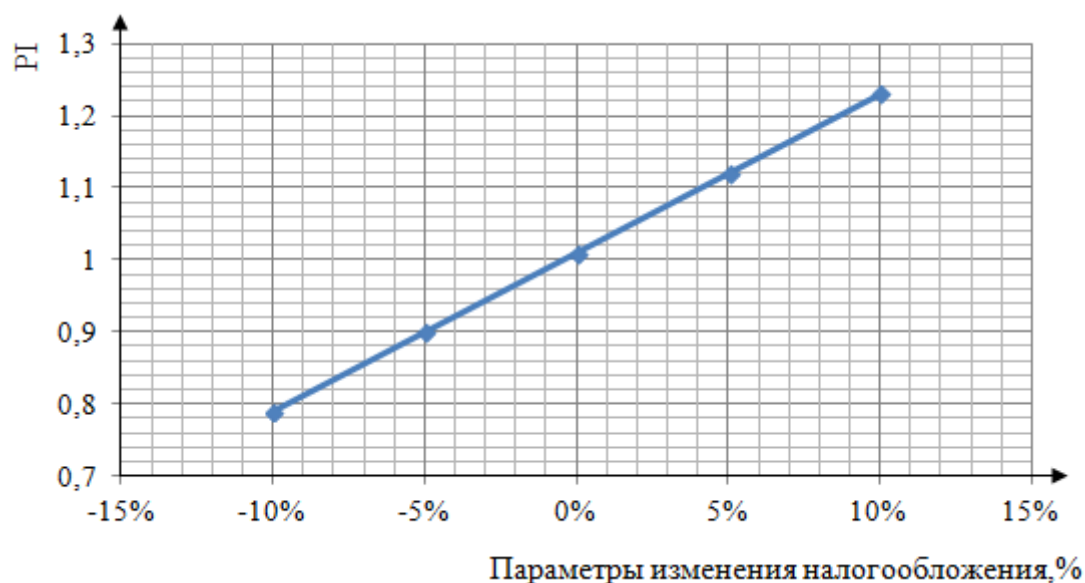


Рисунок 8.5 - Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Как можно заметить из графика на рисунке 8.5 на индекс доходности наибольшее влияние оказывает цена сбыта, так как при её повышении происходит заметное улучшение показателей экономической эффективности проекта.

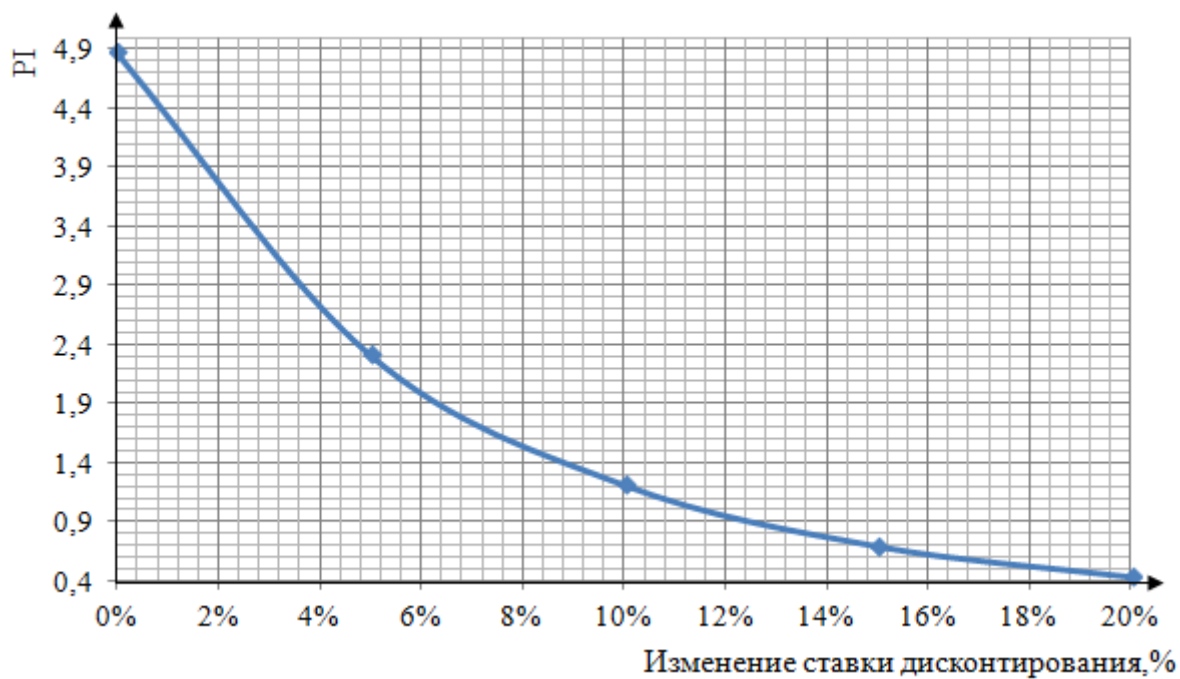


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величину доходности проекта.

9 Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме

9.1 Общие сведения

Частота переменного электрического тока - один из главных показателей качества электрической энергии, вырабатываемой генераторами ГЭС, требующей централизованного регулирования путем поддержания баланса активной мощности в синхронной зоне.

Поддержание частоты на уровне, который близок к номинальному, обеспечивает наибольшую эффективность работы энергетического оборудования, потребителей электрической энергии и надежную работу энергосистемы.

Чтобы обеспечить поддержание требуемой частоты электрического тока, высокую надежность параллельной работы энергообъединения, а также поддержание заданных общих внешних обменов мощностью между энергосистемами, каждая из энергосистем должна участвовать в режиме регулирования частоты и перетоков мощности.

Влияние частоты:

- на режимы работы силового оборудования ГЭС: повышенная вибрация, износ турбин при отклонении от номинальной скорости;
- регулирующий эффект нагрузки по частоте - зависимость количества потребления от частоты (изменение производительности оборудования потребителей и механизмов собственных нужд электростанций);
- возникновение «лавины частоты» в энергосистеме;
- зависимость индуктивного и емкостного значений сопротивлений элементов энергосистемы от частоты;
- волновой характер распространения частотных изменений в энергосистеме.

Задача регулирования частоты в энергетическом соединении подразделяется на четыре взаимосвязанные задачи, которые представлены на рисунке 9.1.

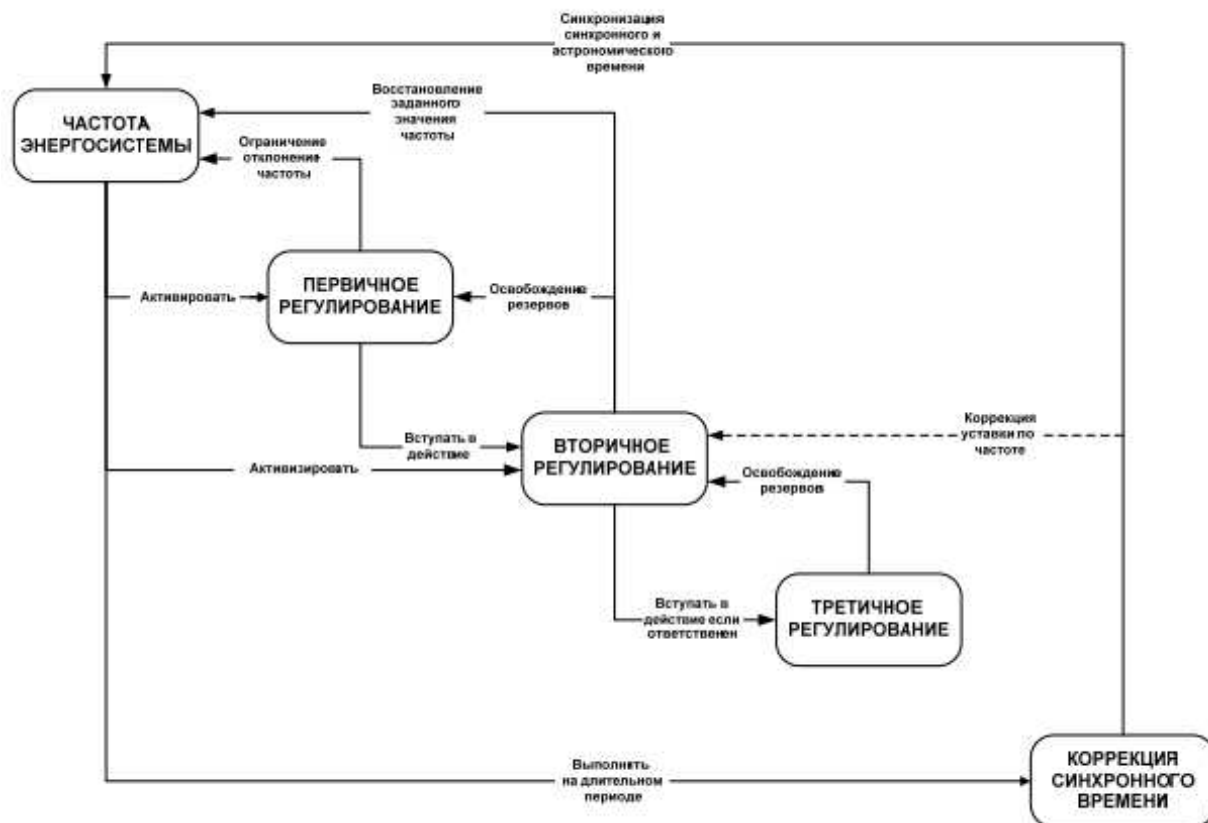


Рисунок 9.1 - Организация регулирования частоты

Регулирование частоты и потоков мощности осуществляется действиями первичной (ОПРЧ и НПРЧ), вторичной и третичной систем регулирования, синхронной коррекцией времени, а также органов оперативно-диспетчерского управления.

- **первичное регулирование частоты**, которое обеспечивает стабильность частоты совместными усилиями всех электростанций и потребителей, то есть поддержание отклонений частоты в допустимых пределах при нарушениях общего баланса мощности в любой части объединения и по любой причине, включая аварийную ситуацию при изменении мощности, чтобы безопасно эксплуатировать электростанции и минимизировать риск отключения электроэнергии приемными установками потребителей электрической энергии при действии противоаварийной автоматики;

– общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) осуществляется на всех электростанциях. ОПРЧ на гидроэлектростанциях должно обеспечиваться действием регуляторов частоты вращения, как при групповом, так и при индивидуальном регулировании гидроагрегатов, с максимальным быстродействием;

– нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ) осуществляется на выделенных электростанциях (энергоблоках), выбранных для оказания системных услуг. Генерирующее оборудование, участвующее в

НПРЧ с заданным резервом первичного регулирования, когда величина требуемой первичной мощности превышает заданный первичный резерв, должно обеспечивать выдачу первичной мощности во всем диапазоне регулирования, ограниченном только допустимостью режимов работы оборудования;

- **вторичное регулирование**, которое обеспечивает восстановление требуемого значения частоты и плановых режимов обмена мощностью между энергосистемами (регионами), устранение перегрузок транзитных связей и сечений и поддержание постоянной эффективности первичного регулирования, с помощью восстановления использованного резерва;

- **третичное регулирование**, которое использует специально выделенный третичный резерв для поддержания постоянной эффективности первичного и вторичного регулирования, при помощи восстановления использованных резервов;

- **коррекция синхронного времени**, которая представляет собой коррекцию заданного значения частоты, устранение ошибки синхронного времени, вызывающее отклонения фактических значений обменов электроэнергией и мощностью от запланированных договорных значений.

9.2 Требования к качеству регулирования

Единая энергетическая система России включает в себя две синхронные зоны.

Первая синхронная зона включает в себя все объединенные энергосистемы, кроме объединенной энергосистемы Востока.

Вторая синхронная зона включает в себя объединенную энергосистему Востока, которая работает изолированно от первой синхронной зоны.

В первой синхронной зоне ЕЭС России значения частоты, усредненные за 20-секундный интервал времени, должны быть в пределах $50 \pm 0,05$ Гц с допустимым отклонением частоты в пределах $50 \pm 0,2$ Гц и восстановлением частоты до уровня $50 \pm 0,05$ Гц на время, не более 15 минут.

Во второй синхронной зоне ЕЭС России - технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы, в энергорайонах, временно выделенных на изолированную работу от первой синхронной зоны ЕЭС России, а также в первой синхронной зоне ЕЭС России в период вынужденной эксплуатации:

- значения частоты, усредненные за 20-секундный интервал времени должны быть в пределах $50 \pm 0,2$ Гц в течение не менее 22,8 часа не выходя за пределы $50 \pm 0,4$ Гц;

- восстановление частоты до указанных значений должно быть обеспечено за время, не более 1,2 часа.

Системный оператор допускает участие энергоблоков и электростанций одновременно во всех видах регулирования, при условии, что требования для

каждого типа регулирования выполняются независимо от одновременности участия в других видах регулирования.

В энергообъединении и энергосистемах непрерывное регулирование частоты и потоков мощности должно осуществляться с целью поддержания значений частоты в пределах, определенных требованиями Межгосударственного стандарта ГОСТ 34184-2017 «Электроэнергетические системы. Эксплуатационная диспетчеризация». Контроль. Регулирование частоты и потоков активной мощности в энергетическом соединении. Общие требования ».

9.3 Первичное регулирование частоты. Требования к общему первичному регулированию

Первичное регулирование электростанций - это процесс регулирования мощности электростанций под воздействием первичных систем управления, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения.

Система первичного регулирования генерирующего оборудования должна обеспечивать стабильный вывод необходимой первичной мощности с момента отклонения частоты до тех пор, пока частота не вернется к нормальному уровню (до возврата частоты в заданную зону нечувствительности первичных регуляторов) и предотвратить технологическое нарушение устойчивости оборудования при аварийных отклонениях частоты.

Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) - первичное регулирование, выполняемое в рамках имеющихся в настоящее время возможностей регулирования первичных систем управления электростанциями (энергоблоками) с характеристиками первичных систем управления, определенных действующими стандартами и направленных на поддержание энергоснабжения потребителей и функционирование электростанций при значительных частотных отклонениях.

Все электростанции ЕЭС и изолированные энергосистемы России должны участвовать в ОПРЧ. Обязательное участие обусловлено необходимостью того, чтобы каждая электростанция была готова к аварийному регулированию частоты с максимальным использованием регулировочных возможностей.

Должны быть предоставлены следующие технические параметры для регулирования энергоблока, участвующего в ОПРЧ:

- «мертвая» зона первичной системы регулирования энергоблока - заданное значение отклонения частоты от номинального значения, при котором первичное управление не требуется.

Для данного значения частоты минимальное значение «мертвой зоны» первичного регулирования равно зоне нечувствительности первичного регулирования (общая зона нечувствительности САР турбины, частотный корректор регулятора мощности), не более $(50 \pm 0,075)$ Гц.

- зона нечувствительности первичного регулирования - максимальное значение изменения частоты вращения турбины от любого ее начального значения в любом направлении ее изменения, при котором участие генерирующего оборудования в первичном регулировании не гарантируется. Зона нечувствительности первичного управления - это сумма максимальной погрешности измерения частоты вращения турбин и зоны нечувствительности первичных регуляторов.

Зона нечувствительности не превышает 0,05 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, снабженными электрогидравлическими регуляторами, и не превышает 0,15 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, снабженными гидравлическими регуляторами.

- статизм системы первичного регулирования энергоблока представляет собой коэффициент, который определяет зависимость изменения активной мощности генерирующего оборудования под воздействием регулятора скорости турбины (регулятора мощности) от изменения частоты.

Статизм первичного регулирования должен быть в диапазоне 4,0–5,0 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами и в диапазоне 4,5–6,0 % для гидротурбин.

- диапазон первичного регулирования может достигать значений 20% номинальной мощности.

- время участия в ОПРЧ определяется возвратом частоты в мертвую зону регулятора.

Величина первичной мощности P_{Π} ($P_{\Pi}\%$) выдаваемой в зависимости от текущего отклонения частоты в пределах указанного диапазона отклонений мощности определяется по выражению (9.1):

$$P_{\Pi}\% = \frac{P_{\Pi}}{P_{\text{ном}}} (\%) = - \frac{100}{S\%} \cdot \frac{\Delta f_p}{f_n} (\%), \quad (9.1)$$

где $S\%$ - статизм первичного регулирования в пределах 4÷6%;

$P_{\text{ном}}$ - номинальная мощность энергоблока, МВт;

Δf_p - фиксируемое системой регулирования энергоблока отклонение частоты от ближайшего края зоны нечувствительности САР турбины;

f_n - номинальная частота, равная 50 Гц.

При более значительных отклонениях частоты энергоблок должен стабильно подавать первичную мощность, соответствующую границе диапазона.

9.3.1 Технические условия обеспечения мониторинга участия электростанций (энергоблоков, очередей) в ОПРЧ

Для осуществления оперативного контроля на каждой станции должен быть организован постоянный мониторинг участия каждого энергоблока в ОПРЧ.

Производятся измерения:

- текущей мощности каждого энергоблока P , МВт с точностью не хуже 1% номинальной мощности;
- текущей частоты f , Гц с точностью не хуже 0,01 Гц.

Далее определяется:

- текущее отклонение частоты Δf , Гц от номинального значения, определяемое по формуле (9.2).

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \text{ Гц.} \quad (9.2)$$

При определении расчетной величины отклонения частоты Δf_p принимается:

$\Delta f_p = 0$ - при отклонениях частоты, не превышающих зону нечувствительности ($f_{\text{нч}}$, Гц) / «мёртвую полосу» ($f_{\text{мп}}$, Гц) первичного регулирования;

$\Delta f_p = (f - f_0) - f_{\text{нч}}(f_{\text{мп}})$ - при повышении частоты от исходной на величину, превышающую зону нечувствительности «мёртвую полосу» первичного регулирования. Знак минус в формуле означает необходимость выдачи отрицательной первичной мощности (на разгрузку) при повышении частоты и наоборот;

$\Delta f_p = (f - f_0) + f_{\text{нч}}(f_{\text{мп}})$ - при понижении частоты от исходной на величину превышающую зону нечувствительности / «мёртвую полосу» ($f_{\text{мп}}$, Гц) первичного регулирования.

- Отклонение текущей мощности энергоблока P от планового значения.

Фактическая величина, обеспечиваемой генерирующим оборудованием определяется следующей формулой:

$$\Delta P_{\text{п}} = P - P_0, \text{ МВт,} \quad (9.3)$$

где P , МВт - текущая активная мощность генерирующего оборудования на момент времени, выбранный для проведения оценки;

P_0 - исходная активная мощность генерирующего оборудования на момент времени, соответствующий исходной частоте, до начала рассматриваемого отклонения частоты.

При наличии автоматической системы управления технологическим процессом мониторинг должен быть автоматизирован, а информация о мониторинге должна храниться не менее 1 месяца и представляться в табличной и графической форме, позволяющей оценить качество регулирования в случае отклонений частоты.

Данные мониторинга для случаев отклонения частоты $\pm 0,20$ Гц или более должны храниться в архивах не менее 1 года. Данные мониторинга должны быть отправлены по запросу в соответствующий диспетчерский центр СО и НП «АТС».

В диспетчерских пунктах Системного оператора и его филиалов должен быть организован постоянный мониторинг участия в ОПРЧ каждой электростанции, расположенной в соответствующей рабочей зоне.

9.4 Требования к нормированному первичному регулированию частоты

Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ) является первичным регулированием, осуществляемым с целью обеспечения гарантированного качества первичного регулирования и повышения надёжности энергообъединения выделенными электростанциями (энергоблоками) нормированного первичного регулирования, при котором резервы первичного регулирования планируются и непрерывно поддерживаются. Эффективное использование обеспечивается в соответствии с установленными для нормированного первичного регулирования характеристиками (параметрами) первичного регулирования.

Каждой электростанции, энергоблоку назначены:

- величина первичного резерва для загрузки и разгрузки;
- значение мёртвой зоны системы первичного регулирования;
- величина отклонения частоты полной мобилизации резерва (или соответствующее значение статизма первичной системы регулирования электростанции, энергоблока).

Прочие, постоянные характеристики НПРЧ определяются договором, а плановая мощность - диспетчерскими графиками.

Статическая характеристика генерирующего оборудования, не оснащенного регулятором мощности (доступен только регулятор частоты вращения), представлена на рисунке 9.2.

Ниже приведены возможные варианты статических характеристик первичного регулирования генерирующего оборудования, параметры которых определяются в рамках проверки готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ (нелинейность типа «люфт»).

Фактическая степень нечувствительности с увеличением частоты ($f_{нч}^+$) и с ее уменьшением ($f_{нч}^-$) может не совпадать и зависит от многих факторов. В зависимости от этих факторов фактическое значение зоны нечувствительности для загрузки или разгрузки варьируется от нуля до $f_{нч}$.

Отклонение частоты в этом случае рассчитывается, исходя из текущей частоты в момент времени t_0 , что соответствует началу процесса отклонения частоты от исходного значения на $\pm 0,2$ Гц или более.

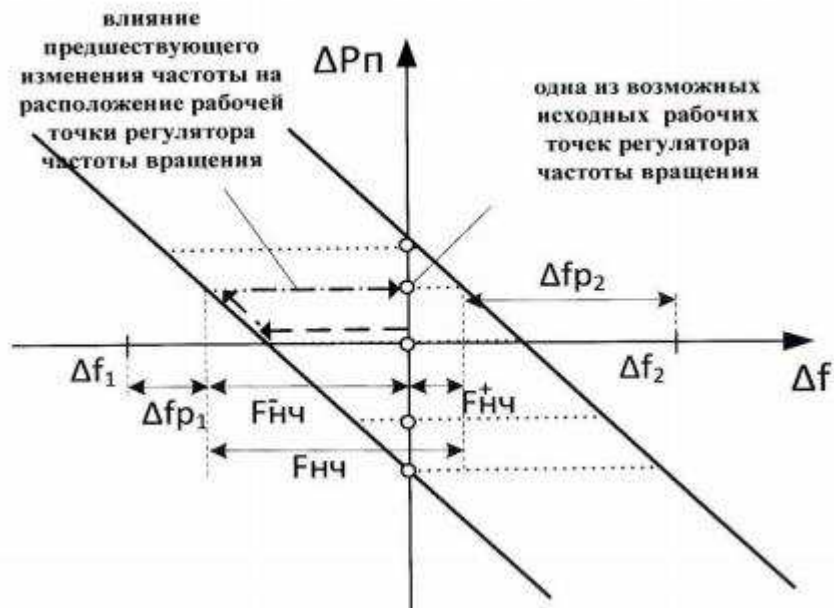


Рисунок 9.2 - Статическая характеристика генерирующего оборудования, не оснащенного регулятором мощности

Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, снабженная регулятором активной мощности с частотным корректором, показана на рисунке 9.3 (нелинейность типа «мертвая зона»).

Регулятор мощности генераторного оборудования гидроэлектростанций повышает точность реализации статической частотной характеристики, генерируемой регулятором скорости турбины.

Величина отклонения частоты в регуляторе мощности формируется как разность между текущим значением частоты и номинальной частотой 50 Гц, скорректированная на значение «мертвой зоны» $f_{мп}$.

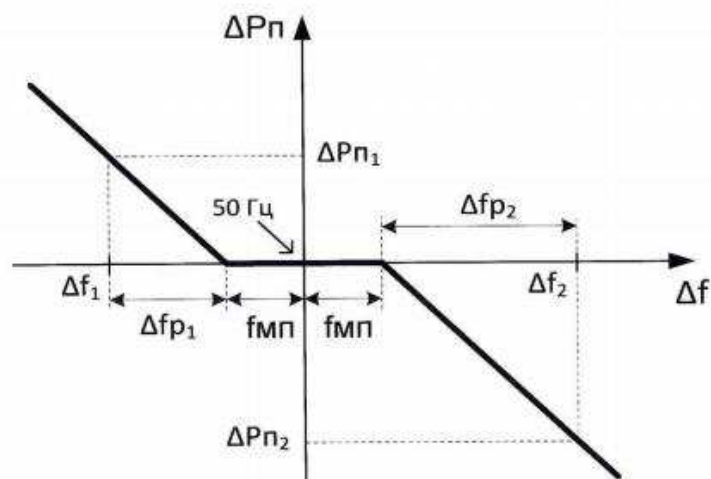


Рисунок 9.3 - Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, оснащенного регулятором активной мощности с частотным корректором

Статизм первичного регулирования определяется по формуле 9.4.

$$S = \frac{\Delta f_p / f_{\text{НОМ}}}{P_{\text{п}} / P_{\text{НОМ}}} \quad (9.4)$$

Значение статизма первичного регулирования 4-6% устанавливается для обеспечения стабильной работы высокоскоростных первичных регуляторов (турбины РЧВ) и для обеспечения эффективности первичного регулирования путем ограничения отклонения частоты.

С меньшим количеством статизма первичная мощность больше. При уменьшении частоты требуемая первичная мощность (P_n) является положительной (требуется загрузка), а с увеличением - отрицательной (требуется разгрузка).

9.5 Вторичное регулирование частоты и мощности

Вторичное регулирование режимов энергосистемы предусматривает выполнение следующих основных функций соответствующих диспетчерских центров:

- частотное регулирование в синхронной зоне (в изолированной действующей энергосистеме), или обмен мощностью в соответствии с установленными межгосударственными связями;
- регулирование обменной мощности зон регулирования (объединенных или региональных энергосистем), диспетчерские центры которых несут ответственность за поддержание заданной коррекции частоты обменной мощности;
- мониторинг обменной мощности, или перетоков в заранее определенных участках транзитной сети диспетчерскими центрами других энергосистем, которые не уполномочены поддерживать баланс, установленный для справки;
- ограничение перетоков мощности в заранее определенных участках транзитной сети энергетических систем зон ограничения или регулирования.

9.5.1 Требования к участию ГЭС в оперативном вторичном регулировании

Оперативное вторичное регулирование осуществляется по командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра. Все диспетчерские команды по изменению активной мощности гидроэлектростанции по внешней инициативе относительно запланированных графиков генерации рассматриваются как участвующие во вторичном регулировании частоты и потоков активной мощности.

После получения команды диспетчера об изменении активной мощности гидроэлектростанции, решение об отключении или включении энергоблоков

гидроэлектростанции принимается оперативным персоналом электростанции незамедлительно в соответствии с назначенным графиком активной нагрузки. В этом случае оперативный персонал соответствующей электростанции должен самостоятельно без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра включать или отключать гидрогенераторы гидроэлектростанции, чтобы обеспечить заданное значение активной мощности.

Перед выполнением самостоятельных действий по отключению гидрогенераторов оперативный персонал станции должен проверить достаточность резерва для загрузки или разгрузки реактивной мощности на оставшиеся гидрогенераторы для поддержания необходимых уровней напряжения. Если диапазон реактивной мощности на оставшихся гидрогенераторах недостаточен, оперативный персонал электростанции должен уведомить диспетчерский персонал соответствующего диспетчерского центра.

К моменту и точности внедрения команд оперативного вторичного регулирования предъявляются следующие требования:

- для команд оперативного вторичного регулирования, для которых не установлено время завершения выполнения команды, время набора и сброса нагрузки не должно превышать допустимого времени, принятого системным оператором на основе данных, представленных участниками на оптовом рынке в соответствии с Техническими требованиями;

- для команд оперативного вторичного регулирования, для которых задано время окончания выполнения команды, время наброса и сброса нагрузки не должно превышать заданное время окончания выполнения команды;

- точность набора и сброса заданного значения активной мощности контролируется в течение первой минуты после завершения выполнения команды, при этом отклонения должны находиться в пределах, не превышающих одновременно $\pm 5\%$ и ± 15 МВт от установленного значения одновременно;

- точность поддержания заданного значения активной мощности контролируется с момента окончания выполнения команды до момента окончания ее действия, указанного диспетчерской командой, за исключением периодов изменения нагрузки, предоставленных командой, считается выполненной, если средние минутные отклонения не превышают $\pm 5\%$ и ± 15 МВт от установленных значений активной мощности.

Неисполнение команд оперативного вторичного регулирования не регистрируется в следующие периоды:

- ГЭС работают по командам от системы АРЧМ;
- участия гидроэлектростанций в НПРЧ и ОПРЧ с исчерпанием резерва, доступного для исполнения команды с заданным составом работающих гидрогенераторов;

- отработки гидроэлектростанции команд противоаварийной автоматики;

- запуск гидроэлектрической релейной защиты.

Невыполнение диспетчерской команды не регистрируется, если отклонение нагрузки ГЭС от заданного значения произошло из-за того, что эта диспетчерская команда не могла быть выполнена, в том числе в условиях работы ГЭС.

9.5.2 Автоматизация вторичного регулирования

Целью автоматизации процесса регулирования частоты и активной мощности является обеспечение возможности управления режимами энергосистем в темпе процессов, происходящих в них, когда оперативное управление недостаточно эффективно.

Создание и развитие централизованных систем (ЦС) автоматического регулирования частоты и мощности для автоматизации процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности обусловлено необходимостью обеспечения эффективной параллельной работы мощных энергетических систем на линиях электропередач с относительно низкой пропускной способностью.

Повышение качества регулирования частоты и перетоков активной мощности за счет использования ЦКС/ЦС АРЧМ, позволяет увеличить обмен мощности по межсистемным участкам при сохранении надежности параллельной работы энергосистем.

9.5.3 Основные требования к автоматизации вторичного регулирования частоты и перетоков мощности

- АВРЧМ должен осуществляться непрерывно в режиме реального времени;
- Процесс автоматического вторичного регулирования должен быть стабильным аperiodическим без перерегулирования;
- В системах АРЧМ необходимо использовать интегральные регуляторы, которые работают в следящем режиме;
- На ГЭС, привлекаемых к АВРЧМ должен быть необходимый резерв вторичного регулирования;
- Электростанции, оснащенные автоматическими системами управления мощностью генерирующего оборудования, должны быть подключены к центральной станции АРЧМ, обеспечивая возможность приема и реализации ЗВМ от УВК ЦС АРЧМ;
- Участие в АВРЧМ не должно приводить к неприемлемому режиму работы генерирующего оборудования;
- Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности не должно приводить к недопустимой перегрузке контролируемых участков и элементов электрической сети.

9.6 ГРАРМ. Назначение

Система ГРАРМ - это система группового регулирования активной и реактивной мощности, предназначенная для выполнения следующих функций:

- автоматизация поддержания режима гидроэлектростанций по активной и реактивной мощности;
- обеспечение участия гидроэлектростанций в первичном регулировании частоты;
- обеспечение участие гидроэлектростанций во вторичном регулировании перетоков мощности в энергосистеме;
- автоматическое астатическое поддержание заданной частоты, в режиме контроля частоты;
- автоматическое астатическое поддержание заданного напряжения на шинах гидроэлектростанции;
- формирование команд для запуска гидроагрегатов, когда частота в сети снижается ниже заданной, без увеличения нагрузки;
- формирование команд на пуск гидроагрегатов с АРМов НСС и ДЭМ, не набирающих нагрузку;
- передача на более высокий уровень измерительных сигналов;
- передача на более высокий уровень сигналов сигнализации;
- система ГРАРМ является автоматикой нормального режима.

9.6.1 Требования к системе ГРАМ

Система ГРАМ должна обеспечивать контроль активной мощности гидроагрегатов с любым типом регуляторов гидроагрегатов, установленных на данной гидроэлектростанции.

Центральный регулятор ГРАМ должен быть основан на микропроцессорной технике.

Органы управления должны обеспечить следующие операции:

- Изменение задания мощности гидроэлектростанции, либо отдельных ее частей;
- Изменение ограничений нижнего и верхнего пределов мощности гидроэлектростанции;
- Изменение режимов работы ГРАМ;
- Ручное подключение и отключение гидроагрегата от ГРАМ;
- Подключение к телерегулированию и отключение.

Для работы системы ГРАМ на гидроэлектростанции необходимо собрать и перенести следующую информацию в систему ГРАМ:

- активная мощность каждого генератора;
- суммарная активная мощность гидроэлектростанции;
- величина открытия направляющего аппарата гидротурбин;
- частота электрического тока на шинах гидроэлектростанции;

- задание плановой мощности ГЭС;
- фактическое значение напора ГЭС;
- положение генераторных выключателей;
- положение разъединителей для блоков «генератор - трансформатор» без генераторных выключателей;
- сигналы срабатывания ПА (частотный пуск, ОГ, ступенчатое изменение мощности);
- сигналы отключения и включения ЗВМ персоналом гидроэлектростанции;
- сигналы включения/отключения каждого гидроагрегата ГЭС на управление от ЦР ГРАМ;
- сигналы изменения режима работы ГРАМ: регулирование мощности или регулирование частоты.

В случае отказа ЦР ГРАМ или пропадания напряжения питания необходимо обеспечить автоматическую передачу агрегатов, подключенных к ГРАМ, на индивидуальное регулирование. После восстановления производительности центрального регулятора агрегаты могут быть повторно подключены к ГРАМ, в зависимости от специфических особенностей работы гидроэлектростанции, либо вручную, либо автоматически.

9.7 Третичное регулирование

Для поддержания заданных значений вторичных резервов, для их восстановления, поскольку они используются в процессе регулирования во всех областях регулирования и ограничения, должно быть выполнено третичное регулирование, создан третичный резерв (для разгрузки и загрузки электростанций).

В качестве третичного резерва для восстановления регулировочных возможностей первичного и вторичного регулирования должны использоваться:

- пуск - останов резервных гидрогенераторов;
- пуск - останов, перевод в генераторный или насосный режим ГА;
- гидроаккумулирующих электростанций.

Третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования вторичного регулирования в заданном объеме с требуемым качеством регулирования, а также для компенсации максимальной расчетной погрешности в планировании баланса мощности, возможной задержки при выходе из энергоблоков от ремонта и компенсации расчетной мощности небаланса.

Третичное регулирование для восстановления резерва вторичного регулирования может выполняться вручную или автоматически в рамках систем АРЧМ и должно начинаться с временного опережения, чтобы восстановить резерв вторичного регулирования для предотвращения его исчерпания.

Величина третичного резерва и его размещение устанавливаются системным оператором.

9.8 Участие Манской ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме

Так как Манская ГЭС расположена в Красноярском крае, поэтому относится к первой синхронной зоне ЕЭС.

В связи с малым количеством агрегатов Манская ГЭС принимает участие в общем первичном регулировании, так как в данном регулировании должны участвовать все электростанции в энергосистеме, однако в нормированном первичном регулировании ГЭС не участвует, это связано с тем, что на гидроэлектростанции малое количество агрегатов, небольшая установленная мощность (82 МВт), а также было замечено, что НПРЧ приводит к преждевременному износу оборудования.

Диапазон регулирования гидротурбины будет выбран, исходя из эксплуатационной характеристики. Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛД50-В60° представлена на рисунке В.1, приложение В.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ.-Саяногорск, 2005. 114с.
2. Б.Н.Неклепаев. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования – Москва, 1986. 147с.
3. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». - Режим доступа: <http://online-electric.ru>
4. СТО РусГидро 01.01.78-2012.
5. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие - Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
6. Гидроэлектростанции России: справочное пособие по действующим гидроэлектростанциям Российской Федерации/ Сост. Е.В.Невский – Москва, 1998. 497с.
7. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с.
8. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.
9. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва: ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.
10. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 - 12 с.
11. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131с.
12. 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.
13. СТО 06-08-2012 ГЭС «Нормы проектирования».
14. Каталог «Трансформаторы силовые» [Электронный ресурс] //«Тольяттинский трансформатор» - Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru>.
15. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс]// ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

16. Каталог «Выключатель вакуумный» [Электронный ресурс] // Концерн «Высоковольтный союз». - Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/>.
17. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //АО «Чебоксарский электрозавод - Режим доступа:<https://www.cheaz.ru/>.
18. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // АО «Группа «СВЭЛ» - Режим доступа: <http://svel.ru/ru>.
19. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» - Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html> .
- 20.Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». - Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>.
21. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика, 2018. – 462 с.
- 22.Чернобровов Н.В.. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. - Москва: Издательство «Энергия», 1974.
23. Сайт компании «Экра» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://ekra.ru/>.
24. Постановление № 986 О классификации гидротехнических сооружений. – Введ. 2.11.2013. – Москва: Правительство Российской Федерации. – 10 с.
25. О наблюдениях за движением ветров [Электронный ресурс]: ветровые характеристики. – Режим доступа: <http://energywind.ru/recomendacii/karta-rossii/sibir/krasnoyarskij-kraj>.
26. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с.
27. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.».
28. 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.
29. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО 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.
30. СТО 59012820.29.240.001-2010 - «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности». – Введ. 31.12.2009 №509. – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2010- 21 с.
31. СТО 17330282.29.240.002-2007 - «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной

мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России». – Введ. 01.11.2007 №535. – ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 68 с.

32. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка. – Введ. 01.08.2019г. - Москва 2019г., утвержденный Заместителем Председателя Правления АО «СО ЕЭС» С.А. Павлушко от 01.08.2019г. - 184 с.

33. Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям. – Введ. 01.04.2020. – Москва 2020г., утвержденный Заместителем Председателя Правления АО «СО ЕЭС» С.А. Павлушко от 27.03.2020г. - 123 с.

34. Методика мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты. – Введ. 01.06.2019г. – Москва 2019г., утвержденный Заместителем Председателя Правления АО «СО ЕЭС» С.А. Павлушко от 01.06.2019г. - 20 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 - Гидрологический ряд наблюдений реки Мана 1923 - 1972гг

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1923	132	70	66	118	350	390	258	174	266	150	100	78	179
1924	60	60	58	118	278	576	416	284	242	200	74	62	202
1925	56	54	54	106	330	386	334	380	350	162	92	76	198
1926	68	66	62	148	308	460	318	288	248	192	90	74	194
1927	52	50	48	94	342	348	230	136	134	62	66	54	135
1928	56	46	44	94	310	310	154	148	144	62	54	66	124
1929	72	56	54	132	308	310	248	242	212	164	110	76	165
1930	64	62	62	102	294	328	318	250	232	124	80	70	166
1931	64	56	56	180	396	438	244	252	188	130	102	72	182
1932	54	58	60	88	372	358	222	166	148	128	60	60	148
1933	60	54	52	86	582	438	274	280	218	196	88	64	199
1934	72	58	58	114	306	606	404	212	238	130	76	66	195
1935	70	64	64	108	340	322	236	360	248	180	106	74	181
1936	66	62	60	88	262	324	316	316	180	148	68	62	163
1937	70	60	58	190	424	502	346	284	240	164	86	74	208
1938	60	52	50	82	600	438	192	222	178	108	76	66	177
1939	50	42	40	140	532	448	410	264	244	126	82	48	202
1940	78	60	54	166	388	588	312	226	274	210	122	70	212
1941	72	62	58	124	392	432	292	320	276	202	136	76	204
1942	72	58	52	116	380	542	266	224	224	178	104	82	192
1943	82	76	70	240	676	460	324	292	342	232	124	80	250
1944	66	46	44	208	432	532	382	328	302	224	132	72	231
1945	76	62	50	152	400	202	214	164	214	124	122	76	155
1946	58	56	56	166	430	398	282	250	296	180	86	68	194
1947	56	54	56	88	354	422	282	260	284	186	146	68	188
1948	58	54	54	92	438	468	294	188	178	172	86	64	179
1949	70	56	58	196	618	518	330	300	228	152	118	84	227
1950	58	44	42	204	660	700	452	300	274	194	158	60	262
1951	72	62	56	88	598	322	290	248	234	176	76	72	191
1952	72	62	56	104	686	520	464	356	272	172	98	76	245
1953	72	60	50	52	486	466	256	176	176	118	108	82	175
1954	88	68	58	74	556	784	522	476	278	246	122	74	279
1955	86	70	64	270	558	500	404	382	438	270	122	92	271
1956	88	76	68	244	650	502	376	286	252	234	148	80	250
1957	70	58	56	196	536	352	324	254	242	142	84	68	199
1958	82	72	64	142	660	408	378	274	288	190	112	74	229
1959	74	62	56	98	448	692	428	328	272	192	90	72	234
1960	68	58	52	194	678	456	346	262	226	164	94	60	222
1961	60	42	36	118	424	302	194	160	144	118	64	72	145
1962	68	64	60	238	568	384	384	314	410	216	96	70	239
1963	68	58	52	134	376	142	196	250	148	122	102	66	143
1964	72	60	52	166	274	374	280	180	244	174	130	108	176
1965	70	62	54	188	540	286	246	256	222	184	94	76	190
1966	68	62	56	192	476	432	318	268	238	202	84	70	206
1967	64	56	54	78	348	322	292	286	252	170	72	62	171
1968	68	48	44	108	484	414	224	168	166	94	86	76	165
1969	68	62	58	94	512	464	362	252	210	144	102	60	198
1970	90	76	68	238	690	506	450	546	344	272	98	100	290
1971	88	74	62	240	458	498	374	472	390	236	144	78	260
1972	70	58	54	206	384	452	402	378	310	192	108	72	224
Ср. мес	70	59	55	144	458	436	317	274	247	170	100	72	Ср. мног= 200 м³/с

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Синим цветом выделена зона работы Красноярской ГЭС, зелёным - Богучанской ГЭС. Красным цветом показана зона работы Манской ГЭС.

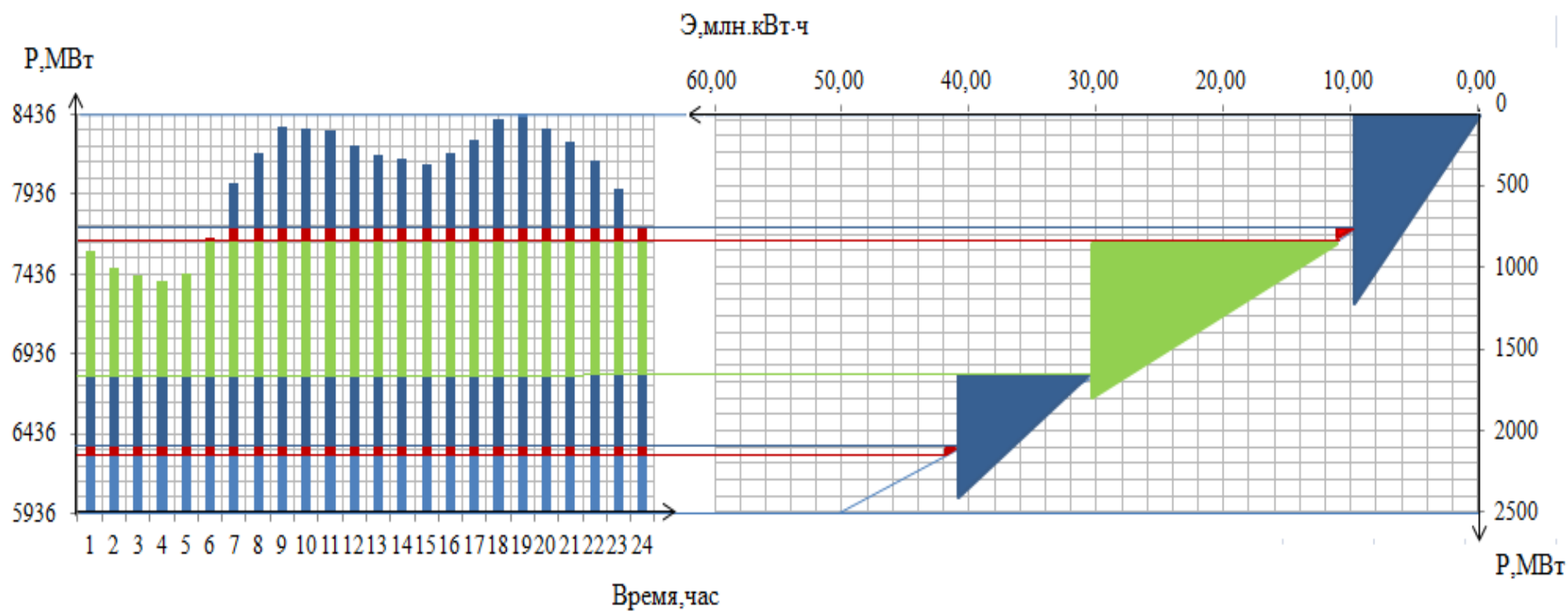


Рисунок Б.1 - Суточный график нагрузки и ИКН для января

Продолжение приложения Б

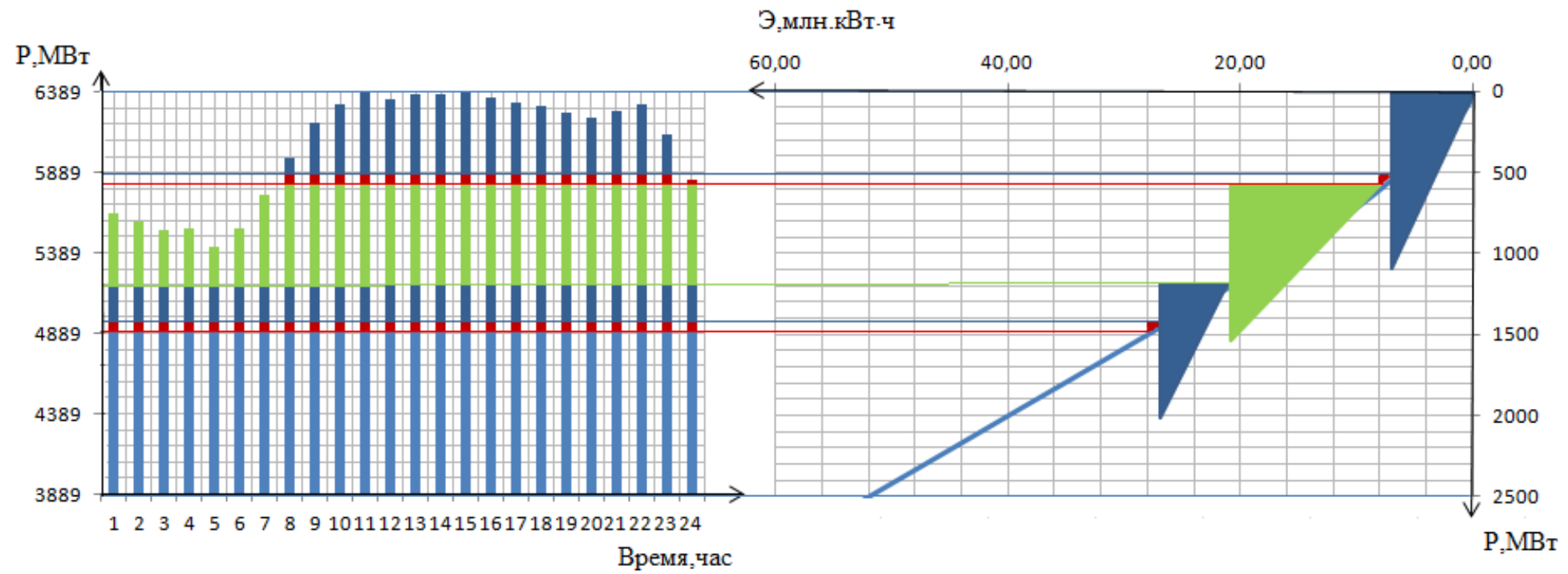


Рисунок Б.2 - Суточный график нагрузки и ИКН для июня

Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 - Сработка и наполнение водохранилища Манской ГЭС

Мес	Q									V			Z _{ВБ}			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{Гар.}	Э млн. кВт· ч, мес.
	Q _{90%}	Q _{пот}	Q _{фи- льтр.}	Q _{пол}	Q _{вдх}	Q _{ГЭС}	Q _{хол сброс}	Q _{НБ}	Q _{ВХ К}	V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач.}	Z _{кон.}	Z _{ср.}					
IX	148	9	1	138	11	149	0	150	150	2,18	0,03	2,15	260,00	259,80	259,90	212,88	46,52	61	по ВХК	44
X	128	9	1	118	31,0	149	0	150	150	2,15	0,08	2,07	259,80	259,21	259,51	212,88	46,12	61	по ВХК	45
XI	60	4	1	55	34	89	0	90	90	2,07	0,09	1,98	259,21	258,55	258,88	212,56	45,82	36	по ВХК	26
XII	60	4	1	55	126	181	0	182	90	1,98	0,33	1,66	258,55	255,81	257,18	213,41	43,27	69	69	51
I	54	4	1	49	149	198	0	199	90	1,66	0,39	1,27	255,81	251,94	253,87	213,53	39,84	69	69	52
II	58	4	1	53	36	89	0	90	90	1,27	0,09	1,18	251,94	250,88	251,41	212,56	38,35	30	по ВХК	20
III	60	1	1	58	31	89	0	90	90	1,18	0,08	1,10	250,88	249,90	250,39	212,33	37,56	30	по ВХК	22
IV	88	2	1	84	65	149	0	150	150	1,10	0,17	0,93	249,90	247,61	248,76	212,88	35,38	46	по ВХК	33
V	372	5	1	365	-217	148	0	149	150	0,93	-0,56	1,49	247,61	254,25	250,93	212,87	37,56	49	по ВХК	36
VI	358	11	1	346	-197	149	0	150	150	1,49	-0,51	2,00	254,25	258,71	256,48	212,88	43,10	57	по ВХК	41
VII	222	10	1	211	-62	149	0	150	150	2,00	-0,16	2,16	258,71	259,89	259,30	212,88	45,92	60	по ВХК	45
VIII	166	9	1	155	-6	149	0	150	150	2,16	-0,02	2,18	259,89	260,00	259,94	212,88	46,56	61	по ВХК	45

$$Э_{\text{год.}} = 481 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 - Расчетные данные для построения баланса мощностей

Месяц	Нагрузка системы			Нагрузка существующих ГЭС				Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	Р, МВт	Равр, МВт	Рнагр, МВт	Рраб, МВт(Богуч. ГЭС)	Рраб, МВт(Крас. ГЭС)	Рнагр, МВт	Ррем, МВт	Рраб, МВт	Рнагр, МВт	Ррем, МВт	Рраб, МВт	Равр, МВт	Ррем, МВт
I	8318	665	166	804	838	159		75	7		7406	592	
II	8053	644	161	737	768	158		33	3		7252	580	
III	7593	607	152	670	698	148	500	33	4		6861	549	
IV	7062	565	141	603	628	136		50	5		6384	511	
V	6602	528	132	569	594	126		53	6		5955	476	333
VI	6335	507	127	536	559	120		61	7		5716	457	333
VII	6335	507	127	536	559	119		66	7		5709	457	333
VIII	6599	528	132	569	594	125		66	7	14	5940	475	333
IX	7059	565	141	603	628	134		66	7		6365	509	
X	7590	607	152	670	698	145		66	7		6826	546	
XI	8050	644	161	737	768	157		40	4		7242	579	
XII	8317	665	166	804	838	159		75	7		7405	592	

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 - Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году. (Работа ГЭС по мощностям маловодного года)

Мес.	Q									V			Z _{ВБ}			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{Гар}	Э млн. кВт· ч, мес.
	Q _{50%}	Q _{пот}	Q _{фил.}	Q _{пол.}	Q _{вдхр}	Q _{ГЭС}	Q _{хол сброс}	Q _{НБ}	Q _{ВХК}	V _{нач.}	ΔV	V _{кон.}	Z _{нач.}	Z _{кон.}	Z _{ср.}					
IX	200	9	1	190	0	190	0	191	150	2,18	0,00	2,18	260,00	260,00	260,00	213,18	46,3	78	61	56
X	163	9	1	153	0	153	0	154	150	2,18	0,00	2,18	260,00	260,00	260,00	212,91	46,6	63	61	45
XI	115	4	1	110	4	114	0	115	90	2,18	0,01	2,17	260,00	259,92	259,96	212,83	46,6	47	36	34
XII	68	4	1	63	110	173	0	174	90	2,17	0,29	1,88	259,92	257,76	258,84	213,35	45,0	69	69	49
I	77	4	1	73	112	185	0	186	90	1,88	0,29	1,59	257,76	255,22	256,49	213,43	42,6	69	69	50
II	70	4	1	65	130	195	0	196	90	1,59	0,34	1,26	255,22	251,78	253,50	213,51	39,5	68	30	49
III	66	1	1	64	66	130	0	131	90	1,26	0,17	1,09	251,78	249,75	250,77	212,73	37,5	43	30	31
IV	106	2	1	103	60	163	0	164	150	1,09	0,16	0,93	249,75	247,61	248,68	212,98	35,2	50	46	36
V	486	5	1	480	-221	152	107	260	150	0,93	-0,57	1,50	247,61	254,35	250,98	213,60	36,9	49	49	35
VI	441	11	1	429	-198	151	80	232	150	1,50	-0,51	2,02	254,35	258,81	256,58	213,43	42,6	57	57	41
VII	344	10	1	333	-55	150	128	279	150	2,02	-0,14	2,16	258,81	259,85	259,33	213,71	45,1	60	60	43
VIII	239	9	1	229	-8	151	70	222	150	2,16	-0,02	2,18	259,85	260,00	259,92	213,37	46,1	61	61	44

$$Э_{\text{год.}} = 534 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 - Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году. (Работа ГЭС по отметкам маловодного года)

Мес.	Q									V			Z _{ВБ}			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{Гар}	Э млн. кВт· ч, мес.
	Q _{50%}	Q _{пот}	Q _{фил.}	Q _{пол.}	Q _{вдхр.}	Q _{ГЭС}	Q _{хол сброс}	Q _{НБ}	Q _{ВХК}	V _{нач}	ΔV	V _{кон.}	Z _{нач.}	Z _{кон.}	Z _{ср.}					
IX	200	9	1	190	11	201	0	202	150	2,18	0,03	2,15	260,00	259,80	259,90	213,25	46,1	82	61	59
X	163	9	1	153	31	184	0	185	150	2,15	0,08	2,07	259,80	259,21	259,51	213,14	45,9	74	61	55
XI	115	4	1	110	34	144	0	145	90	2,07	0,09	1,98	259,21	258,55	258,88	213,11	45,3	58	36	41
XII	68	4	1	63	118	181	0	182	90	1,98	0,31	1,68	258,55	255,98	257,26	213,41	43,4	69	69	52
I	77	4	1	73	120	193	0	194	90	1,68	0,31	1,37	255,98	252,96	254,47	213,49	40,5	69	69	51
II	70	4	1	65	35	100	0	101	90	1,37	0,09	1,28	252,96	251,98	252,47	212,69	39,3	35	30	23
III	66	1	1	64	32	96	0	97	90	1,28	0,08	1,19	251,98	251,05	251,52	212,41	38,6	33	30	24
IV	106	2	1	103	101	204	0	205	150	1,19	0,26	0,93	251,05	247,61	249,33	213,27	35,6	64	46	48
V	486	5	1	480	-217	233	30	264	150	0,93	-0,56	1,49	247,61	254,24	250,92	213,62	36,8	75	49	56
VI	441	11	1	429	-197	212	20	233	150	1,49	-0,51	2,00	254,24	258,70	256,47	213,44	42,5	79	57	57
VII	344	10	1	333	-62	206	65	272	150	2,00	-0,16	2,16	258,70	259,89	259,30	213,67	45,1	82	60	61
VIII	239	9	1	229	-6	203	20	224	150	2,16	-0,02	2,18	259,89	260,00	259,94	213,39	46,1	82	61	61

$$Э_{\text{год.}} = 588 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 - Стандартный ряд диаметров РК

$D_1, \text{ м}$						
10,60	10,00	9,50	9,00	8,50	8,00	7,50
7,10	6,70	6,30	6,00	5,60	5,30	5,00
4,75	4,50	4,25	4,00	3,75	3,55	3,35
3,15	3,00	2,80	2,65	2,50	2,36	2,24
2,12	2,00	1,90	1,80	1,60	1,40	1,25

Таблица В.2 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ50-В

Параметр	ПЛ50-В							
	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
$D_1, \text{ м}$	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
$\eta_{н\text{opt}}$	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
$N'_{agr}, \text{ МВт}$	25,94	29,80	32,87	37,20	41,81	46,68	53,15	60,04
$z'a, \text{ шт}$	3,16	2,75	2,49	2,20	1,96	1,76	1,54	1,37
$z_a, \text{ шт}$	4	3	3	3	2	2	2	2
$N_{agr}, \text{ МВт}$	21	27	27	27	41	41	41	41
Δ	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
$n'_c, \text{ об/мин}$	264,90	247,34	235,63	221,64	209,22	198,13	185,81	174,94
$n_c, \text{ об/мин}$	300	250	250	250	250	214,3	187,5	187,5
$n'_{max}, \text{ об/мин}$	142,83	127,47	133,81	142,26	150,70	136,42	127,27	135,18
$n'_p, \text{ об/мин}$	131,37	117,25	123,07	130,84	138,61	125,47	117,06	124,33
$n'_{min}, \text{ об/мин}$	118,71	105,94	111,21	118,23	125,25	113,37	105,77	112,34
$Q_l \cdot \eta_p$	1,103	1,281	1,162	1,027	1,372	1,230	1,081	0,957
$Q_l \cdot \eta_{max}$	0,814	0,945	0,857	0,758	1,012	0,907	0,797	0,706

Продолжение приложения В

Таблица В.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД 50-В60°

Параметр	ПЛД 50-В60°							
	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
D_1 , м	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
$\eta_{н\text{орт}}$	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
$N'_{агр}$, МВт	28,77	33,05	36,46	41,27	46,38	51,78	58,96	66,61
$z'a$, шт	2,85	2,48	2,25	1,99	1,77	1,58	1,39	1,23
$zа$, шт	3	3	3	2	2	2	2	2
$N_{агр}$, МВт	27	27	27	41	41	41	41	41
Δ	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
n'_c , об/мин	260,73	243,46	231,93	218,17	205,95	195,03	182,91	172,21
n_c , об/мин	300	250	250	250	214,3	200	187,5	187,5
n'_{max} , об/мин	141,36	126,16	132,43	140,78	127,84	125,99	125,94	133,76
n'_p , об/мин	130,02	116,04	121,80	129,49	117,58	115,88	115,83	123,03
n'_{min} , об/мин	117,48	104,85	110,06	117,00	106,25	104,71	104,67	111,17
$Q'_l \cdot \eta_p$	1,470	1,281	1,162	1,541	1,372	1,230	1,081	0,957
$Q'_l \cdot \eta_{max}$	1,085	0,945	0,857	1,137	1,012	0,907	0,797	0,706

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46
№ 3247 ХТЗ

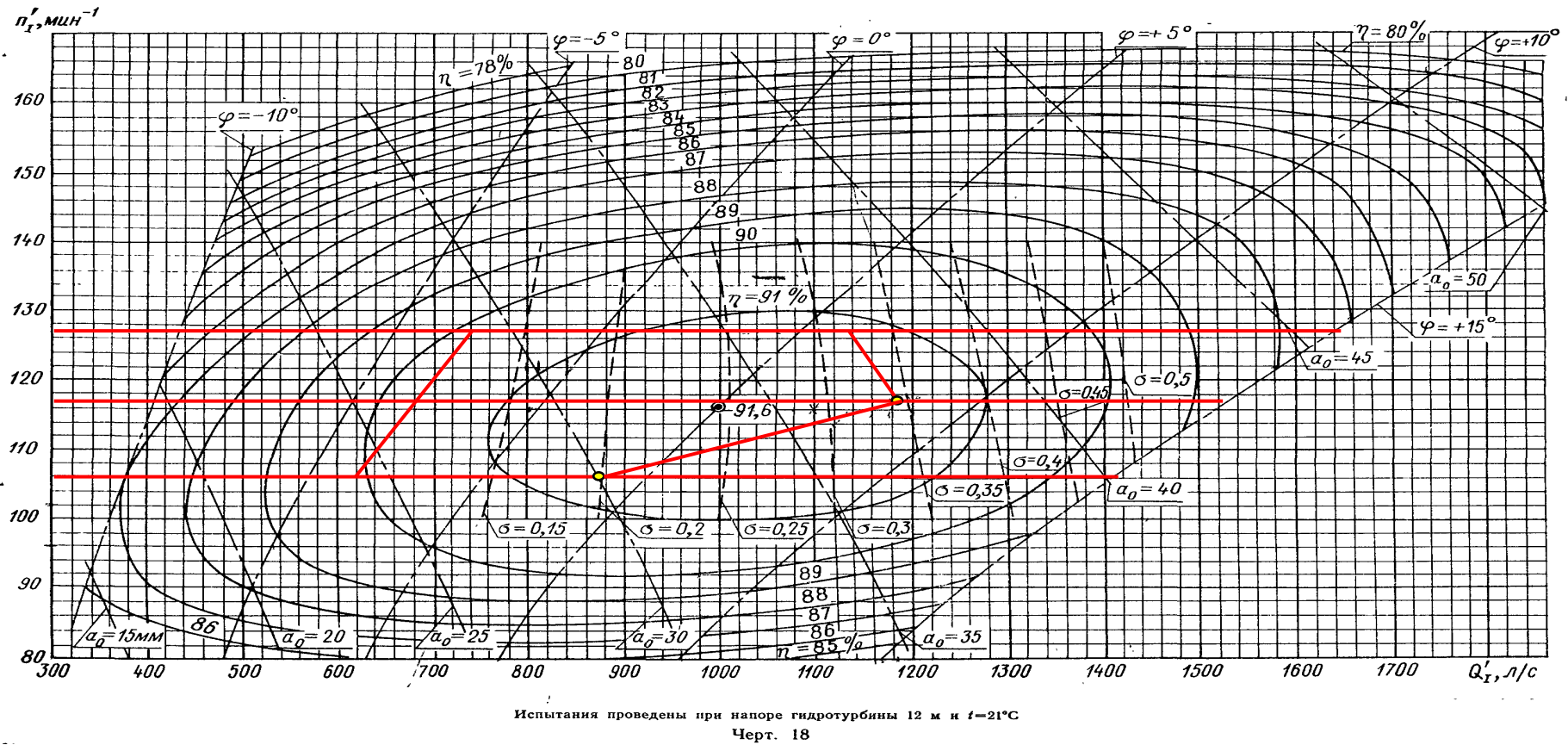
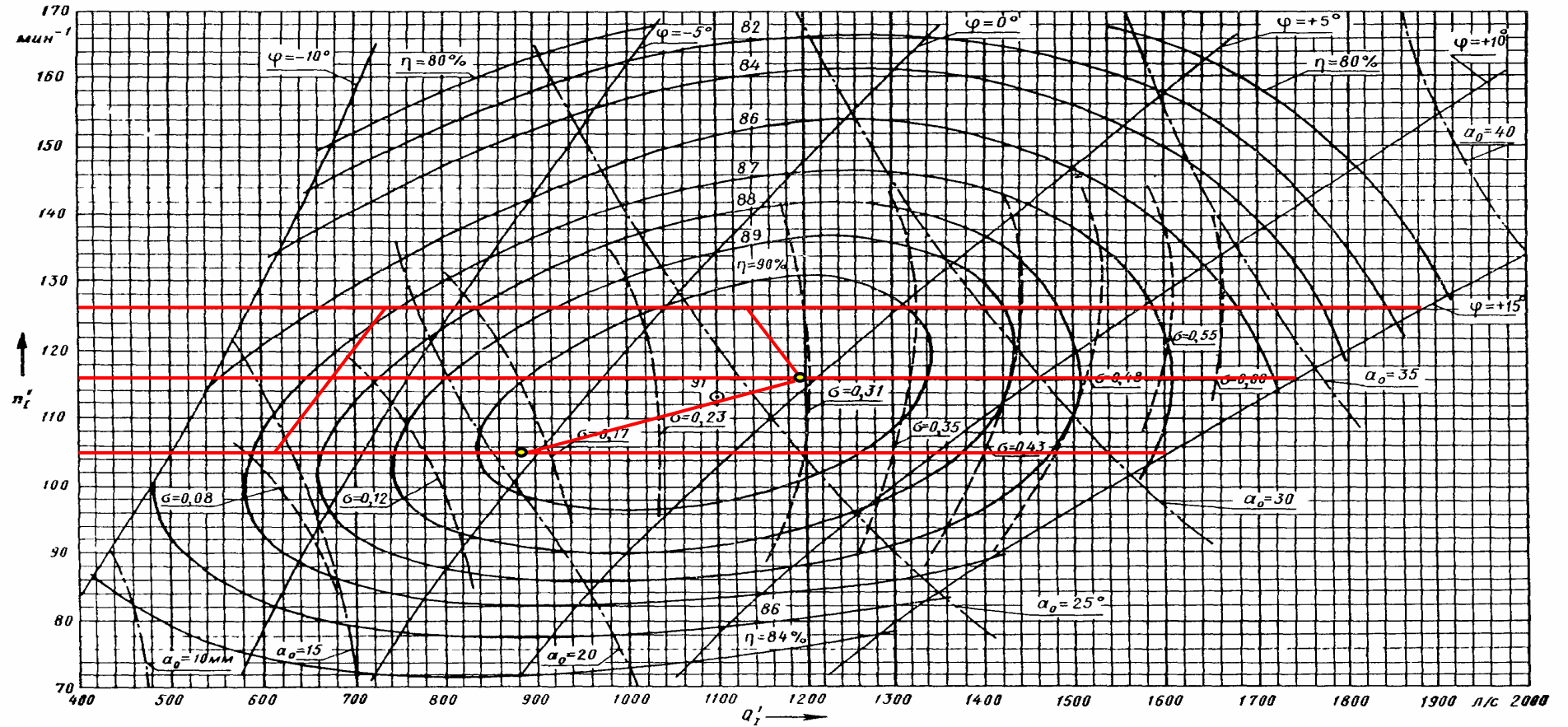


Рисунок В.1 - Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ50-В-400

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 50/4015-В-60°-35
№ 4503 МЭИ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 5 м и температуре 16°C
Черт. 2

Рисунок В.2 - Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД50-В60° -400

Продолжение приложения В

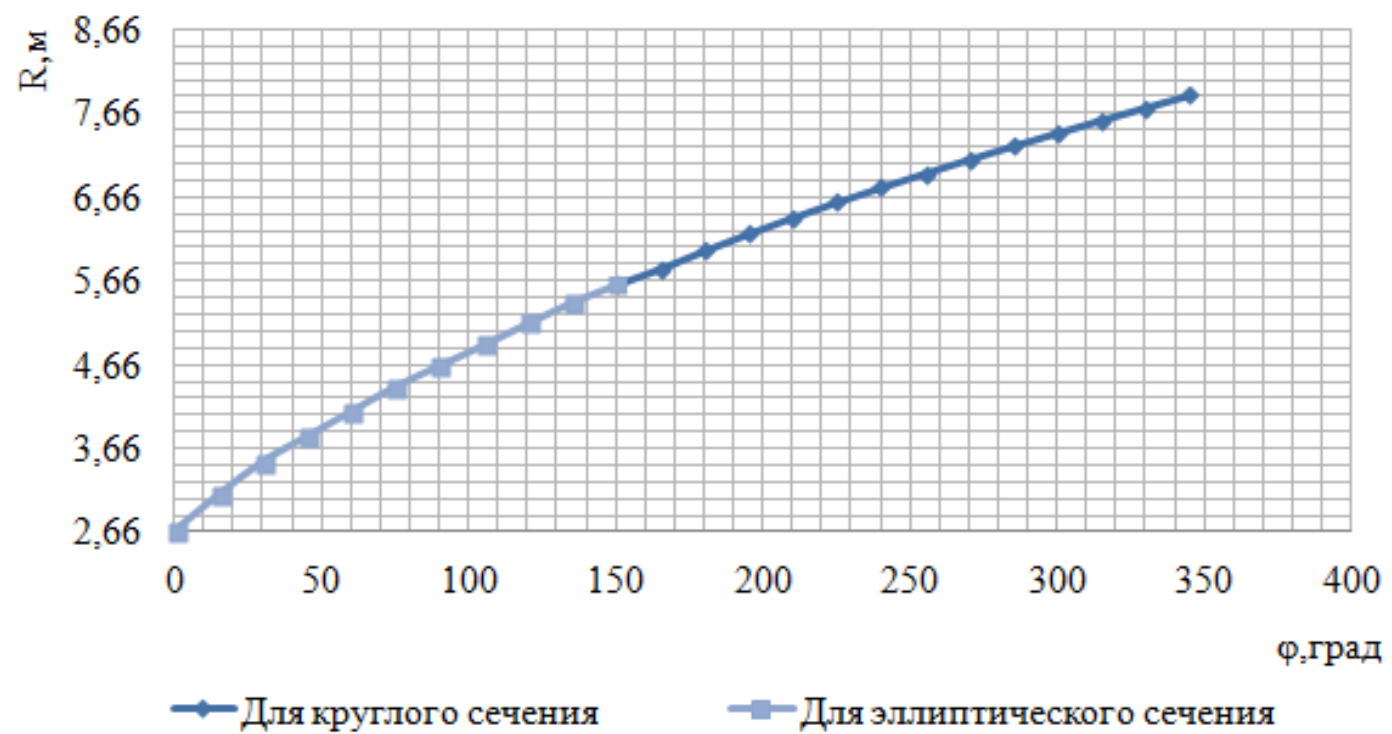


Рисунок В.3 - Радиусы сечений спиральной камеры

Продолжение приложения В

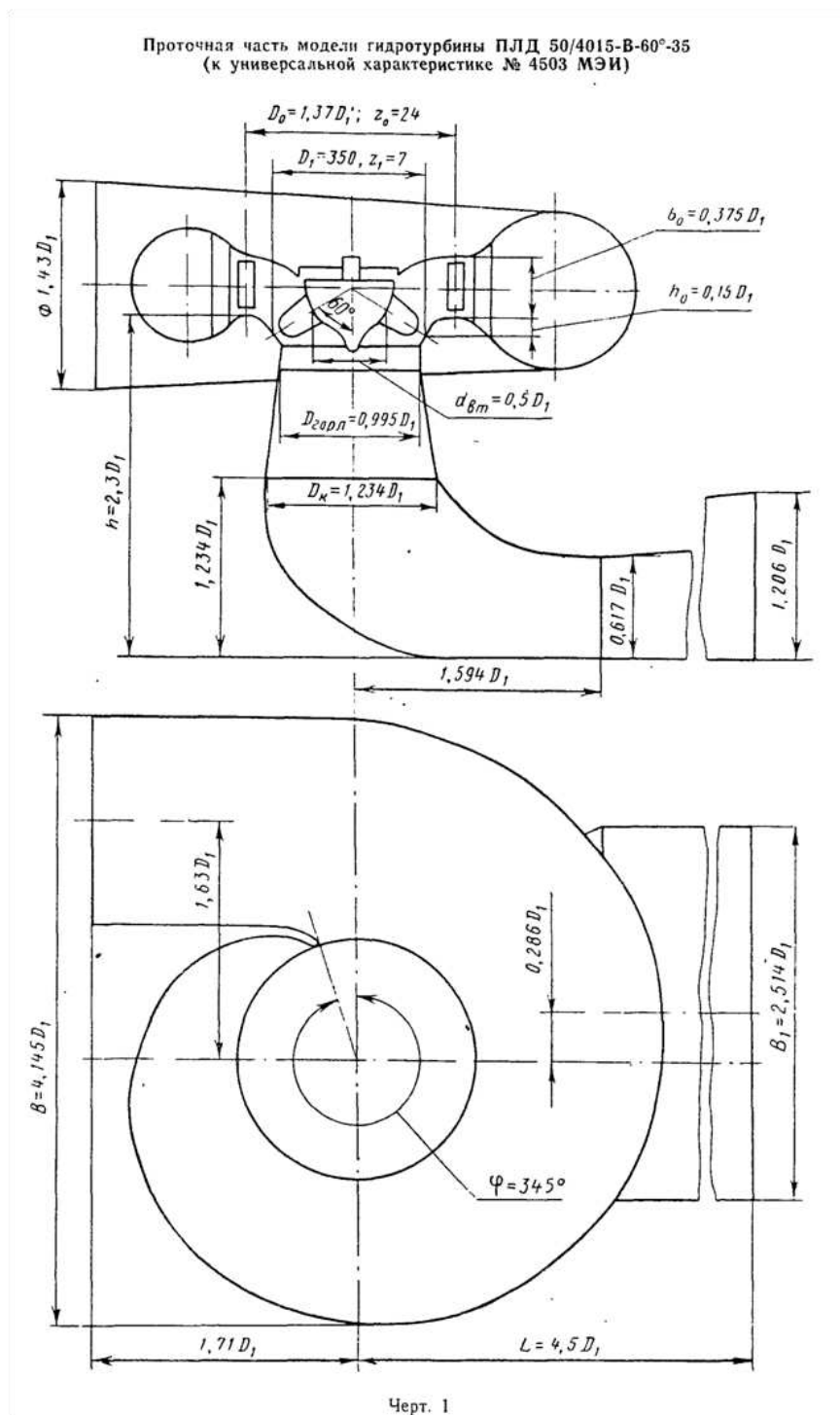


Рисунок В.4 - Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 50-В60°

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица Г.1 - Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительны е единицы	Именованн е единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.О}$	$0,15 \cdot I_H$	0,66 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,5 \cdot I_H$	2,22 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,65 А	
		Уставка токовой отсечки, $I_{ОТС}$	$6 \cdot I_H$	26,58 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	3 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2ступен ь	$U_{СР2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{СР1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности и от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,31 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,175 \cdot I_H$	0,78 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,23 \cdot I_H$	1,02 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	7,74 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,87 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_H$	6,78 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,07	0,16 Ом
			$Z_{сmI}$	-	0,024 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,80 Ом
			$Z_{сmII}$	-	0,12 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,82 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,95 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,24 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,08 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 - Матрица отключений

Защиты		Действие	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Отключение ШСВ	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение									
Диф. защита продольная	IΔG		+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁							+	
		t ₂	+	+	+					
	U ₀	t	+	+	+					
ЗПН	U >	1 ступень t ₁	+	+						
		2 ступень t ₂	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС I	t ₁					+		
			t ₂					+		
			t ₃	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	t ₁					+		
			t ₂					+		
			t ₃	+	+					
ДЗ	Z <	1 ступень	t ₁				+			
			t ₂	+	+	+				
		2 ступень	t ₁						+	
			t ₂					+		
			t ₃	+	+					
		Защита ротора от перегрузки	I _p	СО						
ИО				+	+					
Отсечка				+	+					

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 2 » 07 2020 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАНА. ВИДЫ
РЕГУЛИРОВАНИЯ. УЧАСТИЕ ГЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И
МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**
тема

Заместитель начальника
Службы релейной защиты,
автоматики и метрологии
Филиала ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС имени

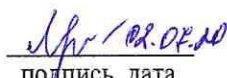
Руководитель


подпись, дата

П.С. Непорожного»
должность, ученая степень

А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Е.В. Прибытко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Манской ГЭС на реке Мана. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

Алиев 2.07.20 А.В. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Сайт 29.08.20 Б.Ю. Сайтеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Алиев 02.07.20 А.В. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Алиев 2.07.20 А.В. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Алиев А.В. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Сайт 02.07.20 Б.Ю. Сайтеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Алиев А.В. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Алиев 02.07.20 Алиев А.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Алиев 02.07.20 В.В. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Алиев 02.07.20 А.А. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия