

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

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и
электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОКРОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АМГА. ОРГАНИЗАЦИЯ
МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС
тема

Руководитель	_____	Ведущий инженер по наладке и испытаниям СМО Филиал ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени <u>П.С.Непорожнего</u> ученая степень, ученое звание, должность, место работы	<u>К.С.Демшин</u> инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.М.Грек</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Покровской ГЭС на реке Амга. Организация мониторинга технического состояния оборудования ГЭС».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ПОКРОВСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Общая часть.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные.....	10
1.1.3 Сейсмические условия.....	10
1.2 Энергоэкономическая характеристика района.....	11
2 Водно-энергетические расчеты.....	12
2.1 Регулирование стока воды.....	12
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	12
2.2.1 Выбор расчетного средневодного года (P=50%).....	13
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%).....	13
2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС.....	14
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	16
2.5 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	17
2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по условию маловодного года.....	19
2.7 Определение рабочих мощностей ГЭС.....	20
2.8 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования. Баланс мощности... ..	22
2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в среднем по водности году.....	23
2.10 Построение режимного поля.....	24
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС.....	27
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	27
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины.....	27
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	27
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	30
3.3 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата.....	32
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	35
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	36
3.5.1 Расчет вала на прочность.....	36
3.5.2 Расчет подшипника.....	36
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	37
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора.....	38
4 Электрическая часть.....	39
4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС.....	39
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	39

4.2.1	Выбор синхронного генератора.....	39
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком	39
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком	40
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд	41
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	42
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	43
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	44
4.6	Расчёт токов трёхфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме с помощью ПК RastrWin.....	45
4.6.1	Расчет исходных данных.....	45
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в ПК RastrWin	46
4.6.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	48
4.7	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	49
4.7.1	Выбор выключателей и разъединителей	49
4.7.2	Выбор синхронизаторов и анализаторов.....	49
4.7.3	Выбор трансформатора тока	50
4.7.4	Выбор трансформатора напряжения.....	50
4.8	Выбор КРУЭ	51
5	Релейная защита и автоматика.....	52
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	52
5.2	Расчёт номинальных токов	53
5.3	Выбор типа и параметров системы возбуждения и параметров выпрямительного трансформатора возбуждения	55
5.4	Защиты выпрямительного трансформатора.....	57
5.4.1	Максимальная токовая защита (МТЗ) в цепи выпрямительного трансформатора.....	57
5.4.2	Токовая отсечка (ТО) в цепи выпрямительного трансформатора	58
5.5	Описание защит блока и расчет их уставок	59
5.5.1	Продольная дифференциальная защита генератора IΔG.....	59
5.5.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN(U0))	62
5.5.3	Защита от повышения напряжения ($U_1 >$), ($U_2 >$).....	65
5.5.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	65
5.5.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1)	70
5.5.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$, $Z_2 <$	72
5.5.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	75
5.6	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	78
6	Компоновка сооружения гидроузла	79

6.1 Проектирование водосливной плотины.....	79
6.1.1 Назначение класса ГТС	79
6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины	79
6.2 Гидравлические расчеты	82
6.2.1 Определение ширины водосливногo фронта	82
6.2.2 Определение отметки гребня водослива	85
6.2.3 Определение отметки ФПУ и верха быка	86
6.2.4 Построение профиля водосливной грани и определение проектной отметки гребня плотин напорного фронта.....	87
6.3 Расчёт сопряжения в нижнем бьефе.....	89
6.4 Расчёт отброса струи	90
6.5 Конструирование бетонной плотины.....	93
6.5.1 Определение ширины подошвы плотины	93
6.5.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	94
6.5.3 Быки.....	94
6.5.4 Устои	94
6.5.5 Дренаж в теле бетонной плотины	94
6.5.6 Галереи в теле плотины.....	95
6.5.7 Основные элементы плотины	95
6.5.8 Противофильтрационная завеса	95
6.5.9 Дренажные устройства в основании	96
6.6 Определение основных нагрузок на плотину	96
6.6.1 Вес сооружения и затворов.....	96
6.6.2 Сила гидростатического давления воды.....	97
6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления	97
6.6.4 Сила фильтрационного давления	97
6.6.5 Давление грунта	97
6.6.6 Волновое давление.....	99
6.7 Оценка прочности плотины	99
6.8 Критерии прочности плотины и ее основания.....	101
6.9 Обоснование устойчивости плотины.....	102
7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды.....	104
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	104
7.2 Охрана труда.....	106
7.2.1 Общие положения	106
7.2.2 Требования к персоналу	108
7.3 Пожарная безопасность	108
7.3.1 Общие требования пожарной безопасности	108
7.3.2 Объекты водяного пожаротушения.....	110
7.3.3 Пожарная безопасность аккумуляторных установок.....	111
7.4 Охрана окружающей среды	112
7.4.1 Общие сведения о районе строительства	112
7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	113
7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	114

7.4.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	114
7.4.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	115
8	Технико-экономические показатели	116
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	116
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	120
8.6	Оценка инвестиционного проекта.....	121
8.6.1	Методология, исходные данные.....	121
8.6.2	Коммерческая эффективность	122
8.6.3	Бюджетная эффективность	122
8.7	Анализ чувствительности.....	123
9	Организация мониторинга технического состояния оборудования ГЭС	125
9.1	Общие сведения.....	125
9.2	Причины возникновения колебательных процессов в узлах гидроагрегата ..	125
9.2	Мониторинг вибрации.....	129
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	138
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Общая часть.....	141
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты	143
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование	160
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Таблица уставок и матрица отключений	166
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д Компоновка сооружения гидроузла.....	168

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ПОКРОВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Амга;
2. Наименование ГЭС.....Покровская ГЭС;
3. Местонахождение ГЭС.....Республика Саха (Якутия);
4. Тип проектируемой установки.....Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....184 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 3%.....1283,56 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,5%.....1554,65 м³/с;
 - г) минимальный.....40 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка НПУ.....200,00 м;
 - в) отметка ФПУ.....201,00 м;
 - г) отметка УМО.....187,38 м;
 - д) объем водохранилища полный.....1,70 км³;
 - е) объем водохранилища полезный.....1,09 км³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....38,9 м;
 - б) расчетный.....29,1 м;
 - в) минимальный.....22,0 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная.....120 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....411 млн. кВт·ч;
9. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная грунтовая плотина.....250,1 м/45,0 м;
 - б) левобережная грунтовая плотина.....265,7 м/45,0 м;
 - в) русловая гравитационная.....243,5 м/45,0 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1. Поверхностный водослив:
 - а) число и ширина пролетов.....4x14 м;
 - б) общая длина.....68 м;
 - 10.2. Глубинный водослив:
 - а) число и форма сечения.....3 и круглое;
 - б) диаметр сечения.....1,8 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....русловое;
 - б) число агрегатов.....3;
 - в) грунты в основании.....гранит;
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная;
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
12. Основное оборудование:
 - а) тип турбин.....ПЛ40а-В-450;

- б) тип генератора.....СВ-733/130-36;
- в) номинальная активная мощность генератора.....40 МВт;
- г) частота вращения.....166,7 об/мин;
- д) тип трансформаторов.....ТДН-63000/220-У1;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) дисконтированный период окупаемости.....17 лет, 10 месяцев;
- б) себестоимость электроэнергии.....0,19 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения.....78166,7 руб/кВт;

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня гидроэнергетика является одним из наиболее эффективных направлений электроэнергетики. Гидроресурсы — возобновляемый и наиболее экологичный источник энергии, использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений. Кроме своего прямого назначения — производства электроэнергии — гидроэнергетика решает дополнительно ряд важнейших для общества и государства задач. Прямая выгода от них включает создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развитие судоходства, создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства, рыборазведение, регулирование стока рек, позволяющее осуществлять борьбу с паводками и наводнениями, обеспечивая безопасность населения.

Гидроэнергетика является инфраструктурой для деятельности и развития целого ряда важнейших отраслей экономики и страны в целом. Каждая введенная в эксплуатацию гидроэлектростанция становится точкой роста экономики региона своего расположения, вокруг нее возникают производства, развивается промышленность, создаются новые рабочие места.

Задача выпускной квалификационной работы — изучить основные дисциплины, позволяющие будущему специалисту-гидроэнергетику освоить приёмы ведения режима водохранилищ, проектирование гидроузла в условиях, максимально приближенных к реальным. Целью является обоснование в заданном створе реки параметров проектируемой ГЭС, в частности установленной мощности и среднесуточной выработки, предназначенной для работы в объединённой энергетической системе с учётом требований водохозяйственного комплекса.

1 Общая часть

Покровский гидроузел расположен в Республике Саха (Якутия) на реке Амга. Река берёт начало на склонах Амгинского хребта, протекает по Приленскому плато. Длина реки 1462 км, площадь бассейна 69,3 тыс. км². Принимает 195 притоков длиной более 10 км и 322 притока длиной менее 10 км. Большинство крупных притоков левые. В бассейне более 5700 озёр, общей площадью 101 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат резко-континентальный. Средняя температура зимой $-36,17^{\circ}$, летом $+15,8^{\circ}$. Среднегодовая температура $-10,9^{\circ}$. Среднее количество осадков 26 мм.

1.1.2 Гидрологические данные

Река берёт начало на склонах Амгинского хребта, протекает по Приленскому плато. Длина реки 1462 км, площадь бассейна 69,3 тыс. км². Принимает 195 притоков длиной более 10 км и 322 притока длиной менее 10 км. Большинство крупных притоков левые. В бассейне более 5700 озёр, общей площадью 101 км². В среднем и нижнем течении половодье – наиболее многоводная фаза водного режима. Половодье продолжается с мая по июнь. За этот период проходит до 63% годового стока. Наиболее многоводный месяц – май, реже июнь. Возможны наводнения. Дождевые паводки формируются в период с июля по октябрь. Начало осенних ледовых явлений – первая декада октября, ледостав – в конце октября, предваряется осенним ледоходом, который длится в среднем 5 суток. Местами река перемерзает. Зимой образуются наледи. Вскрытие реки начинается в начале мая. Весенний ледоход продолжается около 5 суток. Полное очищение ото льда происходит к середине мая. Судоходство осуществляется в высокую воду на расстоянии до 450 км от устья. В нижнем течении осуществляется забор воды на орошение. Питание реки смешанное: снеговое и дождевое. Восточносибирский тип водного режима отличается высоким весенним половодьем и прерывистой меженью при прохождении дождевых паводков. Средняя мутность речных вод 10 г/м³. Основными притоками являются Биелиме, Мундуруччу, Улу, Нёгучей и Туора.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Амга за период 1939-1999 гг. представлен в приложении А, таблица А.1. Средний многолетний расход равен 184 м³/с.

1.1.3 Сейсмические условия

Сейсмической станцией г. Якутска, которая начала действовать с 1957 г, в радиусе 100–150 км от Якутска зарегистрировано свыше 80 сейсмических событий, в основном небольшой интенсивности. Хоть район вокруг гидроузла

довольно сейсмоактивный, но непосредственно в месте предполагаемого расположения гидроузла землетрясения не зафиксированы.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Покровская ГЭС предназначена для работы в составе электростанций, входящих в оперативную зону Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Востока». В состав ОДУ Востока входят: Амурское, Приморское, Хабаровское, Якутское РДУ.

В радиусе 200 км находится лишь один крупный город – Якутск, в котором присутствуют крупные промышленные предприятия, например, ОАО «Якутгазпром» и ОАО «Золото Якутии».

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

1. Коэффициент мощности = 8,6;
2. Зимний коэффициент = 0,8;
3. Потери напора в водоподводящих сооружениях = 0,5 м;
4. Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 — Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	Фильтрация	Испарение	Льдообразование	ВХК	Сан. попуск
1	1	1	0	80	40
2	1	0	0	80	40
3	1	0	0	80	40
4	1	0	2	80	40
5	1	0	4	80	40
6	1	0	3	80	40
7	1	0	2	80	40
8	1	0	2	80	40
9	1	0	-8	80	40
10	1	7	-4	80	40
11	1	3	0	80	40
12	1	2	0	80	40

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

По данным, представленным в приложении А, таблице А.1 вычисляем средние расходы ($\text{м}^3/\text{с}$) для всех лет ряда, за период межени и половодья и располагаем их в порядке убывания. Результаты расчёта показаны в приложении Б, таблица Б.1.

Обеспеченность $P(m)$ находим по формуле:

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

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

n – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности принимаем равными 90% и 50% соответственно.

2.2.1 Выбор расчетного средневодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности P=50% на эмпирических кривых обеспеченности соответствует 1977 год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_M = \frac{Q_{M\text{базовое } 50\%}}{Q_M} = \frac{46,9}{42} = 1,12. \quad (2.2)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II\text{базовое } 50\%}}{Q_{II}} = \frac{518}{581,7} = 0,89. \quad (2.3)$$

Коэффициент межени является повышающим, а половодья понижающим. Необходимо сделать приведение и корректировку так, чтобы среднегодовое значение расхода не изменялось.

После приведения среднегодовой расход уменьшился, следовательно, нужно увеличить понижающий коэффициент.

Коэффициенты после корректировки:

$$K_M = 1,12. \quad (2.4)$$

$$K_{II} = 0,96. \quad (2.5)$$

Данные расходов в средневодном году представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном средневодном году

№п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
31	1977	22,2	22,6	19,9	28,4	1100	426	199	79,4	74	68,9	36,9	25,4	175
с ПРИВЕД		25	25	22	25	980	379	222	89	83	77	41	28	166
с КОРРЕКТ		25	25	22	27	1051	407	223	89	83	77	41	28	175

2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на эмпирических кривых обеспеченности соответствует 1973 год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_M = \frac{Q_{M\text{базовое } 90\%}}{Q_M} = \frac{26,1}{26,9} = 0,97. \quad (2.6)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II\text{базовое } 90\%}}{Q_{II}} = \frac{350,3}{350,3} = 1. \quad (2.7)$$

Коэффициент межени является понижающим, а половодья равен 1. Отсюда следует, что год приведению не подлежит. Данные расходов в маловодном году представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчетном маловодном году

№п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
56	1973	13,7	11,3	9,3	11,8	639	316	257	70	38,9	49,6	21,7	15,9	121
	с КОРРЕКТ	13,7	11,3	9,3	11,8	676	316	220	70	38,9	49,6	21,7	15,9	121

Уточнив и скорректировав расходы, необходимо убедиться, что расход в каждый месяц средневодного года больше расхода маловодного года. Разность средневодного и маловодного года приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Сравнение расходов средневодного и маловодного годов

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q 50% - Q 90%	11	14	13	15	375	91	3	19	44	28	20	13

Также по данным таблицы 2.2 и таблицы 2.3 можно построить гидрографы, которые приведены на рисунке 2.1.

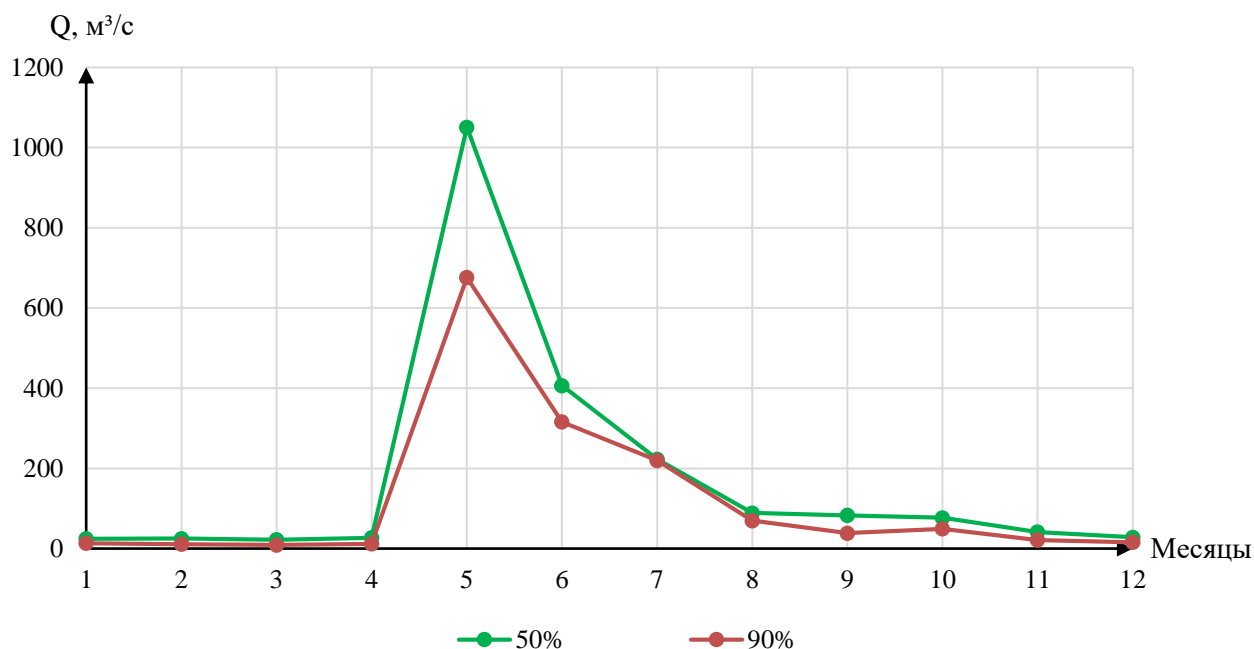


Рисунок 2.1 – Гидрографы средневодного и маловодного лет

2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС

Мощность проектируемой ГЭС составляет 72 МВт, что меньше 0,1 от максимальной мощности РДУ, равной 1425 МВт. Значит, проектируем на местную нагрузку. Мощность местной нагрузки составляет примерно 576 МВт.

Определяем коэффициенты плотности суточного летнего $\beta_{сут}^л$ и зимнего $\beta_{сут}^з$ графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума $\alpha_л$. Определим с помощью карты, что место предполагаемого гидроузла находится на Севере с координатой $60^{\circ}16'9.88''$ северной широты.

Определяем по графику, что $\beta_{сут}^л = 0,85$; $\beta_{сут}^з = 0,83$, $\alpha_л = 0,58$.

По формулам (2.8) и (2.9) сделаем расчёты и представим всё в таблицу 2.5:

$$P_t^3 = P_c^{\max}(\alpha_t^3 \cdot \beta_{\text{сут}}^3 + b_t^3). \quad (2.8)$$

$$P_t^L = P_c^{\max} \cdot \alpha_L(\alpha_t^L \cdot \beta_{\text{сут}}^L + b_t^L). \quad (2.9)$$

где α_t^3 , b_t^3 , α_t^L , $\beta_{\text{сут}}^L$ – коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, зависящие от района расположения энергосистемы.

Таблица 2.5 – Мощности потребления в каждый час

t, ч	P_t^3 , МВт	P_t^L , МВт
0	477,50	309,44
1	448,13	296,91
2	438,48	287,10
3	416,88	276,66
4	438,48	275,20
5	447,98	276,24
6	474,34	284,39
7	530,28	321,55
8	617,18	364,36
9	696,10	408,64
10	685,33	417,60
11	664,10	402,15
12	631,91	386,07
13	647,06	393,59
14	675,14	402,15
15	658,73	416,56
16	652,91	378,76
17	701,19	391,50
18	720,00	386,07
19	701,61	378,76
20	677,66	364,98
21	682,34	382,94
22	624,53	374,80
23	553,54	352,45

По данным таблицы 2.5 построим суточный график нагрузки, который представлен на рисунке 2.2.

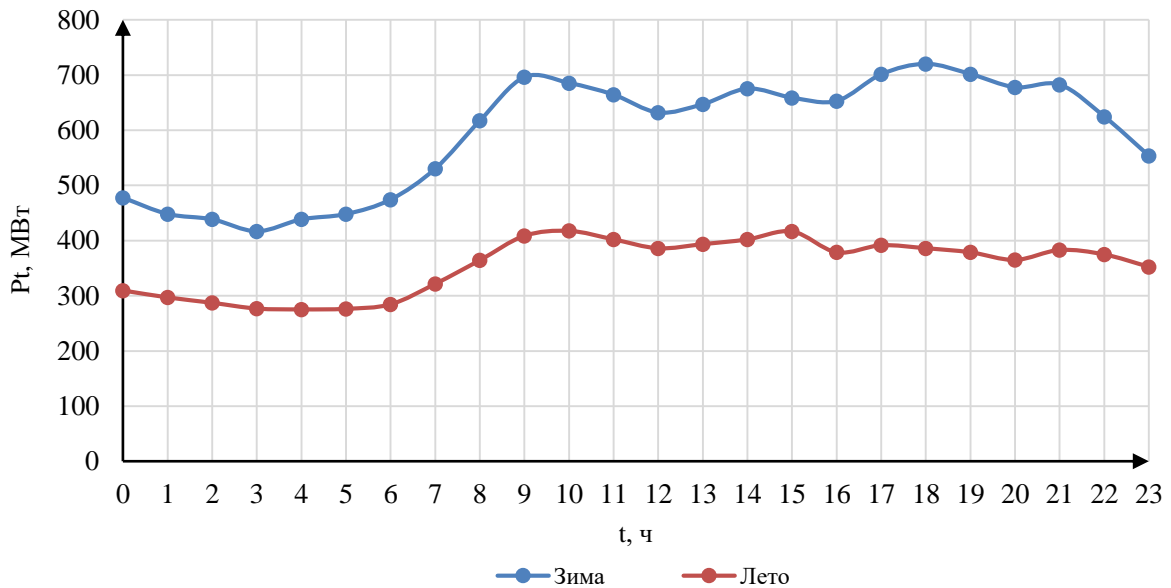


Рисунок 2.2– Суточный график нагрузки

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{\max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.10)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

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

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

$$a = \frac{P_{\max}^3 + P_{\max}^{\text{л}}}{2}, \quad (2.12)$$

$$b = \frac{P_{\max}^3 - P_{\max}^{\text{л}}}{2}. \quad (2.13)$$

В результате получаем, что $P_{\max}^{\text{зима}} = 576$ МВт, а $P_{\max}^{\text{лето}} = 334$ МВт.

Среднемесячные нагрузки можно рассчитать, определив среднее значение декабрьских и июньских исходных суточных графиков, которые равны $P_{\text{ср}}^{\text{зима}} = 475$ МВт и $P_{\text{ср}}^{\text{лето}} = 284$ МВт.

Расчетные значения максимальных и средних мощностей для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения графиков

t	α	$\cos(\alpha)$	P_t^{max} , МВт	P_{cp}^t , МВт
1	0,262	0,966	572	472
2	0,785	0,707	541	447
3	1,308	0,259	486	405
4	1,832	-0,258	424	355
5	2,355	-0,706	370	312
6	2,878	-0,966	338	288
7	3,402	-0,966	338	288
8	3,925	-0,709	369	312
9	4,448	-0,261	423	355
10	4,972	0,256	486	404
11	5,495	0,705	540	447
12	6,018	0,965	572	472

По данным таблицы 2.6 построим годовые графики нагрузки, которые представлены на рисунке 2.3.

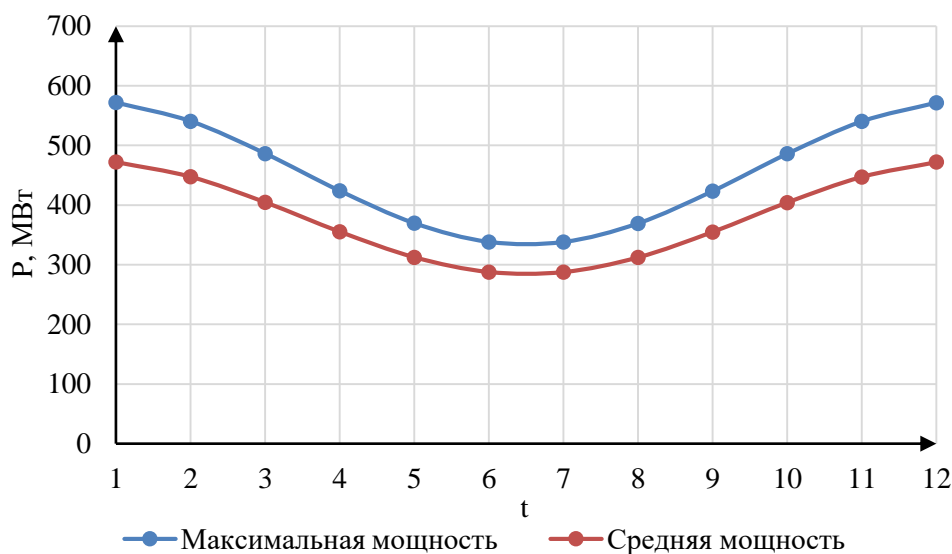


Рисунок 2.3 – Годовые графики нагрузки

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

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

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_M \cdot Q_{\text{пол}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.14)$$

где k_M – коэффициент мощности, учитывающий ускорение свободного падения $g = 9,81$ и КПД гидроагрегата η , $k_M = 8,4 \div 8,8$;

$Q_{\text{пол}}$ – полезный расход расчетного маловодного года, м³/с;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м. Определяется по формуле 2.15.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.15)$$

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

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летнему и зимнему полиномам 6 степени, используя полезные расходы м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,5$ м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_{\text{М}} \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.16)$$

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

При расчёте отметок нижнего $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{ВХК}}(t))$ бьефа используем значение расходов по требованиям ВХК.

Результаты расчета представлены в приложении Б, таблица Б.2, Б.3 и Б.4.

Определяем избыток бытовой мощности по формуле 2.17:

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 133 \text{ МВт}. \quad (2.17)$$

Распределим избыток на зимние месяцы таким образом, чтобы из полученных значений получилась прямая линия. Эта линия и есть линия гарантированной мощности. За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в данном случае это август.

Таблица 2.7 – Данные для построения баланса энергии

Месяцы	P(t ср), МВт	N _{быт} , МВт	N _{ВХК} , МВт	N _{сущ.ГЭС} , МВт
I	472	4,6	26,3	112
II	447	3,9	26,3	107
III	405	3,2	26,3	103
IV	355	4,0	26,5	84
V	312	200,7	26,5	79
VI	288	98,1	26,5	75
VII	288	69,7	26,5	75
VIII	312	23,3	26,5	79
IX	355	13,1	26,5	84
X	404	16,6	26,3	103
XI	447	7,4	26,3	107
XII	472	5,4	26,3	112

По данным таблицы 2.7 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.3.

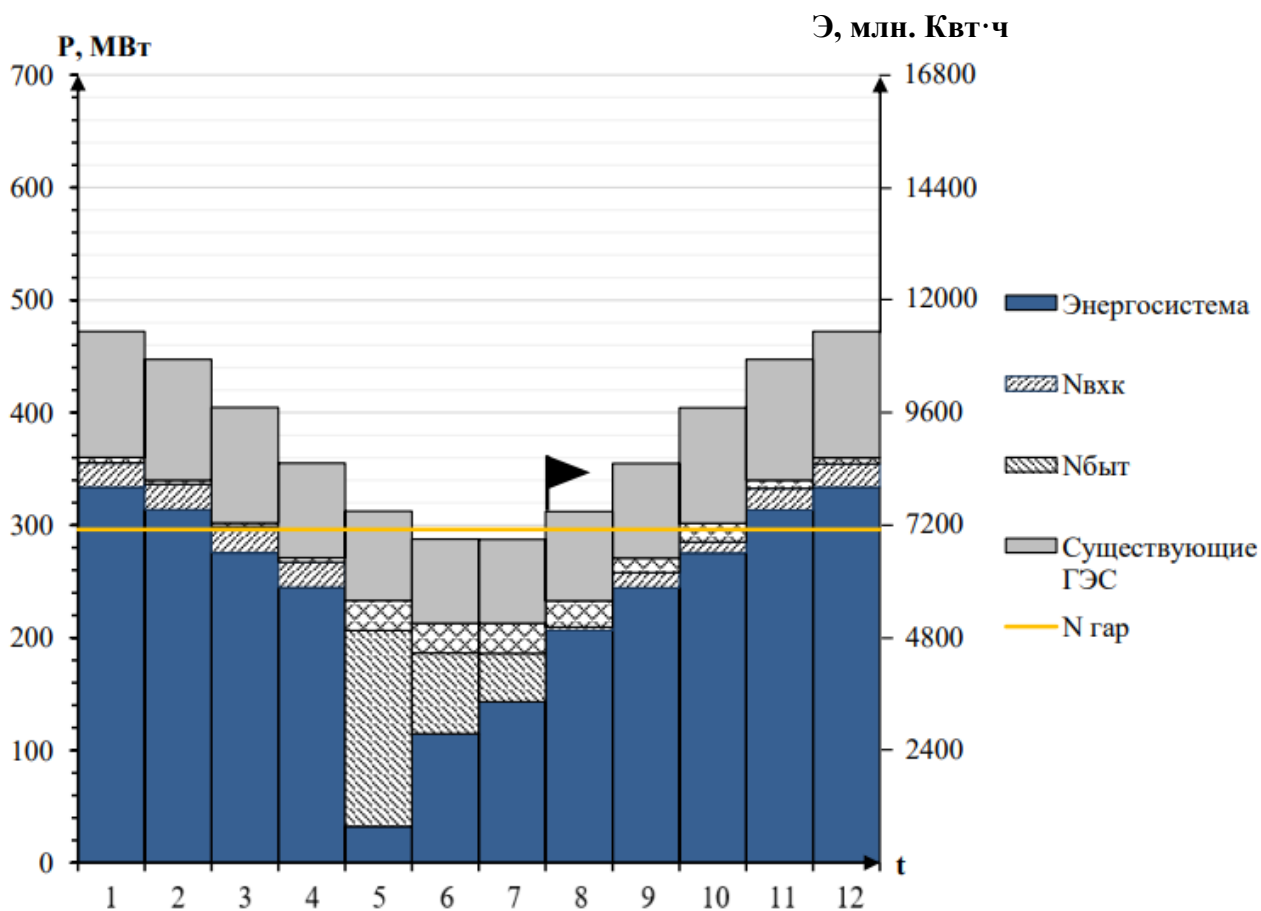


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по условию маловодного года

Основной задачей ВЭР является определение гарантированных мощностей, УМО, определение полезного объема водохранилища.

Прежде чем начать сбрасывать водохранилище стоит понять, к какому режиму регулирования оно относится.

Для этого рассчитаем коэффициент зарегулированности стока, по формуле 2.18.

$$\beta = \frac{V_{\text{полезное}}}{W_{\text{среднемноголетне}}} = \frac{1,7 - 0,61}{\frac{184 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60}{10^9}} = \frac{1,09}{5,8} = 0,19. \quad (2.18)$$

Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что водохранилище многолетнего регулирования. Расчеты будем проводить для годового, как частный случай многолетнего регулирования.

Расчет производится в табличной форме. Расчет по первому варианту гарантированной мощности представлен в приложении Б, таблица Б.5, а расчет

по второму варианту гарантированной мощности представлен в приложении Б, таблица Б.6.

При сработке водохранилища важно получить равенство объемов и равенство начальных и конечных отметок верхнего бьефа в 7 и 8 месяцах сработки водохранилища.

Холостые сбросы водохранилища принимаются равными 0, так как расчет проводится для маловодного года (90% обеспеченность), в котором холостые сбросы не требуются.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- уровень мёртвого объёма – УМО = 187,38 м;
- полезный объем – $V_{\text{полезн}} = 1,09 \text{ км}^3$.

2.7 Определение рабочих мощностей ГЭС

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

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

Расчет производим для зимних суток.

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

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

$$N_{\text{баз}}^{\text{сан.п.}} = k_N \cdot Q_{\text{с.п.}} \cdot H = 8,6 \cdot 40 \cdot \frac{31}{1000} \cdot 3,7 = 39 \text{ МВт.} \quad (2.20)$$

где $Q_{\text{с.п.}}$ – расход санитарного пропуска, равный 40 м³/с;

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз}}^{\text{сан.п.}} = N_{\text{баз}}^{\text{сан.п.}} \cdot 24 = 39 \cdot \frac{24}{1000} = 0,936 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.21)$$

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

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности по графику сработки водохранилища:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = N_{\text{гар}} \cdot \frac{24}{1000} = 64 \cdot \frac{24}{1000} = 1,543 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.22)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}'_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{баз}}^{\text{сан.п.}} = 1,543 - 0,936 = 0,607 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.23)$$

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

$N_{\text{пик}} = 81 \text{ МВт}$; $\mathcal{E}_{\text{пик}} = 0,607 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$; $N_{\text{баз}} = 39 \text{ МВт}$; $\mathcal{E}_{\text{баз}} = 0,936 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$. Тогда рабочая мощность проектируемой станции для декабря равна:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}} = 39 + 81 = 120 \text{ МВт.}$$

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

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС не должна превышать гарантированную мощность более чем в 2 раза.

Результаты расчета представлены в таблице 2.8, размещение треугольников на ИКН показано в приложении Б, рисунки Б.1 – Б.12, где красным помечена пиковая зона проектируемой ГЭС, зеленым – существующие ГЭС, а фиолетовым – базовая зона проектируемой ГЭС.

Таблица 2.8 – Данные для построения баланса энергии

Месяцы	$N_{\text{баз}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{баз}}$, млнКВт·ч	$N_{\text{гар}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{гар}}$, млнКВт·ч	$\mathcal{E}_{\text{пик}}$, млнКВт·ч	$N_{\text{пик}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$ сущ., МВт
1	39	0,94	64	1,54	0,61	81	120	157
2	10	0,24	44	1,06	0,82	93	103	143
3	9	0,22	18	0,44	0,23	46	55	151
4	9	0,22	18	0,43	0,21	41	50	126
5	10	0,24	21	0,50	0,26	40	50	104
6	12	0,29	24	0,59	0,30	42	54	95
7	13	0,31	26	0,61	0,30	42	55	95
8	13	0,31	26	0,62	0,31	45	58	101
9	13	0,31	26	0,62	0,31	47	60	112
10	13	0,31	25	0,61	0,30	50	63	136
11	12	0,29	44	1,06	0,77	91	103	142
12	41	0,98	64	1,55	0,56	79	120	157

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

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

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

При определении резервной мощности ГЭС необходимо учитывать следующее:

- Нагрузочный резерв системы необходим для поддержания частоты и напряжения в системе в допустимых пределах. Этот резерв для данной энергосистемы составляет 3% от зимнего максимума нагрузки. Размещается этот резерв на ГЭС.

- Аварийный резерв системы составляет 10% зимнего максимума нагрузки. Размещается аварийный резерв только на ТЭС.

- Ремонтный резерв. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т. е. когда на ГЭС имеется свободная мощность после окончания половодья, но до начала сработки водохранилища. Ремонтный резерв ГЭС осуществляться будет в сентябре. На ТЭС – в июне, июле. Расчеты мощностей приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Расчет мощностей существующих станций, резервов и ремонтов

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Р тах	Р авар	Р нагр	Н раб	Н нагр	Н рем	Н раб	Н нагр	Н рем	Н раб	Н нагр	Н рем	Н авар
1	572	57	17	157	10	0	120	7	0	295	0	0	57
2	541	54	16	143	9	0	103	7	0	295	0	0	54
3	486	49	15	151	11	0	55	4	0	280	0	0	49
4	424	42	13	126	9	0	50	4	0	248	0	0	42
5	370	37	11	78	7	0	50	4	0	242	0	0	37
6	338	34	10	95	6	0	54	4	0	189	0	25	34
7	338	34	10	95	6	0	55	4	0	188	0	25	34
8	369	37	11	101	7	0	58	4	0	210	0	0	37
9	423	42	13	112	8	26	60	5	20	251	0	0	42
10	486	49	15	136	10	0	63	5	0	287	0	0	49
11	540	54	16	144	9	0	102	7	0	294	0	0	54
12	572	57	17	158	10	0	119	7	0	295	0	0	57

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{нагр} = 120 + 7 = 127 \text{ МВт.} \quad (2.24)$$

По данным таблицы 2.9 строится баланс мощностей, который представлен на рисунке 2.4.

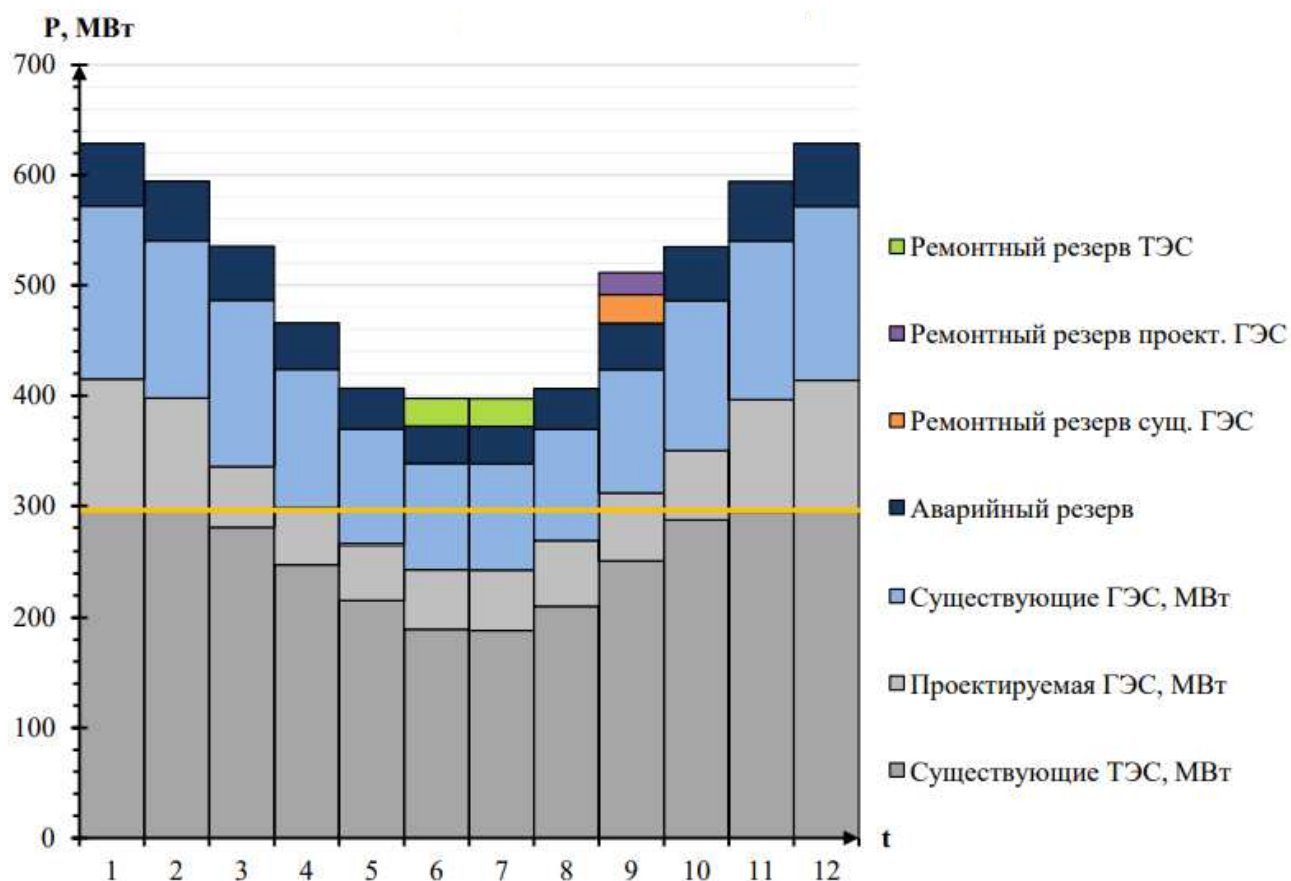


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетический расчёт в среднем по водности условиях проводят с целью получения среднесноголетней выработки энергии ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньших полученных при работе ГЭС в расчётных маловодных условиях.

С учетом этого условия, наполнение водохранилища следует закончить как можно раньше для увеличения напоров ГЭС и, как следствие, выработки электроэнергии.

Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС проводим аналогично расчётам, описанным в пункте 2.6, все расчёты сведём в приложение Б, таблица Б.7.

По данным расчёта посчитаем среднемноголетнюю выработку:

$$\Sigma \mathcal{E} = \sum_{i=1}^{12} N_i \cdot \frac{t_{\text{часов в мес.}}}{1000} = 411 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.25)$$

По данным расчетам построим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном годах, который представлен на рисунке 2.5.

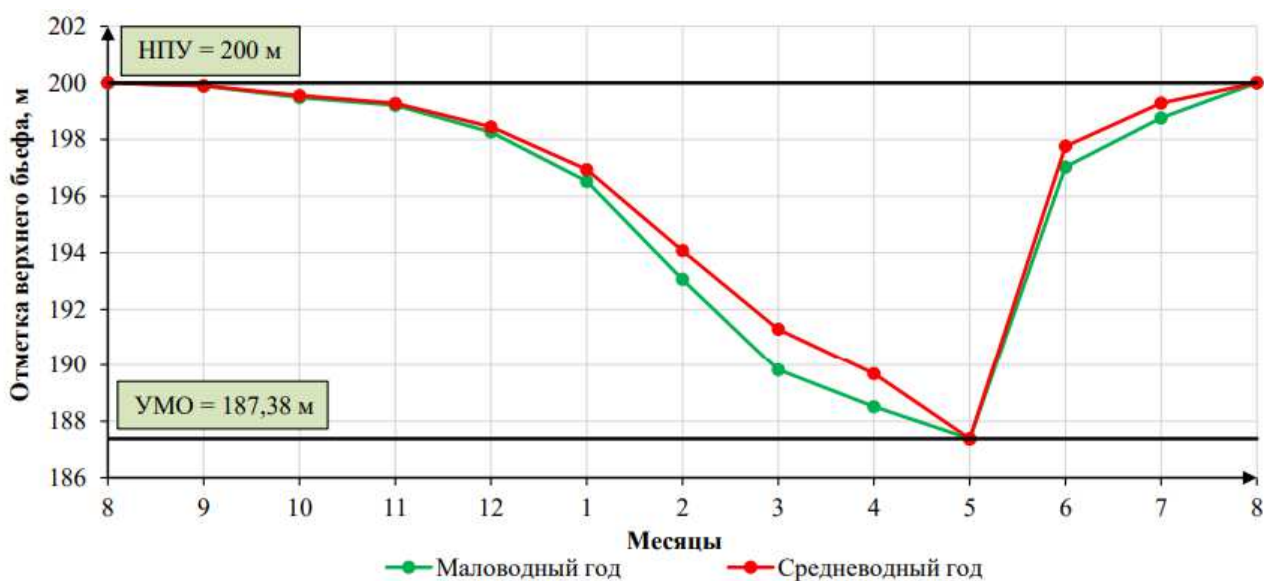


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном годах

2.10 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле, представленное на рисунке 2.6, с указанием линий ограничений для различных режимов. Также режимное поле незаменимо при выборе оборудования по ГУХ.

Методика составления режимного поля приведена в методическом пособии, результаты расчёта представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} (лето), м	Z _{нб} (зима), м	H НПУ, м	H УМО, м	H ^I ZВБ, м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0	160,00	160,00	39,70	27,08	34,49	35	422	29,10	507
40	160,77	160,95	38,93	26,13	33,54	34	434	29	506
80	161,44	161,74	38,26	25,34	32,75	33	447	28	497
120	162,02	162,40	37,68	24,68	32,09	32	461	27	488
160	162,52	162,95	37,18	24,13	31,54	31	476	26	479
200	162,95	163,41	36,75	23,67	31,08	30	492	25	470
240	163,32	163,80	36,38	23,28	30,69	29,10	507	24	460
280	163,65	164,12	36,05	22,96	30,37	-	-	23	451
320	163,93	164,40	35,77	22,68	30,09	-	-	22	441
360	164,18	164,64	35,52	22,44	29,85	-	-	-	-
400	164,40	164,86	35,30	22,22	29,63	-	-	-	-
440	164,60	165,05	35,10	22,03	29,44	-	-	-	-
480	164,78	165,23	34,92	21,85	29,26	-	-	-	-
520	164,94	165,39	34,76	21,69	29,10	-	-	-	-
560	165,09	165,55	34,61	21,53	28,95	-	-	-	-
600	165,23	165,69	34,47	21,39	28,80	-	-	-	-
640	165,36	165,84	34,34	21,24	28,65	-	-	-	-
680	165,48	165,98	34,22	21,10	28,51	-	-	-	-
720	165,61	166,11	34,09	20,97	28,38	-	-	-	-
760	165,72	166,25	33,98	20,83	28,24	-	-	-	-
800	165,84	166,38	33,86	20,70	28,11	-	-	-	-

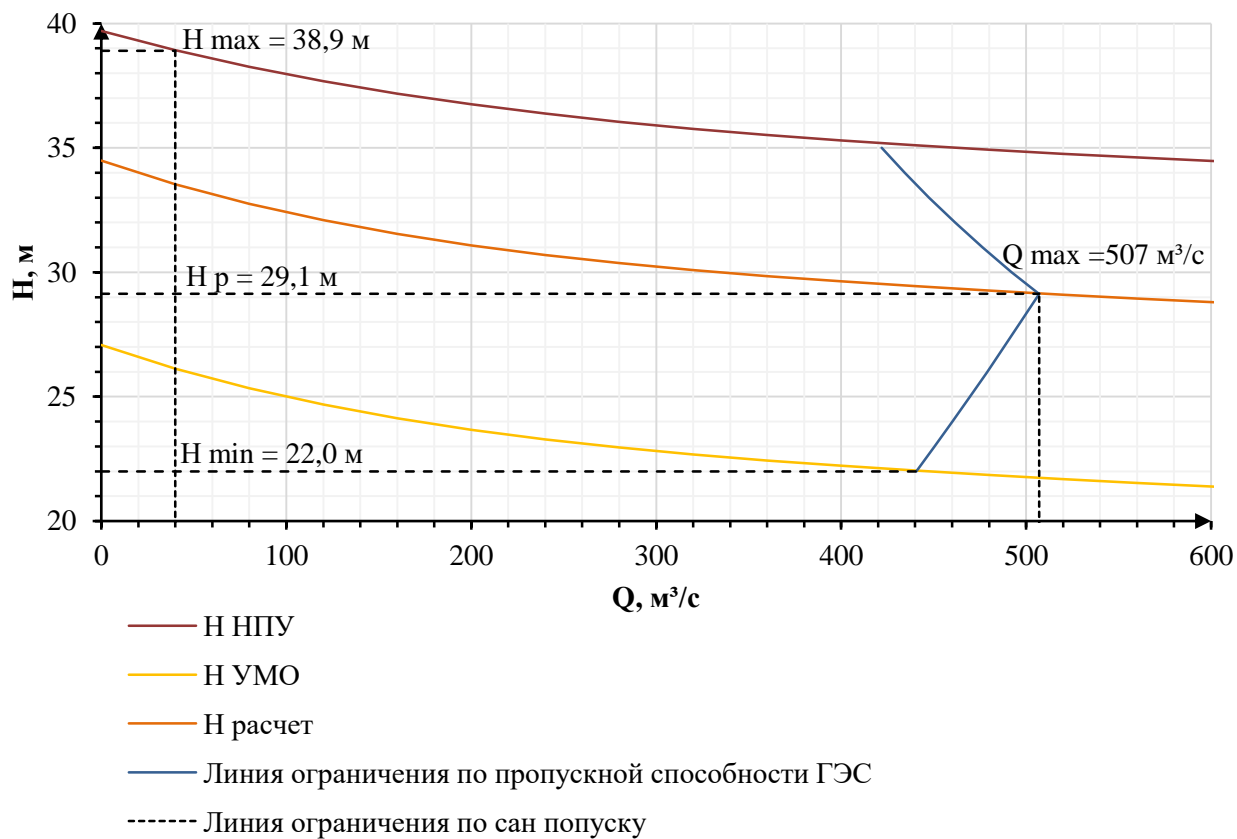


Рисунок 2.6 – Режимное поле

Из построенного режимного поля определяем: $H_{max} = 38,9$ м, $H_{расч} = 29,1$ м, $H_{min} = 22,0$ м.

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

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

Таблица 3.1 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	40	40
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50
$n'_{\text{опт}}, \text{ об/м}$	125	123
$Q_{\text{I опт}}, \text{ л/с}$	1020	1150
$\eta_{\text{м опт}}$	0,913	0,904
$Q'_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1800	1700
$\sigma(Q'_{\text{I max}})$	0,65	0,65
$D_{\text{Im}}, \text{ м}$	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	10	20

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 производились расчёты следующих параметров:

– КПД натурной турбины:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_{\text{р}}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_{\text{н}}}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

где $\eta_{\text{м}}$ – КПД модельной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ: $\varepsilon = 0,75$;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

$H_{\text{р}}$ – расчётный напор натурной турбины;

ν_n – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины. В данном случае принимают $\nu_n = 0,38 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

$\nu_{\text{мод}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины. Выбирается по таблице 3.2 с учетом температуры для модели ($t_{\text{мод}}$).

Таблица 3.2 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды

$t, ^\circ\text{C}$	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6, \text{м}^2/\text{с}$	1,79	1,51	1,30	1,14	1,01	0,90	0,81	0,74

– Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (3.2)$$

где $Q'_{\text{Iр}}$ – приведенный расход в расчётной точке;

η_t – КПД натурной турбины;

η_g – КПД генератора. Принимают $\eta_g = 0,97$.

– Количество агрегатов:

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность гидроузла в кВт;

$N_{\text{агр}}$ – мощность гидроагрегата в расчётной точке.

Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z'_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ($N'_{\text{агр}}$), с помощью формулы 3.4:

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

– Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_t}{\eta_m}, \quad (3.5)$$

где η_t – КПД натурной турбины;

η_m – КПД модельной турбины;

– Частота вращения турбины:

$$n' = \frac{n'_{\text{Iр}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где $n'_{\text{Iр}}$ – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

Δ_1 – поправка на КПД;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины.

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

– Приведенные частоты вращения:

$$n'_{I \max} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\min}}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{расч}}}}; \quad (3.8)$$

$$n'_{I \text{ mix}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\max}}}. \quad (3.9)$$

– Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_g = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_g}, \quad (3.10)$$

где $N'_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

η_g – КПД генератора.

– Произведение для построения линии ограничения по генератору:

$$Q'_{\max} \cdot \eta_g = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_g}, \quad (3.11)$$

где $N'_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{\max} – максимальный напор натурной турбины;

η_g – КПД генератора.

Левая часть уравнений 3.10 и 3.11, определена подбором положения точек на линиях $n'_{I \text{ расч}}$ и $n'_{I \text{ min}}$ соответственно.

Подбор параметров производят до выполнения равенства между левой и правой частью уравнений.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

Параметр	ПЛ40а-В			ПЛ40б-В		
D_1 , м	4	4,5	5,6	4	4,5	5,3
η_T , о.е	0,933	0,934	0,936	0,938	0,938	0,939
N_{agr} , кВт	38108	48275	74886	36713	46506	64587
Z'_{agr} , шт	3,33	2,63	1,7	3,46	2,73	1,97
Z_{agr} , шт	3	3	2	3	3	2
N'_{agr} , кВт	42333	42333	63500	42333	42333	63500
Δ_1	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05
n' , об/мин	173,49	154,29	124,08	170,06	151,23	128,48
$n'_{синх}$, об/мин	187,5	166,7	125	187,5	166,7	136,4
$n'_{I\max}$, об/мин	155	155	145	156	156	150
$n'_{I\text{расч}}$, об/мин	135	135	126	136	136	131
$n'_{I\min}$, об/мин	117	117	109	117	117	113
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,617	1,276	1,232	1,635	1,290	1,393
$Q'_{\max} \cdot \eta_T$	1,046	0,825	0,797	1,058	0,835	0,901

Данные турбины были отобраны по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Приемлемое число гидроагрегатов.

Из дальнейшего рассмотрения убраны ГТ: ПЛ40а-В с $D_1 = 4,0$ м, ПЛ40б-В с $D_1 = 4,0$ м и ПЛ40б-В с $D_1 = 4,5$ м, так как линии $Q'_p \cdot \eta_T$ или $Q'_{\max} \cdot \eta_T$ находятся вне главной универсальной характеристики, которые приведены в приложении В, рисунок В.2 – В.4.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы находится по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S, \quad (3.12)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания H_S определено наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, то есть требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- Работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре H_{max} и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при расчетном напоре $H_{расч}$ и номинальной мощности;

– Работа минимального числа при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.13)$$

где ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

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

$\Delta Z_{х.пл}$ – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин $\Delta Z_{х.пл} = 0$.

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H}, \quad (3.14)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;

Z_a – количество гидроагрегатов. Принято $Z_a = 1$;

H – соответствующий напор.

По полиному кривой связи НБ получают отметки уровней нижнего бьефа. В остальных случаях расчет производится аналогично. Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчетные параметры для определения H_s

ГТ	ПЛ40а-В		ПЛ40б-В
D_1 , м	4,5	5,6	5,3
$Q'_{(Hmax)}$, м ³ /с	0,91	0,88	1,00
$Q'_{(Hрасч)}$, м ³ /с	1,4	1,36	1,55
$Q'_{(Hmin)}$, м ³ /с	1,29	1,22	1,46
$Q_{(Hmax)}$, м ³ /с	118	177	180
$Q_{(Hрасч)}$, м ³ /с	158	237	241
$Q_{(Hmin)}$, м ³ /с	126	185	197
Z_{max}	162,00	162,71	162,74
$Z_{расч}$	162,49	163,30	163,33
Z_{min}	162,10	162,79	162,92
$H_{s max}$, м	-0,63	0,54	-0,63
$H_{s расч}$, м	-5,65	-4,78	-6,52
$H_{s min}$, м	-1,36	-0,70	-2,90

Также были рассчитаны отметки установки рабочих колес для каждой высоты отсасывания, которые можно увидеть в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Отметки установки рабочего колеса, в зависимости от высоты отсасывания

ГТ	ПЛ40а-В		ПЛ40б-В
D_1	4,5	5,6	5,3
$\nabla Z_{PK}(H_{max})$	161,37	163,25	162,11
$\nabla Z_{PK}(H_p)$	156,84	158,52	156,81
$\nabla Z_{PK}(H_{min})$	160,74	162,09	160,02

Таким образом, после проведённого анализа выбранных диаметров рабочих колёс, определен наиболее оптимальный вариант – турбина ПЛ40а-В-450. Данная турбина выбрана потому, что в отличие от других, на неё в дальнейшем можно подобрать существующий ГТ, она имеет наименьшие габаритные размеры, большую синхронную частоту, а как следствие меньше число полюсов, а также 3 гидроагрегата, что лучше в плане эксплуатации в сравнении с 2 гидроагрегатами. Данной турбине соответствует отметка установки рабочего колеса $\nabla Z_{PK} = 156,84$ м.

Рабочая зона гидротурбины ПЛ40а-В-450 приведена в приложении В, рисунок В.1.

3.3 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане. Форма сечения спиральной камеры – с плоским потолком и с углом $\gamma = 15^\circ$.

По чертежу проточной части модельной гидротурбины, который представлен в приложении В, рисунок В.5, были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{сп} = 210^\circ$.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{вх} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 4,5 = 8,05 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Определены: диаметр расположения входных кромок статора $D_{нар} = D_a = 7,00$ м и выходных кромок статора $D_{вн} = D_b = 6,10$ м.

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{7,00}{2} = 3,50 \text{ м,} \quad (3.16)$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{6,10}{2} = 3,05 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Высота статора:

$$b_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,80 + 0,0033 \cdot 4,5 = 1,81 \text{ м}, \quad (3.18)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата, определяемая по формуле 3.19.

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 4,5 = 1,80 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Допустимая средняя скорость воды во входном сечении определена по рисунку 3.1 и равна $v_{вх} = 4,55 \text{ м/с}$.

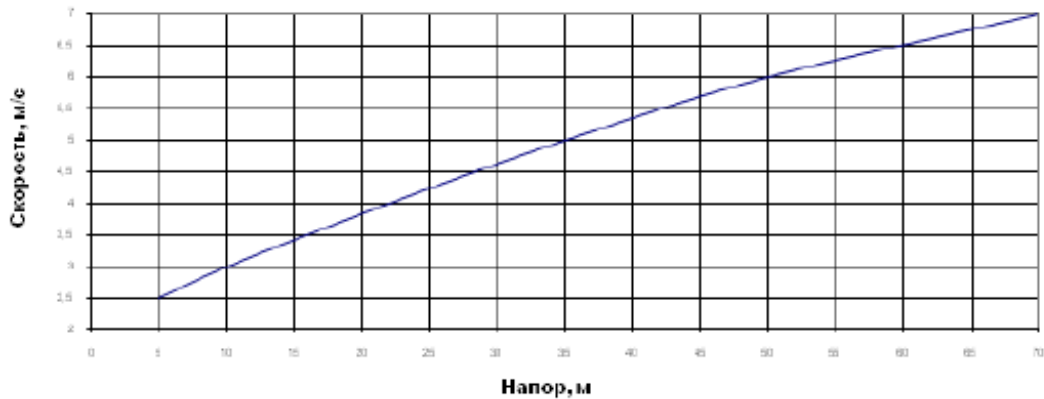


Рисунок 3.1 – Допустимые скорости во входном сечении для бетонных спиральных камер

Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T} = \frac{42333}{9,81 \cdot 29,1 \cdot 0,913} = 162 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{162 \cdot 210}{360} = 95 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{v_{вх}} = \frac{95}{4,55} = 20,82 \text{ м}^2. \quad (3.22)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{вх} = b_0(r_a - r_b) + (r_{вх} - r_a)b_{вх} - \frac{(b_{вх} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ, \quad (3.23)$$

где $b_{вх1} = -42,61 \text{ м}$;

$b_{вх2} = 4,63$.

Из 2 корней подходящий: $b_{вх2} = 4,63$.

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 8,05 - 3,5 = 4,55 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a = 8,05 - 3,50 = 4,55. \quad (3.25)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i = 0,62 \cdot 4,55 = 2,82. \quad (3.26)$$

$$k_2 = (b_{\text{вх}} - B_{\text{СТ}})/a_{\text{вх}} = (4,63 - 1,81)/4,55 = 0,62. \quad (3.27)$$

$$b_i = m_i + b_0 = 3,82 + 1,80 = 4,62. \quad (3.28)$$

Интеграл для любого сечения вычисляется по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \cdot \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctg } \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i. \quad (3.29)$$

$$J_i = 1,80 \cdot \ln \frac{3,5}{3,05} + 4,62 \cdot \ln \frac{8,05}{3,5} - 4,25 \cdot \text{ctg } 15 \cdot \ln \frac{4,25}{3,5} + 2,82 = 3,81.$$

Величина угла спирали и расхода для любого сечения соответственно равны:

$$\varphi_i = \frac{210}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i = \frac{210}{3,81} \cdot 3,81 = 210^\circ. \quad (3.30)$$

График зависимости φ_i от r_i представлен на рисунке 3.2.

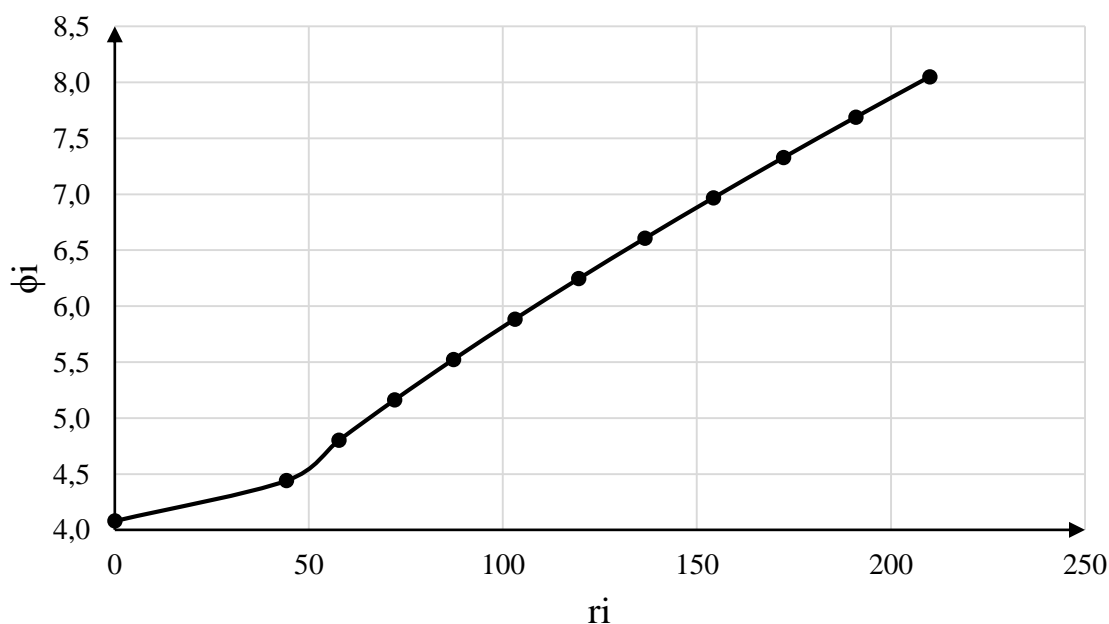


Рисунок 3.2 – График зависимости φ_i от r_i

Данные расчетов спиральной камеры представлены в приложении В, таблица В.1.

План спирали, представленный на рисунке 3.3, построен по таблице 3.6. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$.

Таблица 3.6 – Разбиение угла охвата спиральной камеры

$\varphi_{сп}$	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
r	4	4,2	4,4	4,6	4,9	5,2	5,5	5,9	6,2	6,6	6,9	7,2	7,5	7,8	8

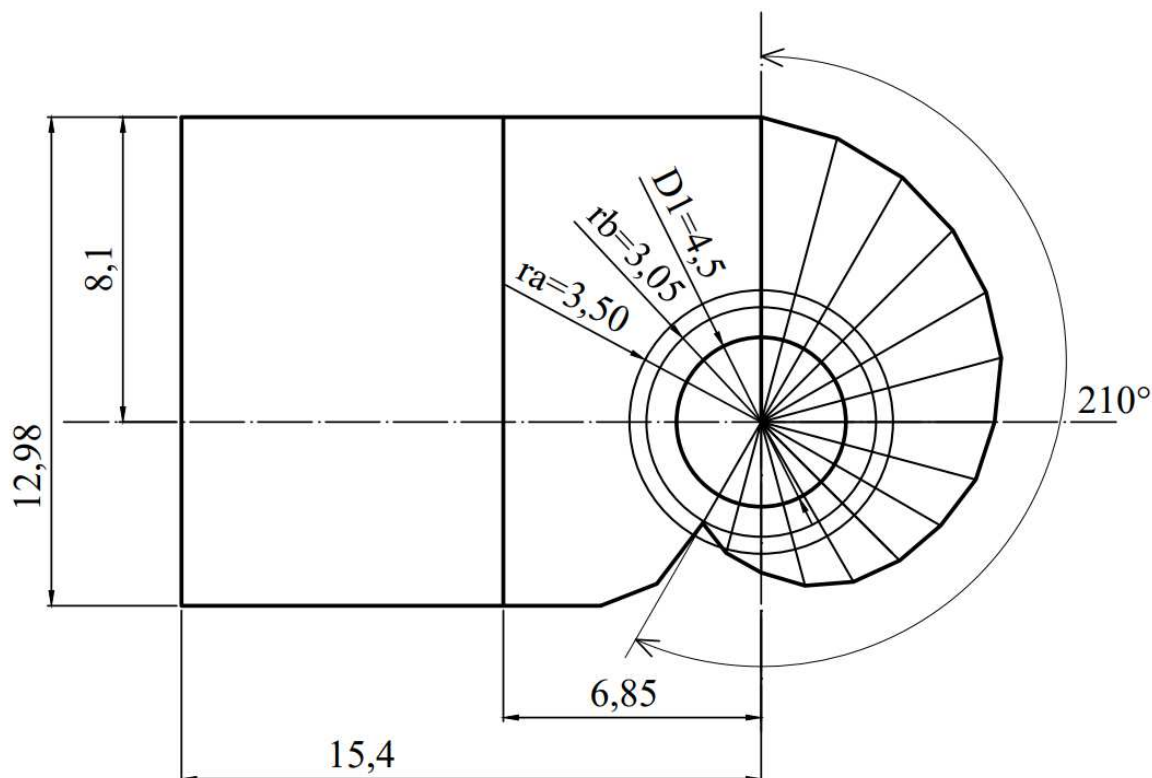


Рисунок 3.3 – План бетонной спиральной камеры

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения.

Так как допускается отличие мощности гидрогенератора от мощности гидротурбины на $\pm 10\%$, был выбран гидрогенератор СВ-733/130-36, данные которого приведены в таблице 3.7. Данный ГГ может выдавать $P_{ном} = 40$ МВт, следовательно, мощность станции:

$$N_{уст} = z'_a \cdot P_{ном} = 3 \cdot 40 = 120 \text{ МВт}, \quad (3.31)$$

где z'_a – количество гидроагрегатов станции;

$P_{ном}$ – номинальная мощность гидрогенератора.

Таблица 3.7 – Данные гидрогенератора

Тип	СВ-733/130-36
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	45,6
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	40
$\cos \varphi$	0,9
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	10,5
$n_{\text{НОМ}}$, об/мин	166,7
КПД, %	97,4
Масса общая, т	450
Диаметр статора, мм	8600
Высота, мм	9400
Исполнение	Подвесное

3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчет вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность произведен с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{2,47}{30} \right)^{0,33} = 0,751 \text{ м.} \quad (3.32)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 \div 35$ МПа. Принято $\tau_{\text{доп}} = 30$ МПа;

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент, определяемый по формуле 3.33.

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N'_{\text{агр}}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 42333}{166,7} = 2,47 \text{ МПа.} \quad (3.33)$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм), $D_B = 750$ мм.

3.5.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В КП применяется подшипник на водяной смазке.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{\text{агр}}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{42333}{166,7 \cdot 4,5} = 45,15 \text{ кН.} \quad (3.34)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки d_n принят 0,765 м (на 15-20 мм больше D_B).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n h_n} = \frac{45,15}{0,765 \cdot 0,3} = 197 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 29U = 387 \text{ кПа}. \quad (3.35)$$

где h_n – высота подшипника. Принято 300 мм при $D_B = 500 \div 800$ мм.

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_n}{30} = 3,14 \cdot 166,7 \cdot \frac{0,765}{30} = 13,35 \text{ м/сек}. \quad (3.37)$$

Далее произведем расчёт сегментного подшипника.

Предварительная высота подшипника $h_n = 300$ мм и число сегментов $Z_{сегм} = 8$.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)} = \frac{45,15}{1+2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 19 \text{ кН}. \quad (3.38)$$

$$\text{где } \alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.39)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм} \cdot h_n} = \frac{19}{0,27 \cdot 0,3} = 231 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 50 \cdot U = 668 \text{ кПа}, \quad (3.40)$$

где $l_{сегм}$ – длина сегмента в окружном направлении, определяемая по формуле 3.41.

$$l_{сегм} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_n}{Z_{сегм}} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,765}{8} = 0,27 \text{ м}, \quad (3.41)$$

Для проекта принят сегментный подшипник, зарекомендовавший себя на практике как более надежный.

3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

По монограмме подобран следующий тип маслонапорной установки для $H_{max} = 38,9$ и $D_1 = 4,5$ м: МНУ 63/1-40-8-2.

Характеристики:

- МНУ – маслонапорная установка;
- 63 – объём гидроаккумулятора;
- 1 – количество сосудов;

- 40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;
- 8 – вместительность сливного бака в м³;
- 2 – количество насосов.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Для поворотно-лопастной турбины выбран электрогидравлический регулятор с комбинатором: ЭГРК-2И1-100-4.

Характеристики:

- ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;
- 2И1 – на интегральных микросхемах;
- 100 – диаметр главного золотника;
- 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС

При проектировании электрической станции, одним из главных этапов является выбор главной схемы электрических соединений. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость (т.е. приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

Для проектируемой ГЭС будут рассмотрены 2 структурных схемы электрических соединений: с одиночным и укрупненным блоками. Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учётом обеспечения ее надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронного генератора

Выбор гидрогенераторов (ГГ) осуществляется по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины

Был выбран гидрогенератор СВ-733/130-36, данные которого представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные ГГ СВ-733/130-36

Номинальная мощность		$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi$	X'_d	X''_d	X_d
S, МВА	P, МВт	кВ	о.е.	%	%	%
45,6	40	10,5	0,9	37	33	115

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора, то есть нагрузки собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{40 - 1,2}{0,9} = 43,1 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

По каталогу выбирается силовой трансформатор ТДН-63000/220-У1, исходные данные которого представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТДН-63000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U, \text{ кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$
	$U_{\text{вн}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{ кВ}$				
63	230	10,5	11,5	0,4	62	260

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок $T_{\max} = 4000$ и время максимальных потерь τ .

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов в год, 1/год;

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока, час.;

ω – параметр потока отказов трансформатора блока (0,025 и 0,05 для одиночного и укрупненного блоков соответственно);

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,062 \cdot 8729 = 541,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{п}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,26}{1} \cdot \left(\frac{43,1}{63}\right)^2 \cdot 2405 = 292,66 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = \gamma_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \gamma_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,88 \cdot 10^{-2} \cdot 541,2 + 1,33 \cdot 10^{-2} \cdot 292,66 = 8,66 \text{ тыс. руб.} \quad (4.6)$$

где γ_1 – поправочный коэффициент, согласно ЕЭС России, равный $0,88 \cdot 10^{-2}$ тыс.руб./ (МВт · ч);

$\gamma_2 = 1,33 \cdot 10^{-2}$ тыс.руб./ (МВт · час).

Для 3 блоков величина издержек:

$$И_1 = И \cdot 3 = 8,66 \cdot 3 = 25,98 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.7)$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора, то есть нагрузки собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = 2 \cdot \frac{40 - 1,2}{0,9} = 86,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

По каталогу выбирается силовой трансформатор ТРДЦ-125000/220-У1, исходные данные для которого представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные трансформатора

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$				
125	242	10,5	11	0,55	90	380

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч}. \quad (4.9)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,09 \cdot 8727 = 1570,86 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.10)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{2} \cdot \left(\frac{86,2}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 217,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = \gamma_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \gamma_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,88 \cdot 10^{-2} \cdot 1570,86 + 1,33 \cdot 10^{-2} \cdot 217,3 = 16,7 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.12)$$

Издержки для всей станции (1 одиночный и 1 укрупненный блок):

$$И_2 = 16,7 + 8,66 = 25,36 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.13)$$

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{1,2}{0,9} = 1,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.14)$$

По каталогу ТРО, выбираем трансформатор ТС-2500/10,5, исходные данные которого представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Исходные данные трансформатора собственных нужд

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$				
2,5	10,5	6,3	2,5	70	235	24,3

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) = 3 \cdot \left(\frac{40 - 1,2}{0,9} \right) = 129,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.15)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ, $P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}$.
Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_{\text{с}} = 0,9$.

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}}) / \cos \varphi_{\text{с}}} + 1 = \frac{129,3}{(1,2 \cdot 135) / 0,9} + 1 = 1,72 = 2, \quad (4.16)$$

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

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

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{129,3 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 170 \text{ А}. \quad (4.17)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 170 = 179 \text{ А}, \quad (4.18)$$

где $\alpha_{\text{и}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\text{т}} = 1,00$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Выбираем провод АС-240/48. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Проверка по нагреву провода:

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{129,3}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 339 \text{ А}. \quad (4.19)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$, следовательно, выбранный провод АС-240/48 удовлетворяет условию нагрева. Характеристики провода приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Данные провода АС-240/48

Число проводов в фазе	R_0	X_0	B_0
шт.	Ом/км	Ом/км	10^{-6} См/км
1	0,118	0,435	2,604

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения.

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{ТСН} + t \cdot K_{КРУЭ} = 6 \cdot 300 + 6 \cdot 10 + 9 \cdot 10 = 1950 \text{ млн. руб.}, \quad (4.20)$$

где K_T – стоимость силового трансформатора (105,3 млн. руб. – по схеме с одиночным блоком; 180,6 млн. руб. – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{ТСН}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (7,4 млн руб);

$K_{КРУЭ}$ – стоимость КРУЭ (103,2 млн руб);

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 105,3 + 3 \cdot 7,4 + 5 \cdot 103,2 = 854,1 \text{ млн. руб.} \quad (4.21)$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 105,3 + 180,6 + 3 \cdot 7,4 + 4 \cdot 103,2 = 720,9 \text{ млн. руб.} \quad (4.22)$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.23)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент;

K_i – капитальные затраты;

I_i – издержки.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = E_n \cdot K_i + I_i = 0,15 \cdot 0,85 + 25,98 \cdot 10^{-6} \approx 0,128 \text{ млрд. руб.} \quad (4.24)$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = E_H \cdot K_i + I_i = 0,15 \cdot 0,72 + 25,36 \cdot 10^{-6} \approx 0,108 \text{ млрд. руб.} \quad (4.25)$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{0,128 - 0,108}{0,128} \cdot 100\% = 15,63\%, \quad (4.26)$$

Разница между затратами на установку одиночного и укрупненного блоков составляет 200 млн. руб. Но, несмотря на большую дороговизну применения схемы с одиночными блоками по сравнению с укрупненным, к эксплуатации будет принята схема с одиночными блоками, так как она обеспечивает более надежную работу станции, выдачу мощности, а разность в затратах относительно проектирования таких масштабов не так велика и оправдана надежностью.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ-220 кВ:

- 3 одиночных блока;
- 2 ВЛЭП.

Итоговое число присоединений равно 5. При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими системами сборных шин, которая представлена на рисунке 4.1

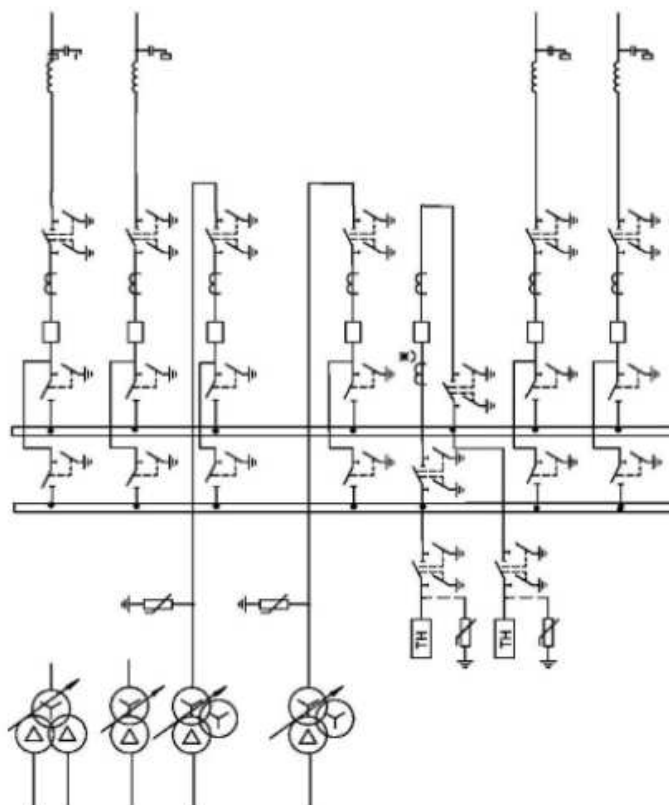


Рисунок 4.1 – Схема распределительного устройства ВН

4.6 Расчёт токов трёхфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме с помощью ПК RastrWin

4.6.1 Расчет исходных данных

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.

Сопротивления синхронного генератора:

$$x_{\Gamma} = x_{\text{d}}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,33 \cdot \frac{10,5^2}{45,6} = 0,798 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где x_{d}'' – сверхпереходное сопротивление генератора;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\text{а,г}}} = \frac{0,798}{314 \cdot 0,045} = 0,057 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;

$T_{\text{а,г}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{кз\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 96,56 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где $u_{\text{кз\%}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,26 \cdot \frac{230^2}{63^2} = 3,47 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность трансформатора;

$\Delta P_{\text{к}}$ – потери КЗ в трансформаторе.

Сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$x_{\text{ВЛ}} = x_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 100 = 43,5 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

где $x_{\text{о,уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;

l – длина ВЛ;

n – число параллельных линий.

$$r_{\text{ВЛ}} = r_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,118 \cdot 100 = 11,8 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

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

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{б1}^2}{S_{к.з}} = \frac{230^2}{250} = 211,60 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

где $U_{б1}$ – базисное напряжение системы;

$S_{к.з}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{211,60}{0,035 \cdot 314} = 19,25 \text{ Ом}; \quad (4.34)$$

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

ЭДС генераторов:

$$E_r = E''_* \cdot U_{б2} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.35)$$

где $U_{б2}$ – базисное напряжение генератора;

E''_* – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.

ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{б1} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.36)$$

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

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = \frac{10,5}{230} = 0,046. \quad (4.37)$$

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в ПК RastrWin

На рисунке 4.2 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		11
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор 3		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Трансформатор 1		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Трансформатор 2		11
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Трансформатор 3		11
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ		230
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		230

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Генератор 1 - Трансфор...		
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Генератор 2 - Трансфор...		
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Генератор 3 - Трансфор...		
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Трансформатор 1 - КРУЭ	3,47	96,56
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Трансформатор 2 - КРУЭ	3,47	96,56
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Трансформатор 3 - КРУЭ	3,47	96,56
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	11,80	43,50
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	11,80	43,50

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,057	0,798	0,057	0,798	0,057	0,798	11,870
2			2	Генератор 2	2	0,057	0,798	0,057	0,798	0,057	0,798	11,870
3			3	Генератор 3	3	0,057	0,798	0,057	0,798	0,057	0,798	11,870
4			4	Система	8	19,250	211,600	19,250	211,600	19,250	211,600	230,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.5, 4.6, 4.7 и сведены в таблицу 4.5.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1					8,6219	-85,92

Рисунок 4.5 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на выводах генераторов

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	7					5,1522	-87,48

Рисунок 4.6 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	1ф	7					2,5656	-87,47

Рисунок 4.7 – Результат расчёта однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

Таблица 4.5 – Результаты расчетов токов КЗ

КЗ	Тип ТКЗ	$I_{п.о}, \text{кА}$	$K_{уд}$	i_y
1ф	КРУЭ 220 кВ	7,7	1,72	18,73
3ф	КРУЭ 220 кВ	5,15	1,72	12,53
3ф	Вывода генераторов 10,5 кВ	8,62	1,94	23,65

$I_{\text{КРУЭ}}^{(1)} = 18,73 \text{ кА} > I_{\text{КРУЭ}}^{(3)} = 12,53 \text{ кА}$, следовательно, величина тока однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.6.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

При выборе электрических аппаратов необходимо обеспечить выполнение нескольких требований:

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

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

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 \cdot \frac{P_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot U_{\text{н,г}}} = 1,05 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 10,5} = 2,56 \text{ кА}. \quad (4.38)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}} = \frac{45,6}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,115 \text{ кА}. \quad (4.39)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{129,3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,17 \text{ кА}. \quad (4.40)$$

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

$$I_{\text{ру.лэп}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = I_{\text{ру.лэп}} = \frac{129,3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,339 \text{ кА}. \quad (4.41)$$

4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

4.7.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети ном}}; \quad (4.42)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,мах}}; \quad (4.43)$$

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}}. \quad (4.44)$$

Выбираем элегазовый выключатель ВГГ-15-50/6300, производитель ОАО ВО «Электроаппарат» и разъединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15-50/6300	Разъединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб,мах}} = 2560 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 8,62 \text{ кА}$	$I_{\text{СКВ кЗ}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 100 \text{ кА}$
$i_y = 23,65 \text{ кА}$	$i_{\text{пик СКВ}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 8,62^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 5,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 3000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.7.2 Выбор синхронизаторов и анализаторов

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

температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C).

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.

Характеристики выбранного оборудования приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Счётчик	СЭТ-4ТМ.03М	RS485	0,5	8
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.7.3 Выбор трансформатора тока

Выбран трансформатор тока ТОЛ-10-М-2, проверка и паспортные данные которого приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Паспортные данные трансформатора тока ТОЛ-10-М-2

Параметр	Расчётные данные	Каталожные данные	
		Параметр	ТОЛ-10-М-2
$U_{\text{сети ном}}, \text{кВ}$	10,5	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10,5
$I_{\text{раб, max}}, \text{А}$	2560	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	4000
$I_{\text{но}}, \text{кА}$	8,62	$I_{\text{Т}}, \text{кА}$	61
$Z, \text{Ом}$	0,6	$Z_{\text{ном}}, \text{Ом}$	1,2
$V_{\text{к, расч}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	5,94	$V_{\text{к}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$61^2 \cdot 3 = 11163$

4.7.4 Выбор трансформатора напряжения

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10, проверка и паспортные данные которого приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Паспортные данные трансформатора напряжения ЗНОЛ-10

Параметр	Расчётные данные	Каталожные данные	
		Параметр	ЗНОЛ-10
$U_{\text{сети ном}}, \text{кВ}$	10,5	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10,5
$S_2, \text{В} \cdot \text{А}$	26	$S_{2\text{ном}}, \text{В} \cdot \text{А}$	75

4.8 Выбор КРУЭ

По имеющимся данным для КРУЭ 220 кВ принимаются ячейки ELK-14 фирмы АВВ.

КРУЭ серии ELK-14 включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещённые в заземлённом металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надёжность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Каталожные данные ячейки КРУЭ 220кВ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Паспортные данные ячейки ELK-14

Расчётные данные	Каталожные данные
	ELK-14
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 253 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб, макс}} = 115 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 7,7 \text{ кА}$	$I_{\text{СКВ кЗ}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 18,73 \text{ кА}$	$i_{\text{ПНК СКВ}} = 135 \text{ кА}$
$W_{\text{к, расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 7,7^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 4,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к, ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Технические характеристики трансформатора тока и напряжения представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Технические характеристики трансформатора тока и напряжения

Функция	Класс точности вторичных обмоток	
	Трансформаторов тока	Трансформаторов напряжения
Для учета	0,25s	0,2s
Для измерений	0,5s	0,5s
Для защиты	10p	3p

Все КРУЭ фирмы АВВ соответствуют или превосходят последние международные стандарты (IEC/ANSI) и прошли типовые испытания в независимых лабораториях. Устройства ELK-14 полностью собираются и испытываются на предприятии с применением стандартизованных, автоматизированных и надежных процессов. Компактные размеры оборудования позволяют поставлять полностью собранные ячейки в стандартных контейнерах. Предварительно испытанные, смонтированные и заполненные элегазом ячейки значительно сокращают объем монтажных работ. Ячейки соединяются с помощью стандартных инструментов, а операции с газом сведены к минимуму.

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-733/130-36:

- 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 ротора от замыканий на землю;
- Защита от перегрузки обмотки ротора;
- Защита от длительной форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Контроль исправности цепей напряжения КИН;
- Контроль наличия тока генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДН-63000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ – 220);
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- 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 выпрямительном трансформаторе ТСЗПУ-2000/10-ГТ-У3:

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

На линиях электропередачи 220 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 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.2 Расчёт номинальных токов

Схема блока представлена на рисунке 5.1.

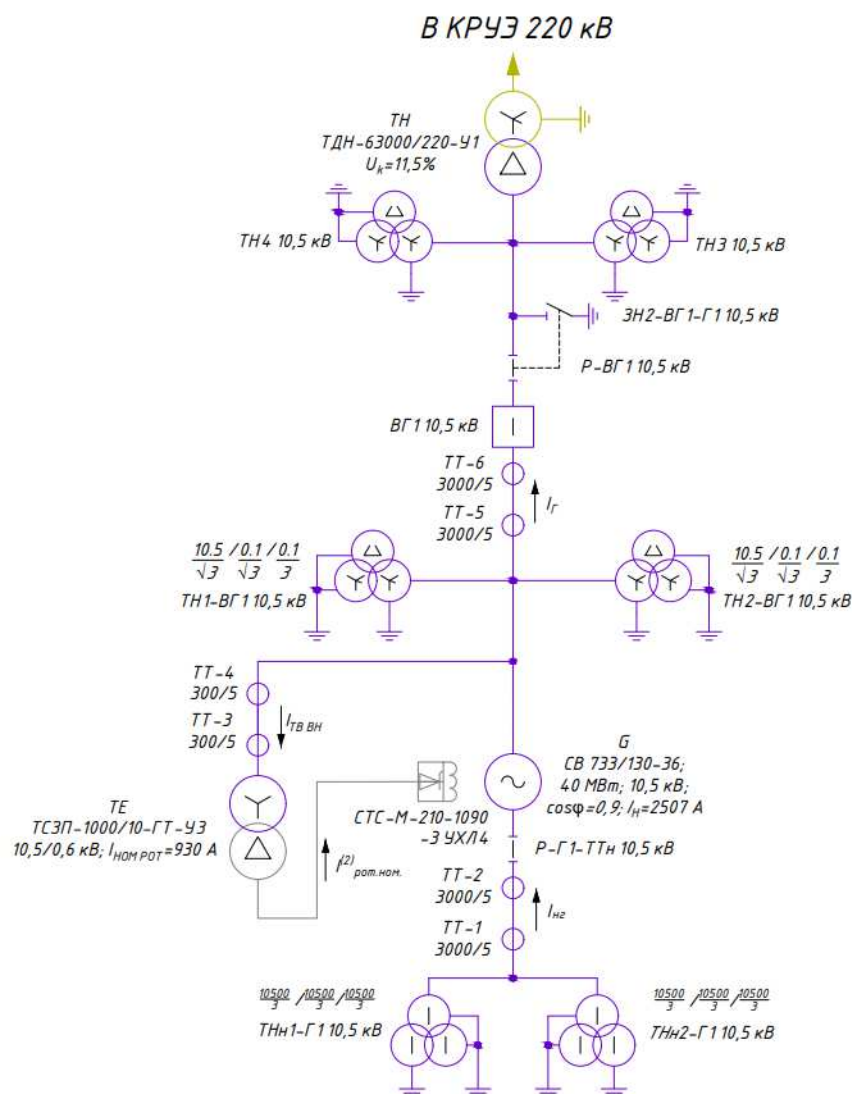


Рисунок 5.1 – Схема генератора с системой возбуждения и выбранными трансформаторами тока и напряжения

Для дальнейшего расчёта необходимо определить базовые номинальные токи защит генератора.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = I_{\Gamma}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{45600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2507 \text{ А.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = I_{\Gamma}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{2507 \cdot 1}{3000/5} = 4,18 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Расчёт номинальных токов (основных):

$$I_{\text{ВН РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{СХ пр.}} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{930 \cdot 0,475 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10,5 \cdot 200/5} = 0,86 \text{ А,} \quad (5.3)$$

где $I_{\text{НОМ РОТ}}$ – номинальный ток ротора, А;

$U_{\text{ВН}}, U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение высокой и низкой стороны, В;

$K_{\text{СХ пр.}}, K_{\text{СХ}}$ – коэффициенты схемы;

$K_{\text{ТТ ВН}}$ – коэффициент передачи трансформаторов тока со стороны высокого и низкого напряжения.

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{НН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464. \quad (5.5)$$

$$I_{\text{НН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НН}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{3464}{3000/5} = 5,77 \text{ А.} \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{Т.НОМ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{46,13}{200/5} = 1,15 \text{ А.} \quad (5.7)$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{баз. ВН ТЕ р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ р}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}} = \frac{930 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 0,86 \text{ А,} \quad (5.8)$$

где $k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы преобразования выпрямленного тока в переменный;

$I_{\text{НОМ р}}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 930 А;

$k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{тп}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,475.

5.3 Выбор типа и параметров системы возбуждения и параметров выпрямительного трансформатора возбуждения

Основываясь на паспортных данных гидрогенератора, указанных выше, и дополнительных условиях произведём выбор типа системы возбуждения, то есть это:

- Номинальное напряжение ротора $U_{\text{ном,рот}}, \text{В}$;
- Номинальный ток ротора $I_{\text{ном,рот}}, \text{А}$;
- Учтем, что в данном случае принята система самовозбуждения, так как мощность генератора меньше 100 МВА;
- Также для выбора необходимо выяснить длительно допустимый режим работы ротора (ток, который длительно может протекать по ротору).

$$I_{\text{длит.доп.}} = 1,1 \cdot I_{\text{ном.рот}} = 1,1 \cdot 930 = 1023 \text{ А.} \quad (5.9)$$

В таблице 5.1 приведены тип и параметры выбранной системы возбуждения.

Таблица 5.1 – Параметры системы возбуждения СТС-М-210-1090-3 УХЛ4

Тип системы возбуждения	Ток (длительный) $I_{\text{длит.}}, \text{А}$	Ток, А (форсированный) $I_{\text{форс.}}, \text{А}$	Напряжение, В (длительное) $U_{\text{длит.}}, \text{В}$	Напряжение, В (форсированное) $U_{\text{форс.}}, \text{В}$
СТС-М-210-1090-3 УХЛ4	1090	1880	210	465

Далее по данным системы возбуждения необходимо выбрать выпрямительный трансформатор системы возбуждения.

Из каталога производится выбор выпрямительного трансформатора с номинальным напряжением вентильной обмотки большим или равным напряжению форсировки СТС, и с током преобразователя большим или равным току длительного режима СТС.

Принят трансформатор возбуждения мощностью $S_{\text{возб}} = 839 \text{ кВА}$. Параметры выпрямительного трансформатора системы возбуждения приведены ниже таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Паспортные данные трансформатора системы возбуждения ТСЗП-1000/10-ГТ-У3

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток, В, кВ			Ток преобразователя, А	Вид и диапазон регулирования напряжения	Схема и группа соединения обмоток
		сетевой, кВ	вентильной, В	преобразователя, В			
–	$S_{\text{возб}}$, кВА	$U_{\text{сет}}$, кВ	$U_{\text{вент}}$, В	$U_{\text{преобр}}$, В	$I_{\text{преобр}}$, А	–	–
ТСЗП – 1000 /10 – ГТ – У3	839	10,50	475	600	1250	ПВВ ± 2 · 2,5%	У/Д – 11

Далее производится проверка выпрямительного трансформатора ТЕ на перегрузочную способность в режиме форсировки.

Определяется кратность перегрузки выпрямительного трансформатора ТЕ при протекании через него тока форсировки (5.11), а также перед этим определяется дополнительно ток $I_{\text{нте}}$ (5.10):

$$I_{\text{нте}} = I_{\text{преобр}} \cdot K_{\text{сх}} = \frac{S_{\text{возб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вент}}} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 0,475} = 1020 \text{ А.} \quad (5.10)$$

Тогда:

$$K_{\text{пер}} = \frac{I_{\text{ф}} \cdot K_{\text{сх}}}{I_{\text{нте}}} = \frac{1880 \cdot 0,816}{1020} = 1,5. \quad (5.11)$$

В ГОСТ на трансформатор ТСЗП необходимо найти допустимую перегрузочную способность.

Ниже приведена таблица 5.3 для определения перегрузочной способности сухих трансформаторов.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность трансформаторов

Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин.	60	45	32	18	5

Исходя из таблицы выше, длительно допустимая перегрузка выпрямительного трансформатора системы возбуждения составит 18 мин.

Далее необходимо сравнить допустимый режим работы гидрогенератора и выпрямительного трансформатора. Для последующего сравнения в ГОСТ необходимо найти допустимую перегрузочную способность на генераторы. Ниже приведена таблица 5.4 для определения допустимой кратности перегрузки турбогенераторов по току ротора (перегрузочной способности), –

вследствие отсутствия принципиальной разницы применяем данные значения и для гидрогенераторов.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность по току турбогенераторов

Продолжительность перегрузки, мин., не более	Турбогенераторы	
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно, ТВФ-120-2)
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2,0	-
0,33	-	2,0

Исходя из приведённых данных, можно сделать следующий вывод: длительно допустимая кратность перегрузки выпрямительного трансформатора системы возбуждения (18 минут) значительно превышает длительно допустимую кратность перегрузки гидрогенератора (примерно 1 минута). Следовательно, подобранный выпрямительный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

5.4 Защиты выпрямительного трансформатора

5.4.1 Максимальная токовая защита (МТЗ) в цепи выпрямительного трансформатора

Рассчитаем токи КЗ в точке K_1 .

Ток трёхфазного КЗ в точке K_1 :

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{E'' \cdot I_{\text{ном.стат}}}{x_d''} = \frac{1,08 \cdot 2507}{0,33} = 8205 \text{ А.} \quad (5.12)$$

Ток двухфазного КЗ в точке K_1 :

$$I_{K_1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8205 = 7106 \text{ А.} \quad (5.13)$$

Рассчитаем токи КЗ в точке K_2 .

Номинальный ток трансформатора системы возбуждения:

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\text{возб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 46,13 \text{ А.} \quad (5.14)$$

Ток трёхфазного КЗ в точке K_2 :

$$I_{K_2}^{(3)} = \frac{100 \cdot I_{\text{т.ном}}}{U_{\text{КЗ}}} = \frac{100 \cdot 46,13}{5,50} = 838,8 \text{ А.} \quad (5.15)$$

Ток двухфазного КЗ в точке K_2 :

$$I_{K_2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 838,8 = 726,41 \text{ А.} \quad (5.16)$$

Выполним расчёт тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{K_H \cdot K_{\text{форс}} \cdot I_{\text{ном.рот}} \cdot K_{\text{сх}} \cdot K_{\text{сх ТТ}}}{K_{\text{возв}} \cdot n_{\text{Т.Т.}} \cdot n_{\text{Т.е.}}}, \quad (5.17)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надёжности;

$K_{\text{форс}} = 2,1$ – коэффициент форсировки;

$I_{\text{ном.рот}} = 930$ – номинальный ток ротора, А;

$K_{\text{сх}} = 0,816$ – коэффициент схемы преобразования выпрямленного тока в переменный;

$K_{\text{сх ТТ}} = 1$ – коэффициент схемы соединения обмоток ТТ;

$K_{\text{возв}} = 0,8$ – коэффициент возврата;

$n_{\text{Т.Т.}} = 40$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$n_{\text{Т.е.}} = 22,1$ – коэффициент трансформации выпрямительного трансформатора системы возбуждения.

$$I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2,1 \cdot 930 \cdot 0,816 \cdot 1}{0,8 \cdot 40 \cdot 22,1} = 2,7 \text{ А.}$$

Рассчитаем номинальный ток цепи ротора на стороне ВН выпрямительного трансформатора (2.18):

$$I_{\text{ном.ТЕ (2)}} = \frac{I_{\text{Т.ном}}}{n_{\text{Т.Т.}}} = \frac{46,13}{40} = 1,15 \text{ А.} \quad (5.18)$$

Ток срабатывания МТЗ в относительных единицах (2.19):

$$I_{\text{ср.МТЗ (о.е.)}} = \frac{I_{\text{ср.МТЗ}}}{I_{\text{ном.ТЕ (2)}}} = \frac{2,7}{1,15} = 2,35 \text{ о. е.} \quad (5.19)$$

Произведём расчёт коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K_2}^{(2)}}{I_{\text{ср.МТЗ}} \cdot n_{\text{Т.Т.}}} = \frac{726,41}{2,7 \cdot 40} = 6,73 \quad (5.20)$$

Вывод: $K_{\text{ч}} = 6,73 \geq 1,5$ – коэффициент чувствительности МТЗ выпрямительного трансформатора удовлетворяет требованиям ПУЭ.

5.4.2 Токовая отсечка (ТО) в цепи выпрямительного трансформатора

Выполним расчет тока срабатывания ТО:

$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{K_H \cdot I_{K_2}^{(3)} \cdot K_{\text{сх ТТ}}}{n_{\text{Т.Т.}}} = \frac{1,4 \cdot 838,8 \cdot 1}{40} = 29,36 \text{ А,} \quad (2.21)$$

где $K_H = 1,4$ – коэффициент надёжности;

$K_{сх\text{ТТ}} = 1$ – коэффициент схемы соединения обмоток ТТ;

$n_{т.т.} = 40$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Значение тока срабатывания ТО больше броска тока намагничивания, взятого как пятикратное значение номинального тока на стороне ВН выпрямительного трансформатора во вторичной обмотке ТТ, равное 5,77 А.

Уставка срабатывания в относительных единицах:

$$I_{ср.ТО} = \frac{I_{ср.ТО}}{I_{ном.ТЕ(2)}} = \frac{29,36}{1,15} = 25,45 \text{ о. е.} \quad (2.22)$$

Далее произведём расчёт коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{I_{ср.ТО} \cdot n_{т.т.}} = \frac{7106}{29,36 \cdot 40} = 6,05. \quad (2.23)$$

Делаем вывод: $K_{\text{ч}} = 6,05 \geq 2,0$ – коэффициент чувствительности ТО выпрямительного трансформатора удовлетворяет требованиям ПУЭ.

5.5 Описание защит блока и расчет их уставок

5.5.1 Продольная дифференциальная защита генератора IAG

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной 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 (статора): $I_{ном} = 2507 \text{ А}$.

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

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

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2507 = 125,4 \text{ А.} \quad (5.24)$$

где $K_{одн} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср.0} \geq K_H \cdot I_{нб(н)} = 2 \cdot 125,4 = 250,8 \text{ А,} \quad (5.25)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принята уставка:

$$I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 2507 = 376,1 \text{ A.} \quad (5.26)$$

Сравним полученную уставку тока срабатывания по второму условию с током трёхфазного короткого замыкания в точке K_2 :

$$I_{CP,0} = 376,1 \text{ A} \geq I_{K_2}^{(3)} = 838,8 \text{ A} \quad (5.27)$$

Работа дифференциальной защиты с данной уставкой будет выполнять неселективное отключение. Выбираем уставку начального тока срабатывания дифференциальной защиты по условию 2 с коэффициентом запаса, обусловленным полной погрешностью ТТ – 10%:

$$I_{K_2}^{(3)} \cdot 1,1 = 838,8 \cdot 1,1 = 922,7 \text{ A.} \quad (5.28)$$

Определим уставку тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ o.e.}} = \frac{I_{K_2}^{(3)}}{I_{НОМ}} = \frac{922,7}{2507} = 0,37 \text{ o. e.} \quad (5.29)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 8964 = 896,4 \text{ A,} \quad (5.30)$$

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

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

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

$I_{МАКС}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый по формуле 5.31.

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,18}{0,33} \cdot 2507 = 8964 \text{ A,} \quad (5.31)$$

$$\text{где } E_r'' = \sqrt{\cos \varphi_r^2 + (\sin \varphi_r + x_d'')^2} = \sqrt{\cos 25,84^2 + (\sin 25,84 + 0,33)^2} = 1,18 \text{ В.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.32)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Выполним расчёт с учётом тока торможения.

Ток торможения в режиме протекания по генератору максимальных сквозных токов определяется по формуле:

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ(max)}} \cdot (I_{\text{СКВ(max)}} - I_{\text{НБ(КЗ)}}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.33)$$

где α – угол между векторами токов плеч защиты; в проектных расчётах может быть принят равным от 10° до 20° ;

$$I_{\text{СКВ(max)}} = I_{K_1}^{(3)} = 8964 \text{ А.}$$

$$I_T = \sqrt{8964 \cdot (8964 - 896,4) \cdot \cos 10^\circ} = 8439 \text{ А.}$$

Тогда K_T :

$$K_T > \frac{896,4 \cdot 2}{8439} = 0,21 \approx 0,2$$

Принята уставка $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} \quad (5.34)$$

$$I_{\text{НТ}} = \frac{0,37}{0,5} = 0,74 \text{ о. е.}$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,37}{0,5} = 0,74. \quad (5.35)$$

Принято значение уставки $B = 1,5$.

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{\text{ОТС}} = 6 \text{ о. е.}$

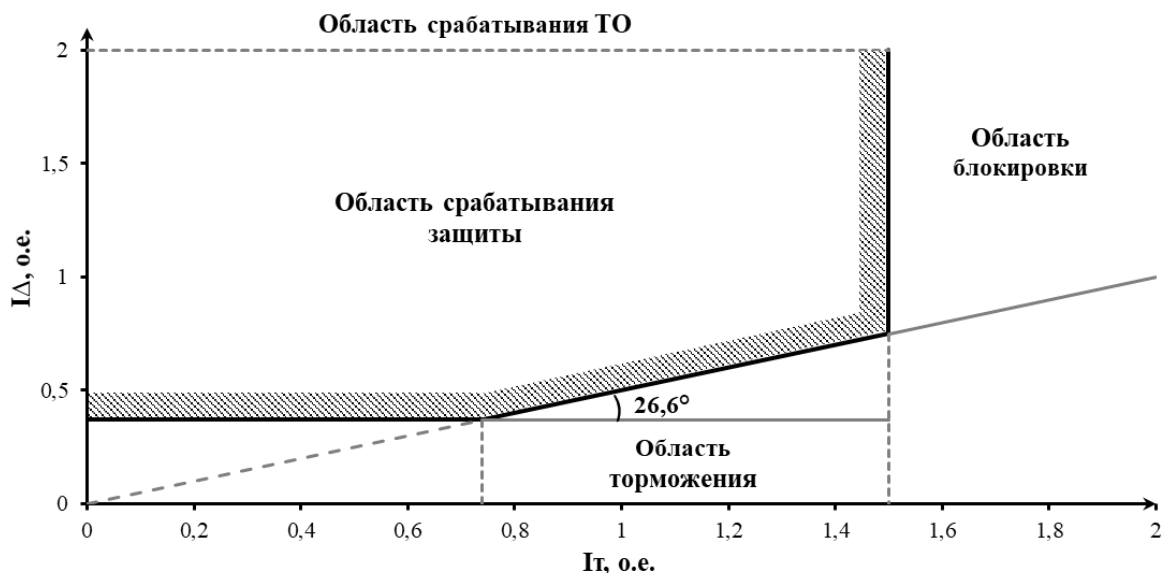


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

5.5.2 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.

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 нулевой последовательности представлена на рисунке 5.3.

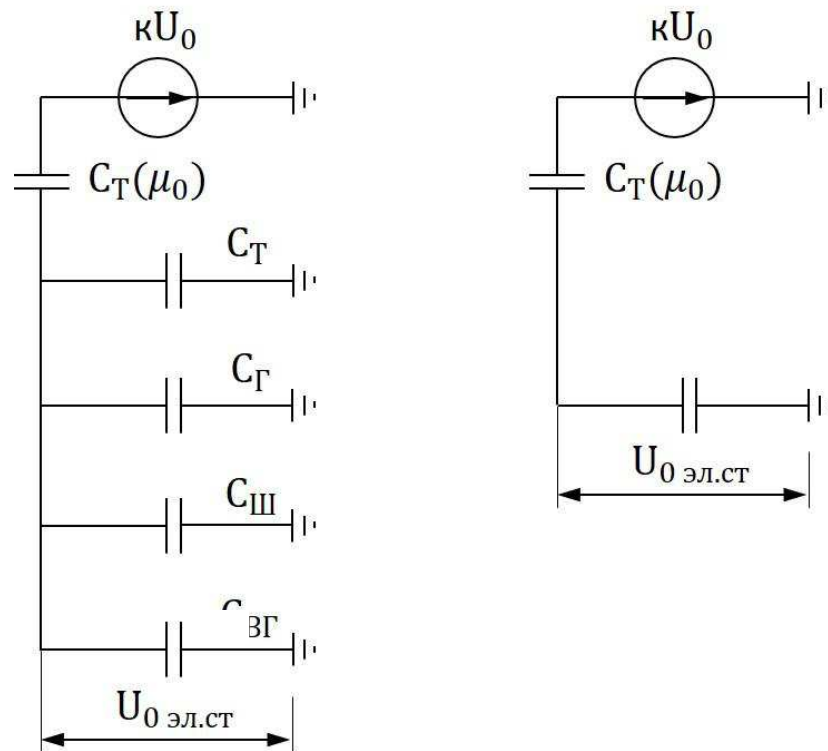


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения нулевой последовательности

C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 C_{III} – ёмкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{ВГ}$ – ёмкость генераторного выключателя.
 Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{ВГ}. \quad (5.36)$$

$$C_{\Sigma} = 0,006 + 0,7 + 0,007 + 0,25 = 0,963 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}.$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.37)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, ($C_T(\mu_0) = 0,013$ для $U = 220\text{кВ}$);

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}. \quad (5.38)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} \quad (5.39)$$

$$I_C = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1000 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,963 \cdot 10^{-6} = 5,50 \text{ А}$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 44,26 \cdot 1000 \cdot \frac{0,013}{0,013+0,963} = 294,76 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.40)$$

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

$$n_{\text{ТН}} = \frac{100}{3};$$

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 294,76}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 7,68.$$

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

Принимают следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 10 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 напряжений 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_T :

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,3+2} = 0,30. \quad (5.41)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30 % 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.

5.5.3 Защита от повышения напряжения ($U_1 >$), ($U_2 >$)

1) Уставка защиты $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.42)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U_1 >$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.43)$$

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

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

5.5.4 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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.44)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_2^2}, \quad (5.45)$$

где $A = 30$ – параметр (постоянная генератора, заданная 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).

Принята уставка тока сигнального органа:

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07 \text{ о. е.}$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14%.

При условии, что $I_{*2} = 0,14$ о. е. – сделаем обратный пересчет по допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2}^2} = \frac{30}{0,14^2} = 1530,61 \text{ с.} \quad (5.46)$$

Уставку пускового органа выбираем по условию надёжного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}}$:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,14}{1,2} = 0,12, \quad (5.47)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,12 \cdot I_H = 0,12 \cdot 2507 = 300,84 \text{ А.} \quad (5.48)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока.

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{I_{*2}^2}; \quad (5.49)$$

$$A_{\text{ИЮ}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.50)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,00	0,60	0,50	0,40	0,30	0,20	0,12
Длительность (с), t_{CP}	30	83	120	188	333	750	1530

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.4:

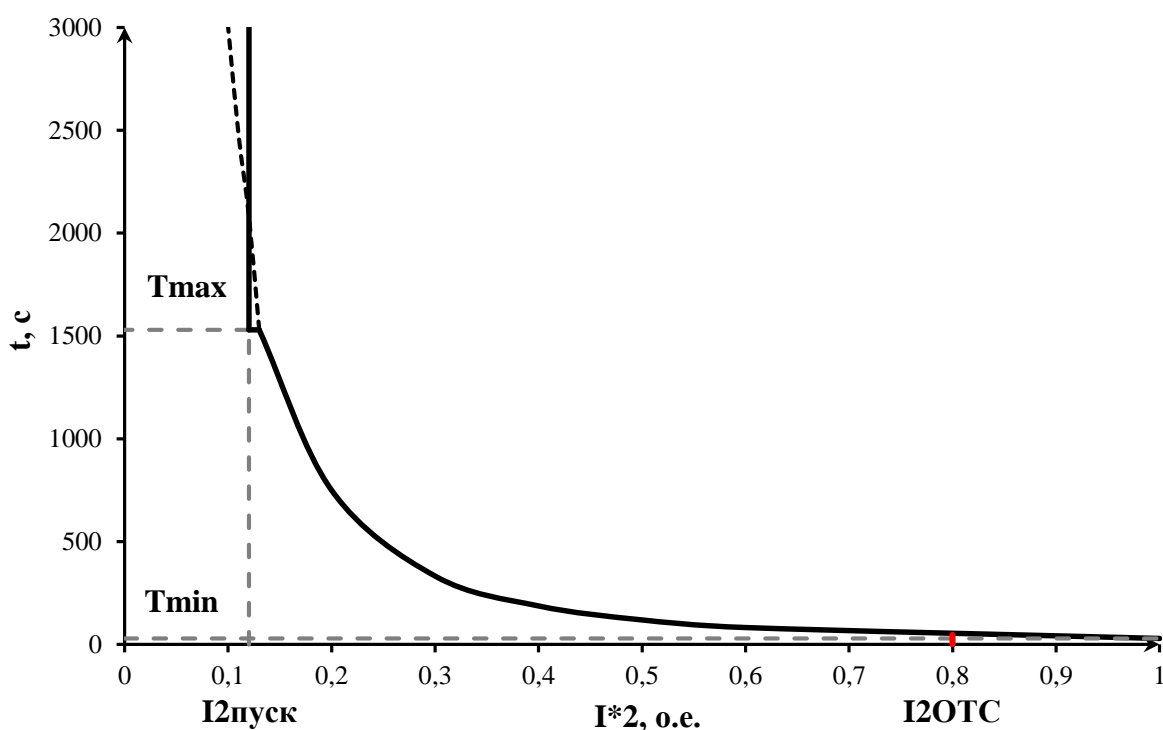


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Время срабатывания интегрального органа принято: $t_{\text{МИН}} = 0,5$ с, $t_{\text{МАКС}} = 1530$ с. Уставку $t_{\text{МИН}}$ завод-изготовитель рекомендует принимать минимально возможной из имеющегося диапазона уставок (0,5 сек).

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($I_{\text{охл}}$).

Значение полного времени охлаждения задаётся заводом изготовителем генератора. При отсутствии данных уставка может быть ориентировочно определена по формуле:

$$t_{\text{охл}} = \frac{A}{I_{2 \text{ дл. доп.}}^*{}^2}; \quad (5.51)$$

При этом полученное значение должно быть уточнено при наладке.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ.

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

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

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

В связи с отсутствием необходимых данных уставка срабатывания принимается по второму условию.

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

$$I_{2\text{С.З.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}; \quad (5.52)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{баз1}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{баз2}} = 230 \text{ кВ}.$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5499 \text{ А}. \quad (5.53)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз2}}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 251 \text{ А}. \quad (5.54)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_{\text{д}}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2} = 0,33 \cdot \frac{230^2}{45,6} \cdot \frac{100}{230^2} = 0,72 \text{ о. е.} \quad (5.55)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{230^2}{45,6} \cdot \frac{100}{230^2} = 0,23 \text{ о. е.} \quad (5.56)$$

$$X_{\text{ЛЭП.баз.}}^* = X_{0,\text{УД}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз}}^2} = 0,435 \cdot 100 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,08 \text{ о. е.} \quad (5.57)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^* + X_{\text{ЛЭП.баз.}}^*} = \frac{1}{0,72 + 0,23 + 0,08} = 0,97 \text{ о. е.} \quad (5.58)$$

$$I_{2.\text{КЗ}}^{*(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{*(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot 0,97 = 0,49 \text{ о. е.} \quad (5.59)$$

Переведем в именованные единицы:

$$I_{2}^{*(2)\text{нн}} = I_{2.\text{КЗ}}^{*(2)} \cdot I_{\text{баз1}} = 0,49 \cdot 5499 = 2695 \text{ А.} \quad (5.60)$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I_{2}^{*(2)\text{нн}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{2695}{3000/5} = 4,49 \text{ А.} \quad (5.61)$$

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{4,49}{1,3} = 3,45 \text{ А,} \quad (5.62)$$

где $K_{\text{ч}} = 1,3$ – коэффициент чувствительности.

В соответствии с указаниями завода-изготовителя принимаем уставку отсечки из диапазона $0,5 - 0,8 I_{\text{НОМ.ген.}}$. При этом коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 1,3$. Принимаем уставку $0,8 \cdot I_{\text{НОМ.ген.}}$.

В относительных единицах:

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)} = 0,8 \cdot 4,18 = 3,34 \text{ А.} \quad (5.63)$$

Тогда:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{I_{2 \text{ с.з.}}} = \frac{4,49}{3,34} = 1,34. \quad (5.64)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2\text{с.з.}} = 0,8$.

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

5.5.5 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 тока сигнального органа в именованных единицах:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.СТАТ}}}{K_{\text{ВОЗВ}}} = \frac{1,05 \cdot 2507}{0,98} = 2686 \text{ А.} \quad (5.65)$$

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

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

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1\text{СИГН ТТ}} = \frac{I_{1\text{СИГН}}}{n_{\text{Т.Т.}}} = \frac{2686}{600} = 4,48 \text{ А.} \quad (5.66)$$

Уставка тока сигнального органа в относительных единицах:

$$I_{1\text{СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1\text{СИГН ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(2)}} = \frac{4,48}{4,18} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.67)$$

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка тока пускового органа в именованных единицах:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.СТАТ}}}{K_{\text{ВОЗВ}}} = \frac{1,08 \cdot 2507}{0,98} = 2762,82 \text{ А.} \quad (5.68)$$

где $K_H = 1,08$ – коэффициент надежности;

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

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1\text{ПУСК ТТ}} = \frac{I_{1\text{ПУСК}}}{n_{\text{Т.Т.}}} = \frac{2762,82}{600} = 4,61 \text{ А.} \quad (5.69)$$

Уставка тока пускового органа в относительных единицах:

$$I_{1\text{ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1\text{ПУСК ТГ}}}{I_{\text{нг}}^{(2)}} = \frac{4,61}{4,18} = 1,10 \text{ о. е.} \quad (5.70)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по перегрузочной способности обмотки статора, представленной в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность статора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{н}}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	500	350	270	150	75	3	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.5:

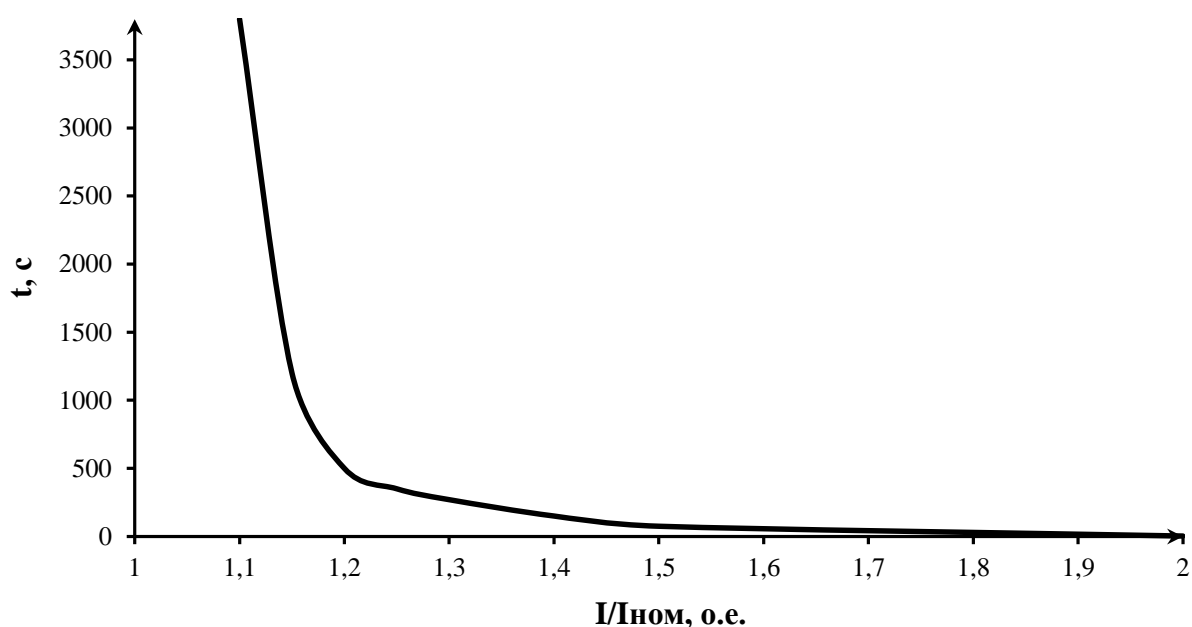


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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.

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

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах:

$$I_{10\text{ТС}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном.стат}}}{0,98} = \frac{1,2 \cdot 2507}{0,98} = 3069,8 \text{ А.} \quad (5.71)$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1\text{ОТС ТТ}} = \frac{I_{1\text{ОТС}}}{n_{\text{Т.Т.}}} = \frac{3069,8}{600} = 5,12 \text{ А.} \quad (5.72)$$

Уставка тока органа токовой отсечки в относительных единицах:

$$I_{1\text{ОТС}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1\text{ОТС ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(1)}} = \frac{5,12}{4,18} = 1,23 \text{ о. е.} \quad (5.73)$$

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

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.74)$$

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

5.5.6 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 задаётся 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 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Покровская ГЭС – ПС:

$$Z_1 \leq K_{\text{Н}} \cdot \left(Z_{\text{T}} + \frac{Z'_{1\text{Л}}}{K_{\text{T}}} \right), \quad (2.75)$$

где $K_{\text{Н}} = 0,8$ – коэффициент надёжности;

$K_{\text{T}} = 2$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z'_{1\text{Л}} = 45,07 \text{ Ом}$ – сопротивление линии;

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

$$Z_T = \frac{U_{КЗ} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 88,2 \text{ Ом} \quad (5.76)$$

Тогда:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot \left(88,2 + \frac{45,07}{2} \right) = 88,59 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq K_H \cdot \left(U_{КЗ} \cdot \frac{S_{НОМ(ГЕН)}}{S_{НОМ(ТН)}} + \frac{Z'_{1Л}}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМ(ГЕН)}}{U_{ВН}^2} \right) \quad (5.77)$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \left(\frac{10,5}{100} \cdot \frac{45,6}{63} + \frac{45,07}{2} \cdot \frac{45,6}{230^2} \right) = 0,076 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,076 \cdot 2,42 = 0,18 \text{ Ом,} \quad (5.78)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{45,6} = 2,42 \text{ Ом} \quad (5.79)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1 \text{ сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,18 \cdot \frac{3000}{\frac{5}{0,1}} = 1,03 \text{ Ом.} \quad (5.80)$$

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, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2507} = 2,42 \text{ Ом}, \quad (5.81)$$

где $I_{\text{НАГР}} = 2507 \text{ А}$ – номинальный ток статора.

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).

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 930,00}{552,8} - 0,95}{1,15} = 2,1 \text{ о. е.} \quad (5.82)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Кратность форсировки так же указана в паспортных данных гидрогенератора, далее форсированный ток будет приниматься согласно паспортным данным, то есть $I_{\Phi} = 2,1 \text{ о. е.}$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,1} = 0,45 \text{ о. е.} \quad (5.83)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,1} = 0,45. \quad (5.84)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 63,18^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗ II о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,45}{1,1} = 0,41 \text{ о. е.} \quad (5.85)$$

В Омах:

$$Z_{\text{СЗ II}} = Z_{\text{СЗ II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,41 \cdot \frac{10,5^2}{45,6} = 0,99 \text{ Ом.} \quad (5.86)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{II}} = \frac{Z_{\text{СЗ II}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,99 \cdot 3000/5}{10500/100} = 5,66 \text{ Ом.} \quad (5.87)$$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,155 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,849 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

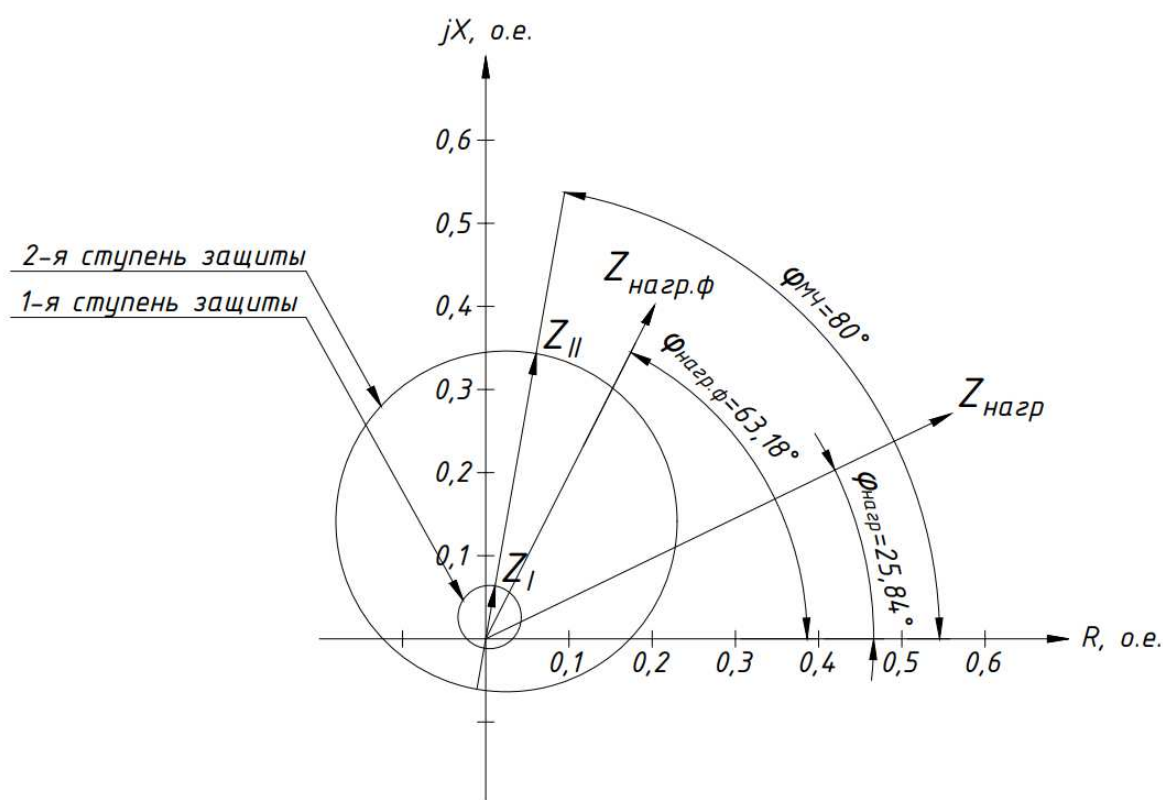


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.5.7 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:

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 тока сигнального органа в именованных единицах:

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.РОТ}} \cdot K_{CX}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot K_{TE}} = \frac{1,05 \cdot 930 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 36,78 \text{ А.} \quad (5.88)$$

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P \text{ СИГН ТТ}} = \frac{I_{P \text{ СИГН}}}{n_{\text{Т.Т.}}} = \frac{36,78}{40,00} = 0,92 \text{ А} \quad (5.89)$$

Номинальный ток ротора во вторичной цепи:

$$I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ.РОТ}} \cdot K_{CX}}{n_{\text{Т.Т.}} \cdot K_{TE}} = \frac{930 \cdot 0,816}{40 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 0,86 \text{ А.} \quad (5.90)$$

Уставка тока сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{P \text{ СИГН ТТ}}}{I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(2)}} = \frac{0,92}{0,86} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.91)$$

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

Уставка тока пускового органа в именованных единицах:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.РОТ}} \cdot K_{CX}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot K_{TE}} = \frac{1,08 \cdot 930 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 37,84 \text{ А.} \quad (5.92)$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P \text{ ПУСК ТТ}} = \frac{I_{P \text{ ПУСК}}}{n_{\text{Т.Т.}}} = \frac{37,83}{40} = 0,95 \text{ А.} \quad (5.93)$$

Уставка тока пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{P \text{ ПУСК ТТ}}}{I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(2)}} = \frac{0,95}{0,86} = 1,11 \text{ о. е.} \quad (5.94)$$

3) Характеристика интегрального органа защиты ротора от перегрузок представлена на рисунке 5.7

Таблица 5.7 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	140	110	90	70	55	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.7.

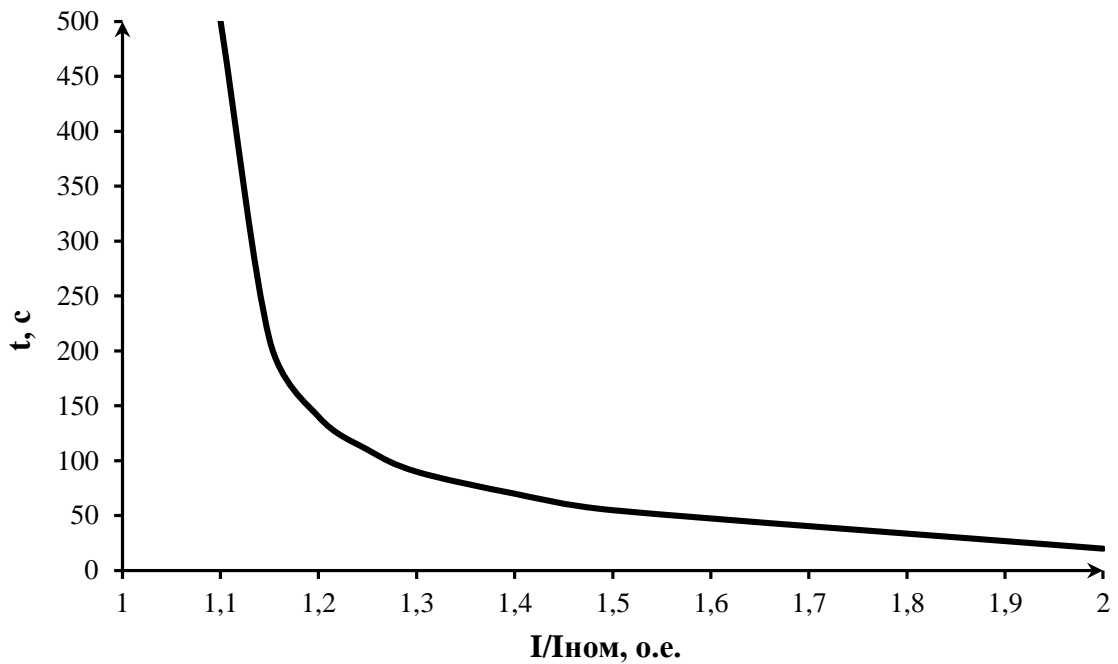


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах:

$$I_{P\ TO} = \frac{2,2 \cdot I_{ном.рот} \cdot K_{СХ}}{K_{возв} \cdot K_{TE}} = \frac{2,2 \cdot 930 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 77,07 \text{ А.} \quad (5.95)$$

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P\ TO\ ТТ} = \frac{I_{P\ TO}}{n_{Т.Т.}} = \frac{77,07}{40,00} = 1,93 \text{ А.} \quad (5.96)$$

Уставка тока органа токовой отсечки:

$$I_{P\ TO}^{о.е.} = \frac{I_{P\ TO\ ТТ}}{I_{рот. ном.}^{(2)}} = \frac{1,93}{0,86} = 2,24 \text{ о. е.} \quad (5.97)$$

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

5.6 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Для защит силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА».

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

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивают высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высоко интегрированных и высоконадёжных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

6 Компонировка сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

6.1.1 Назначение класса ГТС

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты (40 м) и типа грунтов основания (скальное) – присвоен III класс.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации. По установленной мощности: 120 МВт – присвоен III класс.

В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий – присвоен III класс.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это III класс.

6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

Так как ширина створа 657 м, выполним глухие плотины из грунта.

Максимальная скорость ветра в районах проектирования гидроузла составляет $V_w = 15$ м/с. Длина разгона волны $L = 2200$ м.

За отметку гребня бетонной плотины $\nabla_{ГБП}$ принимается отметка, высчитанная по формуле:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.1)$$

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a. \quad (6.2)$$

где a – величина запаса, $a = 0,56$ м.

Высота волны 1%:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.3)$$

где \bar{h} – средняя высота волны, м;

K_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$

(для глубоководной зоны);

g – ускорение свободного падения;

L – длина разгона волны, м;

V_w – максимальная скорость ветра, м/с.

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.4)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СП;

V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;
 L – длина разгона волны, м;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра,
 $\alpha = 0$.

$$k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3(1 + 0,3 \cdot 15) \cdot 10^{-7} = 0,00000165. \quad (6.5)$$

$$\Delta h_{set} = 0,00000165 \cdot \frac{15^2 \cdot 2200}{9,81 \cdot 20} \cdot \cos(0) = 0,0042 \text{ м.}$$

Для дальнейшего расчёта определим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2200}{15^2} = 95,92. \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 14126, \quad (6.7)$$

где t – время разгона волны, равное 6 часам.

С помощью полученных значений определяется период волны, время за которое развивается одна длина волны, для этого найдём следующие величины по рисунку 6.1 и сведённые в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Элементы ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,55	0,018
4,8	0,11

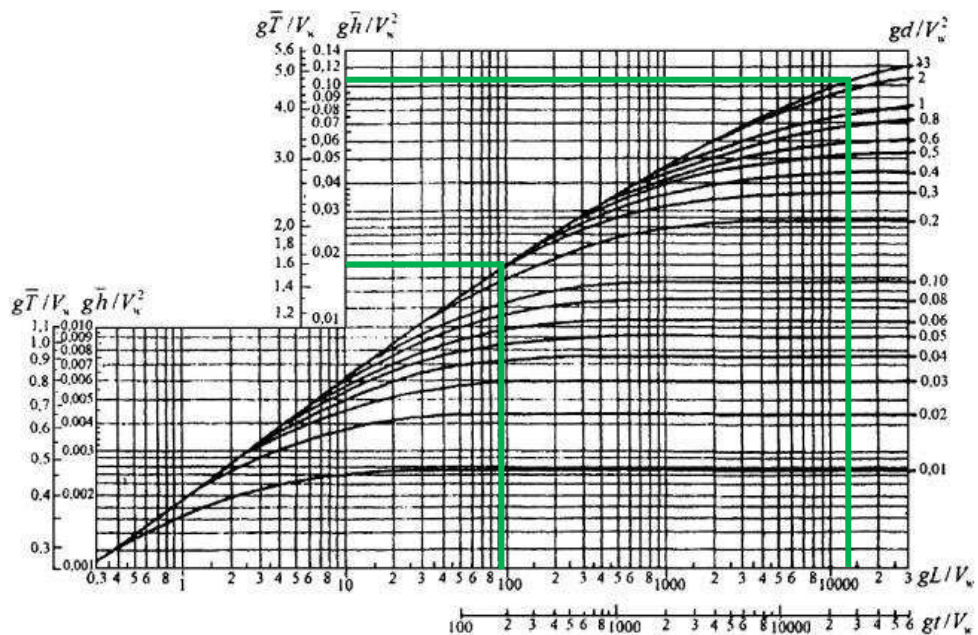


Рисунок 6.1 – График для определения величин $\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$ и $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$

Для определения среднего периода волны T_{cp} и средней высоты волны \bar{h} используем наименьшие значения из таблицы 6.1:

$$\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w} = 1,55 \Rightarrow T_{cp} = \frac{1,55 \cdot V_w}{g} = \frac{1,55 \cdot 15}{9,81} = 2,37 \text{ с}, \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,019 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,018 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,018 \cdot 15^2}{9,81} = 0,41 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T_{cp}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,37^2}{2 \cdot 3,14} = 8,77 \text{ м}. \quad (6.10)$$

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{200 - 160}{2} = 20 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Необходимо выполнить проверку, удовлетворяющую следующему условию:

$$d = 20 > 0,5\lambda = 0,5 \cdot 8,77 = 4,38. \quad (6.12)$$

Условие выполнено.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,41 \cdot 2,09 = 0,86 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где $K_i = 2,09$ – коэффициент, определяемый по графику на рисунке 6.2.

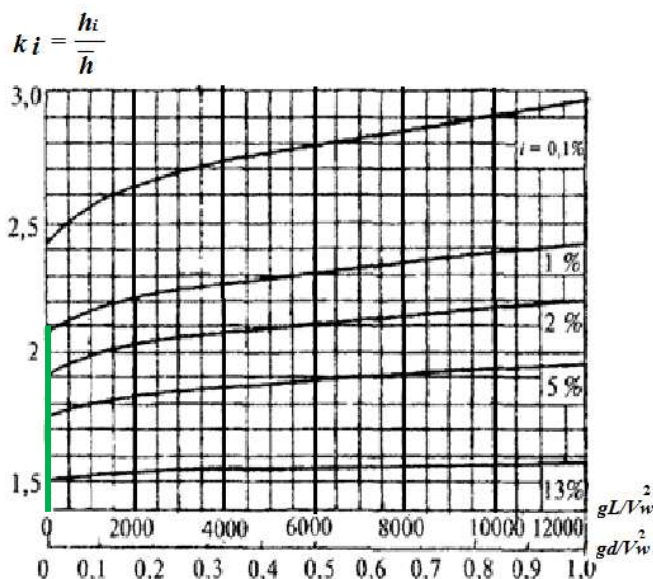


Рисунок 4.2 – График для определения коэффициента K_i

Определим высоту волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,25 \cdot 2,35 \cdot 0,86 = 2,27 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП и соответственно равны 1 и 0,9;

k_{sp} – коэффициент равный 1,25;

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графику на рисунке 6.3 в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ на глубокой воде, в данном случае он равен 2,35.

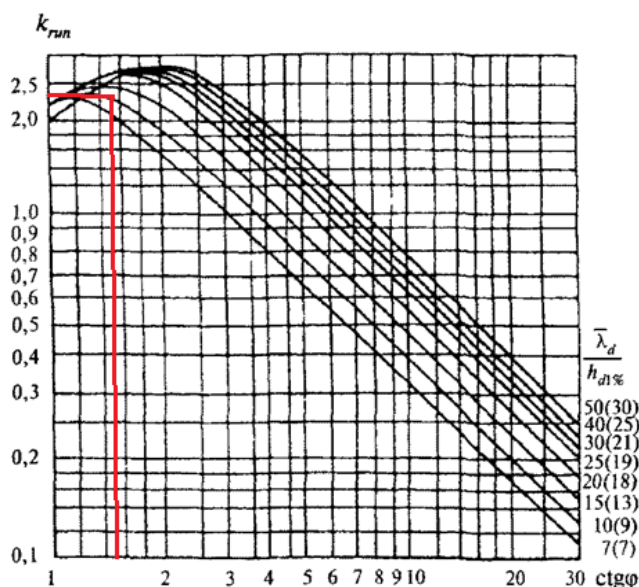


Рисунок 6.3 – График для определения коэффициента k_{run}

В итоге получаем:

$$\nabla_{ГП} = 200 + 2,27 + 0,0042 + 0,56 = 202,83 \text{ м};$$

$$\nabla_{БП} = 200 + 0,86 + 0,0042 + 0,4 = 201,26 \text{ м}.$$

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.

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

$$H_{осн} = \nabla_{НПУ} - УНБ(Q_{макс.расч}^{осн}) = 200 - 167,87 = 32,13 \text{ м}. \quad (6.15)$$

$$H_{пов} = \nabla_{ФПУ} - УНБ(Q_{макс.расч}^{пов}) = 201 - 168,30 = 32,70 \text{ м}. \quad (6.16)$$

Определим расчётные расходы воды для основного и поверочного расчётного случая. Определяют расход через один гидроагрегат при основном и поверочном расчётном случае, используя формулу мощности:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн(пов)}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн(пов)}} - \Delta h) \cdot \eta}, \quad (6.17)$$

где $N_{\text{га}} = 42333$ кВт – установленная мощность одного гидроагрегата;

$H_{\text{осн}} = 32,13$ – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;

$H_{\text{пов}} = 32,70$ – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;

$\eta = 0,934$ – КПД гидротурбины.

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{42333}{9,81 \cdot (32,13 - 0,3) \cdot 0,934} = 145,13 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{42333}{9,81 \cdot (32,70 - 0,3) \cdot 0,934} = 142,59 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Согласно СП 58.13330.2012 количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов – m , должно быть не более 2.

Определим основной и поверочный расход через ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 145,13 \cdot 2 = 290,27 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.18)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 142,59 \cdot 2 = 285,18 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.19)$$

Определим средний расход сработки:

$$Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{2,5 \cdot 10^9 + 0,63 \cdot 10^9}{23328000} = 134,17 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.20)$$

где $V_{\text{по}} = 2,5$ км³ – полезный объём водохранилища;

$V_{\text{пр}} = 0,63$ км³ – объём потока за время сработки (по гидрографу маловодного года);

$T_{\text{ср}} = 23328000$ с – время сработки.

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного и поверочного расчетного случая составляет:

$$\begin{aligned} Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} &= Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_{\text{с}} = 1708,00 - 290,27 - 134,17 = \\ &= 1283,56 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \end{aligned} \quad (6.21)$$

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}} = 1974,00 - 285,20 - 134,17 =$$

$$= 1554,65 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.22)$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$ – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 3% для III класса сооружений;

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$ – максимальный поверочный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,5% для III класса сооружений.

Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы). Расчетные расходы могут сбрасываться через глубинные водосбросы или донные отверстия. Донный водосброс, используемый для опорожнения водохранилища, называется также водоспуском (водовыпуском). Полное опорожнение водохранилища может потребоваться при ликвидации ГТС.

Зададимся диаметром водовыпускного отверстия $D = 1,8$ м.

Рассчитаем отметку водовыпуска ЦО:

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пола галереи}} + h_{\text{галереи}} + 3 = 160,50 + 3,5 + 3 = 167,00 \text{ м.} \quad (6.23)$$

где $\nabla_{\text{пола галереи}} = 160,50$ м – отметка пола галереи;

$h_{\text{галереи}} = 3,5$ м – высота галереи.

Напор над центром выходного сечения водовыпуска H :

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{200,00 + 187,38}{2} - 167,00 = 26,69 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Определим расход через отверстие:

$$Q = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot H} = 0,8 \cdot 2,54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 26,69} = 46,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.25)$$

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

$\omega = 2,54 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Далее нужно определить количество водовыпускных отверстий (не менее 2), необходимое для пропуска расчетного расхода $Q_{\text{ср}}$:

$$n = Q_{\text{ср}} / Q = 134,17 / 48 = 2,8. \quad (6.26)$$

Принимаем 3 отверстия диаметром 1,8 м.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1283,56}{54,1} = 23,73 \text{ м.} \quad (6.27)$$

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

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 43,26 = 54,1 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.28)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}} = 5,5 \cdot 7,87 = 43,26 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.29)$$

где $V_{\text{нр}}$ – не размывающая скорость для гранита 5,5 м/с;

$h_{\text{нб}}$ – глубина воды в НБ при $Q_{\text{осн.мах } 5\%}$ равна 7,87 м.

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому округляем B до 24 м. В результате дальнейших расчетов вынуждены увеличить B до 56 м. Стандартная ширина пролета b принимается в соответствии с техническим регламентом. Принимаем $b = 14$. В итоге получаем 4 пролета по 14 м.

Толщина разрезного быка:

Березинский А.Р. рекомендует принимать толщину разрезного быка в зависимости от ширины водосливного пролета. Примем толщину разрезного быка равной: $\delta_6 = 3$ м. Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_6 = 14 \cdot 4 + (4 - 1) \cdot 3 = 65 \text{ м}. \quad (6.30)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный основной напор на водосливе в первом приближении, то есть без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1283,56}{0,49 \cdot 14 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,81 \text{ м}, \quad (6.31)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем очертание водосливной стенки Кригера-Офицера типа А: $m = 0,49$;

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

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

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \epsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1283,56}{0,49 \cdot 0,965 \cdot 1 \cdot 14 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,93 \text{ м}, \quad (6.32)$$

где ϵ – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{\text{п}}$ – коэффициент подтопления принимается равным 1.

Коэффициент бокового сжатия:

$$\epsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \frac{4,81}{8} = 0,965. \quad (6.33)$$

где b – ширина одного пролёта;

n – число пролётов;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка (принимается 0,45);

ξ_y – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива 0,7.

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02осн} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 4,93 - \frac{1,1 \cdot 0,494^2}{2 \cdot 9,81} = 4,92 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$ коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_{расч}^{осн}}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{1283,56}{(200,00 - 160,00) \cdot (56 + (4-1) \cdot 3)} = 0,494 \text{ м/с}, \quad (6.35)$$

где $\nabla_{НПУ}$ и $\nabla_{дна}$ – отметки при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

Далее назначают $H_{ст}$ (ближайшее из стандартного ряда к вычисленному значению), в нашем случае принимаем $H_{ст} = 5$ м.

Рассчитаем отметку гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 200,00 - 5,00 = 195,00 \text{ м}. \quad (6.36)$$

6.2.3 Определение отметки ФПУ и верха быка

Используя формулу расхода через водослив, определим полный поверочный напор на водосливе в первом приближении, то есть без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1554,65}{0,49 \cdot 56 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,47 \text{ м}, \quad (6.37)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем очертание водосливной стенки Кригера-Офицера типа А: $m = 0,49$;

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

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

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot \epsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1554,65}{0,49 \cdot 0,965 \cdot 1 \cdot 56 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,6 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где ϵ – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{п}$ – коэффициент подтопления принимается равным 1.

Коэффициент бокового сжатия:

$$\epsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \frac{5,47}{8} = 0,965, \quad (6.39)$$

где b – ширина одного пролёта;

n – число пролётов;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, принимаем 0,45;

ξ_y – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива 0,7;

Напор на гребне водослива:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 5,6 - \frac{1,1 \cdot 0,58^2}{2 \cdot 9,81} = 5,58 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$ коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{1554,65}{(201 - 160) \cdot (56 + (4-1) \cdot 3)} = 0,58 \text{ м/с}, \quad (6.41)$$

где $\nabla\text{НПУ}$ и $\nabla\text{дна}$ – отметки при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

Рассчитаем отмутку форсированного подпорного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 195 + 5,58 = 200,58 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Так как рассчитанная отметка $\nabla\text{ФПУ}_p = 200,58$ м получилась меньше, чем заданная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 201$ м, то принимаем отметку для дальнейших расчётов отметку $\nabla\text{ФПУ} = 201$ м.

Рассчитаем отметку верха быка:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 195 + 1,6 \cdot 5 = 203,00 \text{ м}. \quad (6.43)$$

6.2.4 Построение профиля водосливной грани и определение проектной отметки гребня плотин напорного фронта

Построим профиль водосливной грани, который изображен на рисунке 6.4, по таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Данные для построения профиля водосливной грани

x	y	x	y	x	y
0	0,63	7	2,82	14	12,31
0,5	0,18	7,5	3,305	14,5	13,2
1	0,035	8	3,82	15	14,12
1,5	0	8,5	4,365	15,5	15,065
2	0,03	9	4,935	16	16,035
2,5	0,135	9,5	5,54	16,5	17,025
3	0,3	10	6,175	17	18,045
3,5	0,5	10,5	6,845	17,5	19,09
4	0,73	11	7,54	18	20,155
4,5	0,99	11,5	8,265	18,5	21,245
5	1,28	12	9	19	22,355
5,5	1,605	12,5	9,8	19,5	23,49
6	1,97	13	10,61	20	24,69
6,5	2,375	13,5	11,445		

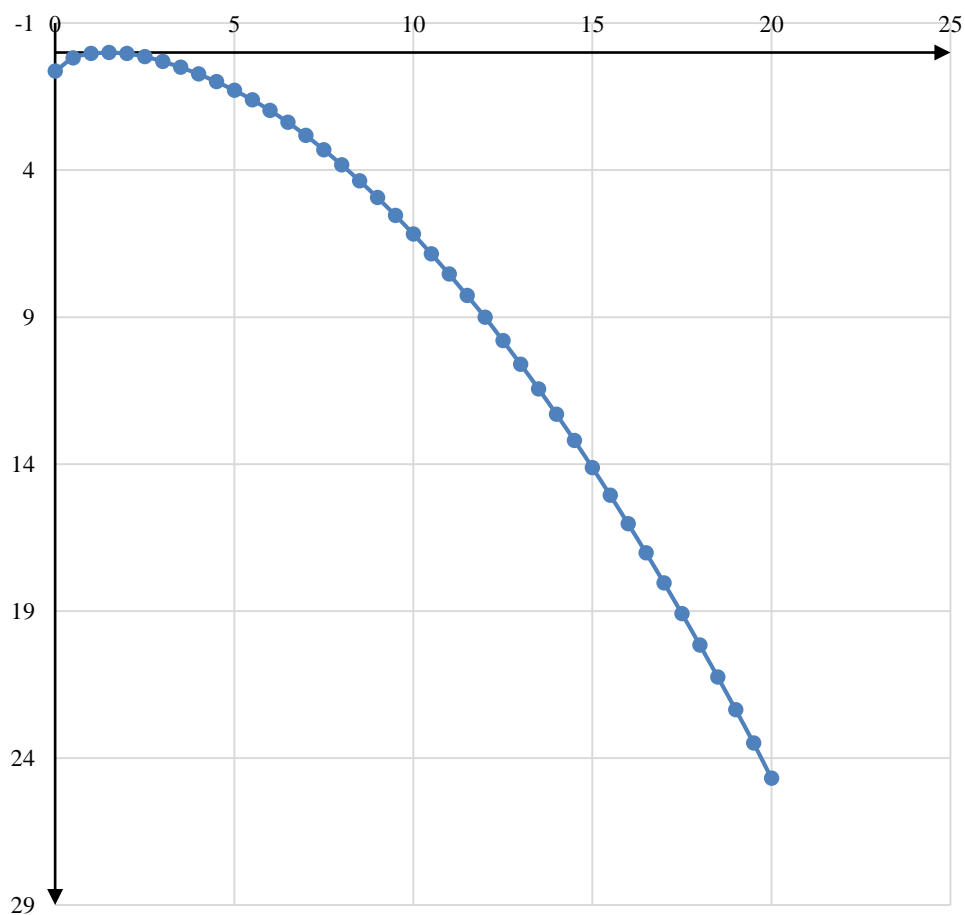


Рисунок 6.4 – Профиль водосливной грани

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принимается наибольшей из $\nabla_{ГП} = 202,83$ м, $\nabla_{БП} = 201,26$ м и $\nabla_{ГБ} = 203,00$ м.

Принимаем отметку гребня плотин напорного фронта, соответствующую $\nabla_{ГБ}$ и равную 203,00 м.

6.3 Расчёт сопряжения в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С, изображение которого представлено на рисунке 6.5. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

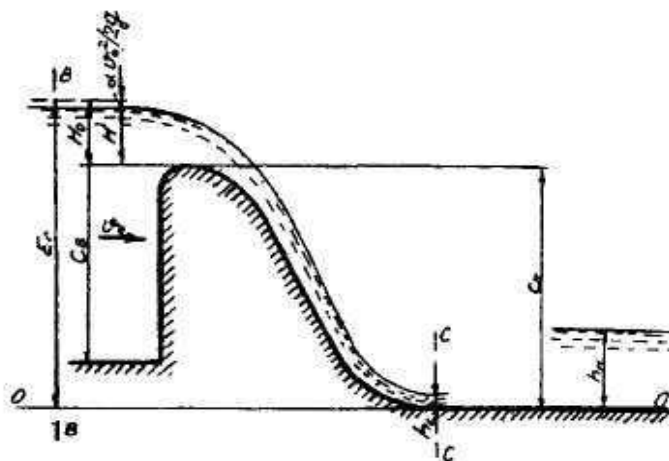


Рисунок 6.5 – Оголовок и сжатое сечение

Определяется критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1284^2}{9,81 \cdot (56 + 3 \cdot 3)^2}} = 3,52. \quad (6.44)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 200,00 - 160,00 = 40 \text{ м}. \quad (6.45)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40}{3,52} = 11,35 \text{ м}. \quad (6.46)$$

По графику на рисунке 6.6 определяем глубину h_c в сжатом сечении при $\varphi = 0,95$ (для водослива практического профиля с криволинейным очертанием

сливной грани и гладкой поверхностью) и глубину h_c'' – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} . Получаем $\xi_c' = 0,225$ и $\xi_c'' = 2,9$.

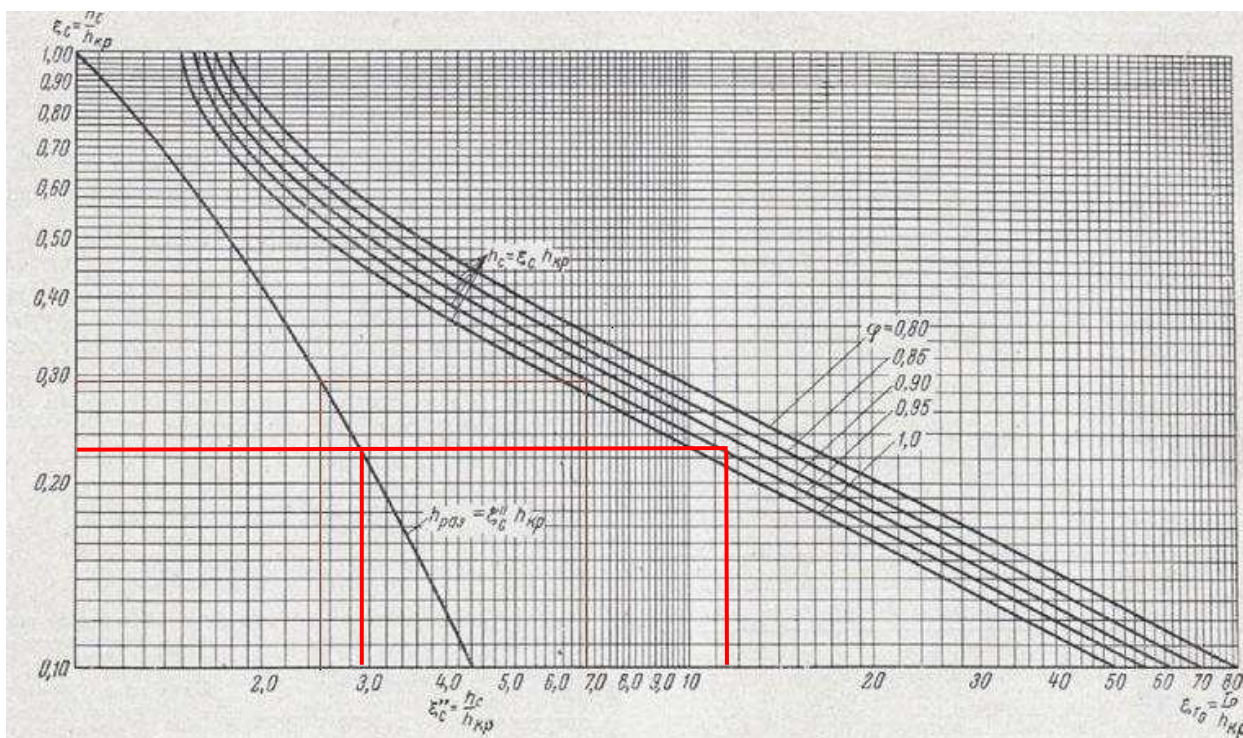


Рисунок 6.6 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c' \cdot h_{кр} = 0,225 \cdot 3,52 = 0,79 \text{ м.} \quad (6.47)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,9 \cdot 3,52 = 10,22. \quad (6.48)$$

Глубина в НБ при основном расходе $Q_{3\%}$, $h_{НБ} = 7,87$ м, следовательно, прыжок отогнанный, так как $h_c'' > h_{НБ}$.

Так как в створе находится твёрдый гранит, плотина имеет большую высоту (более 40 м), а также выполняется условие $\frac{L_{пл}}{H_{пл}} = \frac{657}{45} = 14,6 > 3$ то в качестве гасителя энергии выбираем свободно отброшенную струю. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения образуется яма размыва. Энергия гасится за счёт преодоления струей сопротивления атмосферы в период прыжка.

6.4 Расчёт отброса струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды часто осуществляется способом свободно отброшенной струи. Этот способ применяется при наличии прочных скальных

грунтов в основании, а также устойчивые при увлажнении грунты береговых примыканий.

Если все вышеперечисленные условия выполняются, то в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Основная задача проектирования – обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

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

$$L = k_a \cdot z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right), \quad (6.49)$$

где α – угол схода струи с трамплина, в данном случае: $\alpha = 30^\circ$;

φ – коэффициент скорости потока, принимаем: $\varphi = 0,95$;

k_a – коэффициент аэрации потока, можно определить, зная число Фруда, которое определяется по формуле 6.54.

$$z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 200,00 - 167,87 = 32,13 \text{ м}; \quad (6.50)$$

$$z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 200,00 - 403,84 = 29,7 \text{ м}. \quad (6.51)$$

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{дна}} + a = 160 + 10,3 = 170,3 \text{ м}, \quad (6.52)$$

$$\text{где } a = h_{\text{НБ}} + (1..2) = 8,3 + 2 = 10,3 \text{ м}. \quad (6.53)$$

$$Fr = \frac{v_{\text{Н}}^2}{gh_{\text{Н}}} = \frac{22,93^2}{9,81 \cdot 2,35} = 22,77, \quad (6.54)$$

где $v_{\text{Н}}$ – скорость потока на носке, определяемая по формуле 6.55;

$h_{\text{Н}}$ – высота потока воды на носке, определяемая по формуле 6.56.

$$v_{\text{Н}} = \varphi \sqrt{2gz_1} = 0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 29,7} = 22,93 \text{ м/с}. \quad (6.55)$$

$$h_{\text{Н}} = \frac{q_{\text{в}}}{v_{\text{Н}}} = \frac{54}{22,93} = 2,35 \text{ м}. \quad (6.56)$$

При числах Фруда Fr меньше 35 коэффициент аэрации $k_a = 1$.

Таким образом дальность отлёта струи:

$$L = 1 \cdot 29,7 \cdot 0,95^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \left(1 + \left(\frac{32,13}{29,7} - 1 \right) \frac{1}{0,95^2 \sin^2 30^\circ} \right) = 50,31 \text{ м}.$$

Проверкой на безопасность отлёта струи в отношении гидротехнического сооружения выступает условие:

$$L = 50,31 > 0,4z_0 = 0,4 \cdot 32,13 = 12,85. \quad (6.57)$$

Условие выполняется.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 20,38 - 7,87 = 12,51 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – уровень воды в нижнем бьефе при основном расходе $Q_{3\%}$, $h_{\text{НБ}} = 7,87$ м;

t – определяется по следующей формуле 6.59.

$$t = (0,1 + 0,45 - \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}, \quad (6.59)$$

где Fr – расчётное число Фрудо, $Fr = 22,77$;

d – средняя крупность скалы, в предварительных расчётах принимается $d = 1$;

$h_{\text{Н}}$ – высота потока воды на носке, $h_{\text{Н}} = 2,35$ м.

$$t = (0,1 + 0,45 - \sqrt[4]{22,77}) \cdot \sqrt{22,77} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,87}{1}} \cdot 2,35 = 20,38.$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg } \alpha_1} = 50,31 + \frac{20,38}{0,71} = 78,99 \text{ м}. \quad (6.60)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\text{tg } \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha \frac{2g(0,5h_{\text{Н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.61)$$

где a – высота уступа над дном по предварительным расчётам равна 10,3 м;

$v_{\text{Н}}$ – скорость потока на носке, $v_{\text{Н}} = 22,93$ м/с ;

$h_{\text{Н}}$ – высота потока воды на носке, $h_{\text{Н}} = 2,35$ м;

α – угол схода струи с трамплина, $\alpha = 30^\circ$.

Таким образом получим:

$$\text{tg } \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,35 \cdot \cos 30^\circ + 10,3 - 7,87)}{22,93^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,71.$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения:

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 3,52 + 3,7 \cdot 12,51 = 55,09 \text{ м}. \quad (6.62)$$

Длина ямы размыва по дну примерно равна:

$$b_{p \text{ дно}} = 2,5h_{кр} = 2,5 \cdot 3,52 = 8,8 \text{ м.} \quad (6.63)$$

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

6.5 Конструирование бетонной плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, представленный на рисунке и имеющий минимальную ширину понизу.

Профиль должен удовлетворять двум условиям:

- Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

При соотношении $\frac{B}{h_{пл}} = (0,6 \div 0,8)$ плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости плотины составит, принимаем:

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{ПОД} = \nabla_{ДНА} - (d + \delta_v + (2 \div 3)), \quad (6.64)$$

где d – глубина колодца;

δ_v – толщина водобойной плиты.

Так как способом гашения воды выбран отброс струи. То необходимость устройства водобоя отсутствует. Но следует заглубить плотину, поэтому принято решение заглубить плотину на 2 метра, таким образом:

$$\nabla_{ПОД} = \nabla_{ДНА} - 2 = 160,00 - 2 = 158,00 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Высота плотины:

$$h_{пл} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 200,00 - 158,00 = 42,0 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Таким образом, ширина подошвы плотины равна:

$$B_{под} = 0,7 \cdot h_{пл} = 0,7 \cdot 42 = 29,4 \text{ м.} \quad (6.67)$$

6.5.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности плотины при неравномерной ее осадке и неравномерном распределении температуры по сечению бетонных массивов.

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков. Ширина секции составляет:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_6 = 14 + 3 = 17 \text{ м.} \quad (6.68)$$

где b – пролет водосливного фронта;

δ_6 – толщина разрезного быка.

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

6.5.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,7 м.

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

6.5.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты, примыкающей к водосливу земляной плотины или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив, для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе, для предотвращения опасного действия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к берегу.

В данном проекте необходимо устройство двух типов устоев:

– Сопрягающие устои: один для сопряжения бетонной водосливной плотины с грунтовой плотиной и второй для сопряжения стационарной части плотины с грунтовой плотиной.

– Раздельный устой – для отделения бетонной водосливной плотины от стационарной части плотины и грунтовой плотины от водосливной.

6.5.5 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устраиваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, диаметром 20 см с расстоянием между осями 2 м.

Также предусмотрим горизонтальные скважины прямоугольного сечения площадью 600см^2 , расположенных по высоте плотины через 2 метра.

6.5.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

На отметке 160,50 м располагаются дренажная и смотровая галерея размером 3 x 3 м.

Смотровые галереи на отметке $\nabla = 171,00$ м и на отметке $\nabla = 181,00$ м, предусмотрены для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеет размер 2 x 2,5 м.

6.5.7 Основные элементы плотины

Бетонная плотина проектируемой ГЭС имеет следующие элементы:

- быки и устои;
- водобросные пролеты;
- отброс струи;
- противофильтрационная завеса;
- дренажи в теле плотины и основания.

6.5.8 Противофильтрационная завеса

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр}}} = \frac{27,46 \cdot 1,25}{15} = 2,29 \text{ м}, \quad (6.69)$$

где $J_{\text{кр}}$ – критический градиент напора в завесе, предварительно выбирается $J_{\text{кр}} = 15$;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

ΔH_3 – потери напора на завесе, считается по формуле 6.70.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{\text{ас}} = 39,23 - 11,77 = 27,46 \text{ м}, \quad (6.70)$$

где $H_{\text{ас}}$ – потери напора на цементационной завесе. Принимают по формуле 6.71.

$$H_{\text{ас}} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 39,23 = 11,77 \text{ м}. \quad (6.71)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1) B_n = (1,47 \div 2,94). \quad (6.72)$$

Принято значение из интервала $l_3 = 2,94$ м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_d = 0,5 \cdot 39,23 = 19,62 \text{ м.} \quad (6.73)$$

6.5.9 Дренажные устройства в основании

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

Дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм.

Глубина скважин:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 19,62 = 9,81 \text{ м.} \quad (6.74)$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принято 5 м.

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

6.6.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{685,3 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{14 + 3} = 13287 \text{ кН/м,} \quad (6.75)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCAD);

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Также определяем центр тяжести плотины.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_B = \frac{S_B \cdot \delta_B \cdot \rho_B \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{1122,6 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{14 + 3} = 4664 \text{ кН/м.} \quad (6.76)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{fg} = 0,055 \cdot 91 \cdot \sqrt{91} \cdot 9,81 = 468,38 \text{ кН,} \quad (6.77)$$

где f – площадь затвора, определяемая по формуле 6.78.

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (201 - 195 + 0,5) \cdot 14 = 91 \text{ м}^2. \quad (6.78)$$

Вес плоского затвора на 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{468,38}{14+3} = 27,14 \text{ кН/м.} \quad (6.79)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
С верхнего бьефа:

$$W_{вб} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 50,14^2}{2} = 8652,42 \text{ кН/м.} \quad (6.80)$$

$$h_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{\text{подошвы}} = 200 - 158 = 42 \text{ м.} \quad (6.81)$$

С нижнего бьефа:

$$W_{нб} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,77^2}{2} = 37,6 \text{ кН/м.} \quad (6.82)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{НБс. п.}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 160,77 - 158 = 2,77 \text{ м.} \quad (6.83)$$

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{взв} = S_{\text{эп}} \rho_w g = 81,44 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 798,93 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.84)$$

где $S_{\text{эп}} = 398 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая.

6.6.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 130,33 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1278,54 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.85)$$

где $S_{\text{эп}} = 130,33 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.86)$$

где h_H – толщина слоя наносов, принимаем равной 3 м;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20^\circ$;

γ_H^{B3B} – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимается равным $\gamma_H^{B3B} = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{P_H \cdot h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,06 \text{ кН.} \quad (6.87)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$P'_{гр} = \gamma_H^{B3B} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -35,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.88)$$

где $\varphi_{гр} = 36,5^\circ$;

$c = 42,5$ кПа.

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

$$P''_{гр} = (\gamma_H^{B3B} \cdot h_H + \gamma_{гр}^{B3B} \cdot h_{гр}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (10 \cdot 3 + 22,13 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -23,98 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.89)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{гр}^{B3B} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 29 - (1 - 0,3) \cdot 9,81 = 22,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.90)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта, $\gamma_{гр} = 29 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,3$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 2$ м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 36,5^\circ$;

γ_w – удельный вес воды.

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр:

$$E_a = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} h_{гр} = \frac{-35,22 - 23,98}{2} \cdot 2 = -59,2 \text{ кН,} \quad (6.91)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитывают в дальнейших расчётах.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа:

$$P''_{\text{пн}} = (\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = (22,13 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{36,5}{2} \right) + 2 \cdot 42,5 \cdot \text{tg} \left(45 + \frac{36,5}{2} \right) = 342,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.92)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на погонный метр:

$$E_{\text{пас}} = \frac{P''_{\text{пн}}}{2} h_{\text{гр}} = \frac{342,85}{2} \cdot 2 = 342,85 \text{ кН}. \quad (6.93)$$

6.6.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 0,86 \cdot \left(\frac{8,77}{\pi} + \frac{0,27}{2} \right) = 12,35 \text{ кН}. \quad (6.94)$$

где $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 8,77$ м;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности $h_{1\%} = 0,86$ м;

h_0 – средняя высота волны, считается по формуле 6.95.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,86^2}{8,77} = 0,27 \text{ м}. \quad (6.95)$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{8,77}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,86 = 1,07 \text{ м}. \quad (6.96)$$

6.7 Оценка прочности плотины

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

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

Для удобства расчетов составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

№ п/п	Обозначение силы	γf	Направление силы	Основной случай		
				Сила γf , кН	Плечо, м	Момент кН·м
1	2	3	4	5	6	7
1	Wвб	1	→	8652,42	14	121133,88
2	Wнб	1	←	37,60	0,9681	-36,40
3	Gб	0,95	↓	4430,80	5,7245	-25364,11
4	Gпл	0,95	↓	12622,65	3,8658	-48796,64
5	Wвзв	1	↑	798,93	0	0
6	Wф	1	↑	1278,54	10,295	-13162,06
7	Ен	1,2	→	26,47	3	79,42
8	Епас	0,8	←	274,28	0,667	182,84
9	Wволн	1	→	12,35	40,022	494,27
10	q_3	0,9	↓	24,43	10,261	-250,64
			ΣN , кН	15000,41	ΣM , кН·м	33914,88

Найдём сумму вертикальных сил с учётом знаков:

$$\Sigma N = G_б + G_{пл} - W_{взв} - W_ф + q_3 = 4430,80 + 12622,65 - 798,93 - 1278,54 + 24,43 = 15000,41 \text{ кН.} \quad (6.97)$$

Сумма моментов вычисляется с учетом знаков:

$$\Sigma M = W_{вб} + W_{нб} + G_б + G_{пл} + W_{взв} + W_ф + E_n + E_{пас} + W_{волн} = 33914,88 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (6.98)$$

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\Sigma N}{B_{под}} + \frac{6 \Sigma M}{B_{под}^2} = -\frac{15000,41}{29,4} + \frac{6 \cdot 33914,88}{29,4^2} = -274,8 \text{ кПа,} \quad (6.99)$$

где $B_{под} = 29,4$ м – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -274,8 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 42 \cdot (1 - 0^2) = -412,02 \text{ кН/м}^2, \quad (6.100)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \operatorname{tg} \alpha$ – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа.} \quad (6.101)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -274,8 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 42 \cdot 0^2 = -274,8 \text{ кПа.} \quad (6.102)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 42 = -412,02 \text{ кПа.} \quad (6.103)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{15000,41}{29,4} - \frac{6 \cdot 33914,88}{29,4^2} = -745,64 \text{ кПа.} \quad (6.104)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -745,64 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 2,77 \cdot (1 - 0,7^2) = -379,22 \text{ кПа,} \quad (6.105)$$

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

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 2,77 + (-745,64)) \cdot 0,7 = 502,93 \text{ кПа.} \quad (6.106)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -745,64 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 2,77 \cdot 0,7^2 = -1097,69 \text{ кПа,} \quad (6.107)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 2,77 = -27,17 \text{ кПа.} \quad (6.108)$$

Для удобства результаты расчета сведены в таблицу 6.4. Сбор нагрузок представлен в приложении Д, рисунок Д.1.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Верховая грань	-274,8	-412,02	0	-274,8	-412,02
Низовая грань	-745,64	-379,22	502,93	-27,17	-1097,69

6.8 Критерии прочности плотины и ее основания

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (6.109)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot |-1097,69|}{0,95} = 1328,78 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.110)$$

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

$$1328,78 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

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

$$\sigma_y^u = -274,8 \text{ кН/м}^2 < 0. \quad (6.112)$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| = 274,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot N_d^u = 0,25 \cdot 9,81 \cdot 42 = 103 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.113)$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.9 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (6.114)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_b + G_{пл} - W_{взв} - W_{\phi} + g_3) \cdot \text{tg}\varphi + E_{\text{пас}} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{\text{п}} = \\ &= (4144,85 + 12622,65 - 798,93 - 1278,54 + 24,43) \cdot \text{tg}36,5^\circ + 274,28 \cdot \\ &\cdot 0,7 + 42,5 \cdot 29,4 = 12329,62 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \end{aligned} \quad (6.115)$$

где φ – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания $\varphi = 36,5^\circ$;
 $c = 42,5 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;
 $B_{\text{п}} = 29,4 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{вб}} - W_{\text{нб}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 8652,42 - 37,6 + 12,35 + 26,47 = 8653,64 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.116)$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{12329,62 \cdot 0,95}{8653,64 \cdot 1} = 1,35 \geq 1,15,$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости, плотина устойчива.

7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Согласно федеральному закону "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция) безопасность гидротехнических сооружений Покровского гидроузла обеспечивается в процессе проектирования, строительства, капитального ремонта, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений.

Сведения о гидротехнических сооружениях Покровской ГЭС после окончания их возведения вносятся в Российский регистр гидротехнических сооружений после утверждения декларации безопасности гидротехнического сооружения. При внесении в Регистр сведений о гидротехнических сооружениях Покровского гидроузла ему присваивается III класс опасности — гидротехническое сооружение средней опасности.

В соответствии с федеральным законом "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция) обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

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

В процессе строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений Покровского гидроузла необходимо выполнять следующие требования для обеспечения их безопасности:

- обеспечить техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;
- обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнических сооружений, природных и техногенных воздействий и на

основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и эксплуатацией объектов ниже и выше гидротехнического сооружения;

- обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения, а также правил его эксплуатации, требования к содержанию которых устанавливаются федеральными органами исполнительной власти в соответствии с их компетенцией;

- развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;

- систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;

- обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;

- создавать финансовые и материальные резервы, предназначенные для ликвидации аварии гидротехнического сооружения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации для создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- организовывать эксплуатацию гидротехнического сооружения в соответствии с разработанными и согласованными с федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, правилами эксплуатации гидротехнического сооружения и обеспечивать соответствующую обязательным требованиям квалификацию работников;

- создавать и поддерживать в состоянии готовности локальные системы оповещения;

- содействовать федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, в реализации их функций;

- совместно с органами местного самоуправления информировать население о вопросах безопасности гидротехнических сооружений;

- финансировать мероприятия по эксплуатации гидротехнического сооружения, обеспечению его безопасности, а также работы по предотвращению и ликвидации последствий аварий гидротехнического сооружения;

– заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

– осуществлять капитальный ремонт, реконструкцию, консервацию и ликвидацию гидротехнического сооружения в случае его несоответствия обязательным требованиям;

– обеспечивать внесение в Регистр сведений о гидротехническом сооружении;

– обеспечивать проведение аттестации работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом.

Работники, в том числе руководители, 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. Аттестация работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений проводится в объеме требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей.

7.2 Охрана труда

7.2.1 Общие положения

Согласно СТО 70238424.27.140.012-2011 «Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования» все работники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять требования СТО 70238424.27.140.012-2011, а также соответствующие требования в области охраны труда (правил безопасности).

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

Для Покровской ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения. Экспликация планы эвакуации должны

быть вывешены на видных местах. Экспликации при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания. Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

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

На Покровской ГЭС должны обеспечиваться:

- контроль соблюдения требований СТО 70238424.27.140.012-2011, требований инструкций по охране труда;

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

На Покровской ГЭС должны обеспечиваться контроль и систематические проверки:

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

- знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;

- знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- соблюдения работниками норм охраны и безопасности труда;

- правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

На Покровской ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

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

7.2.2 Требования к персоналу

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

Обеспечение средствами индивидуальной защиты (специальной одеждой, специальной обувью, средствами защиты головы, лица, рук, глаз, органов дыхания и слуха) работников соответствующих профессий и должностей с учетом особенностей и условий выполняемых ими работ, должно осуществляться согласно коллективному договору, но в не меньших номенклатуре, объемах и сроках пользования, определенных государственными правилами и нормами обеспечения работников этими средствами индивидуальной защиты.

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

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

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

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования пожарной безопасности

Основы пожарной безопасности в Российской Федерации законодательно закреплены в Федеральном законе от 21.12.1994 № 69-ФЗ. Требования к пожарной безопасности изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние Покровской ГЭС возлагается на руководителя станции.

Покровская ГЭС должна быть оборудована системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель Покровской ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит:

- при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений;
- известить руководство гидроэлектростанции;
- обесточить электрооборудование в зоне пожара;
- выдать письменный допуск для тушения пожара;
- организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работник Покровской ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить

к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники Покровской ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальную подготовку;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверку знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения

Объектами водяного пожаротушения Покровской ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Повреждение в генераторах, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания и осуществляют пуск автоматической системы пожаротушения. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на Покровской ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения Покровской ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и

запорно-пусковые устройства. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.3.3 Пожарная безопасность аккумуляторных установок

На двери помещения аккумуляторной должны быть нанесены надписи: "Аккумуляторная", "Огнеопасно", "Запрещается курить" или вывешены соответствующие знаки. На дверях должен быть установлен предупреждающий знак: «Осторожно электрическое напряжение».

При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части.

Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

7.4 Охрана окружающей среды

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Покровский гидроузел расположен в Республике Саха (Якутия) на реке Амга. Река берёт начало на склонах Амгинского хребта, протекает по Приленскому плато. Длина реки 1462 км, площадь бассейна 69,3 тыс. км². Принимает 195 притоков длиной более 10 км и 322 притока длиной менее 10 км. Большинство крупных притоков левые. В бассейне более 5700 озёр, общей площадью 101 км². В среднем и нижнем течении половодье – наиболее многоводная фаза водного режима. Половодье продолжается с мая по июнь. За этот период проходит до 63% годового стока. Наиболее многоводный месяц – май, реже июнь. Возможны наводнения. Дождевые паводки формируются в период с июля по октябрь. Начало осенних ледовых явлений – первая декада октября, ледостав – в конце октября, предваряется осенним ледоходом, который длится в среднем 5 суток. Местами река перемерзает. Зимой образуются наледи. Вскрытие реки начинается в начале мая. Весенний ледоход продолжается около 5 суток. Полное очищение ото льда происходит к середине мая. Судходство осуществляется в высокую воду на расстоянии до 450 км от устья. В нижнем течении осуществляется забор воды на орошение. Питание реки смешанное: снеговое и дождевое. Восточносибирский тип водного режима отличается высоким весенним половодьем и прерывистой меженью при прохождении дождевых паводков. Средняя мутность речных вод 10 г/м³. Климат резко-континентальный. Средняя температура зимой -36,17°, летом +15,8°. Среднегодовая температура -10,9°. Среднее количество осадков 26 мм.

Природа района в районе строительства Покровской ГЭС уникальна. Представлены лишайники огромным количеством видов: аматории, кладонии, цетрарии, из кустраниковых можно встретить арктическую толокнянку и воронику. Мхи также произрастают обильно. Еще южнее расположено царство карликовых ив, каранковых березок, вересков. В узкой полосе лесотундры, ближе к тайге произрастают европейские и сибирские ели, лиственницы, осоки. Из ягод много морошки, голубики, клюквы, малауры, малины. В тайге преобладает даурская лиственница, много кедров, елей, берез, пихт, встречаются сосняки. 19 видов растений Республики Саха занесены в Красную книгу.

Фауна сформировалась в палеогене. Представителей животного мира отличает склонность к сезонной миграции, значительное накопление подкожного жира, пушистый и густой мех или пух, умение рыть норы в снегу и готовить запасы на зиму. Большинство животных впадает в зимнюю спячку. В зоне тундры обитают белые медведи, песцы, полярные волки, лемминги, полярные совы и куропатки. Из копытных встречаются изюбри, косули, лоси, кабарги. Из птиц встречаются куропатки, тетерева, глухари и рябчики.

Водные биологические ресурсы реки Амга на участке строительства Покровской ГЭС представлены следующими видами: таймень, подкаменщик, ерш, окунь, щука, хариус, красноперка, плотва, тугун, налим, сиг, ленок. В

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

Воздействие Покровской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

В соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ (ред. От 27.12.2019) "Об охране окружающей среды" строительство объектов осуществляется в соответствии с требованиями в области охраны окружающей среды, в том числе в соответствии с требованиями к сохранению и восстановлению природной среды, рациональному использованию природных ресурсов, обеспечению экологической безопасности, предотвращению негативного воздействия на окружающую среду, нормативами допустимого воздействия на окружающую среду.

Строительство должно осуществляться с учетом технологических показателей наилучших доступных технологий при обеспечении приемлемого риска для здоровья населения, а также с учетом необходимости создания системы автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ.

На основании СТО РусГидро 06.02.76-2011 природоохранные мероприятия реализуются на этапе строительства и эксплуатации объекта и разрабатываются с целью:

- сохранения, формирования и восстановления состояния окружающей среды;
- поддержания естественной способности экосистем, в том числе и водных, к восстановлению;
- экологически обоснованного использования природных ресурсов.

При строительстве Покровского гидроузла выполняются следующие виды работ:

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

– строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036-2009 «Гидроэлектростанции. Водоохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования», в соответствии с которыми:

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

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

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

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

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

Код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{167848 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 7553 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (167848 м³);

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

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

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. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{84 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,68 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (84 т);

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

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

Таким образом в результате строительства будет образовано 7553 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,68 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 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Покровского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

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

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

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в воду, а также при проведении ремонтов.

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

8 Технико-экономические показатели

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				
		2028	2029	2030	2031	2032
Установленная мощность	МВт	120	120	120	120	120
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт*ч	40000	40000	40000	40000	40000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	400	400	400	400	400
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	39600	39 600	39600	39600	39600
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1262	1289	1318	1346	1375
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	49,98	51,04	52,19	53,30	54,45
НДС к выручке	млн.руб	7,62	7,79	7,96	8,13	8,31

Данные, полученные в результате расчётов, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию.

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

средне-срочную 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	30,6
Прочие	274,0	32,9
Итого по ГЭС	–	63,5

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

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
6-15 лет	0,09
Свыше 16 лет	0,14

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	16,25
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт*ч	1,14
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт*ч	0,33
Итого		17,71

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Амортизационные отчисления, млн.руб.	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3
Расходы на страхование, млн.руб.	28,5	27,7	26,9	26,2	25,4
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	63,5	63,5	63,5	63,5	63,5
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,7	2,6	2,5	2,5	2,4
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
Налог на воду, млн.руб.	5	5	5	5	5
Итого, млн.руб.	197,6	196,7	195,9	195	194,2

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

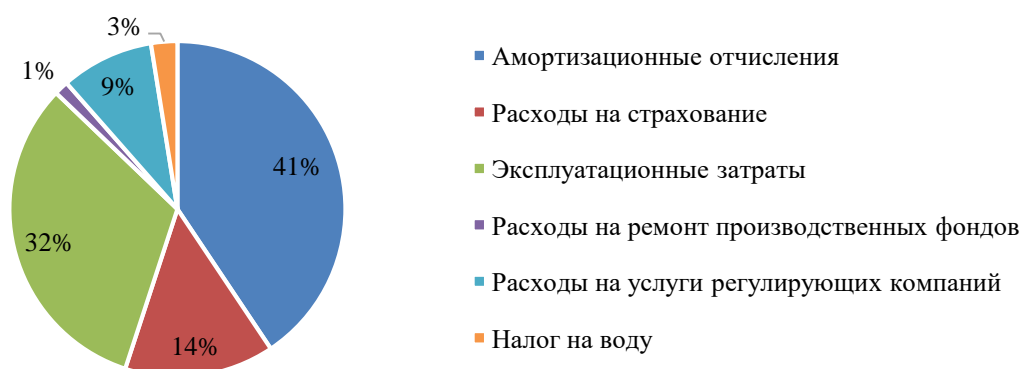


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

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 РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	194,87	200,03	205,47	210,77	216,21
НДС, млн.руб.	0,19	229,87	234,96	239,9	245
Взносы в социальные фонды, руб.	4080	4080	4080	4080	4080
Налог на имущество, млн.руб.	65,74	63,97	62,21	60,44	58,68
Итого, млн.руб.	260,81	493,87	502,63	511,11	519,89

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Видно, что налоговые расходы составляют значительную часть расходов ГЭС.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным результатом от продажи электроэнергии генерирующей компанией 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				
	2028	2029	2030	2031	2032
Выручка (нетто), млн.руб.	1127,5	1151,34	1176,9	1201,57	1227,11
Текущие расходы, млн.руб.	197,57	196,73	195,89	195,04	194,2
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1122,53	1146,36	1171,93	1196,59	1222,13
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	976,96	1002,56	1029,9	1056,32	1083,63
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	195,39	200,51	205,98	211,27	216,73
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	781,57	802,05	823,92	845,06	866,9
Ставка налога на прибыль,%	20	20	20	20	20

До 2025 года у нас нет прибыли, так как в первые годы строительства ГЭС происходит огромный вклад бюджета в оборудование, строительные материалы, наем работников и приобретение рабочих машин. Начиная с 2025 года начинается резкий скачок прибыли с нашего проекта, так как мы установили гидроагрегаты и начали производить и продавать электрическую энергию. В 2026 году наблюдается «полка», которая связана с началом строительных работ. А начиная с 2027 года при строительстве ГЭС уже не вкладывается огромных денег, что могло бы повлиять на ее прибыль.

8.5 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 8.2.

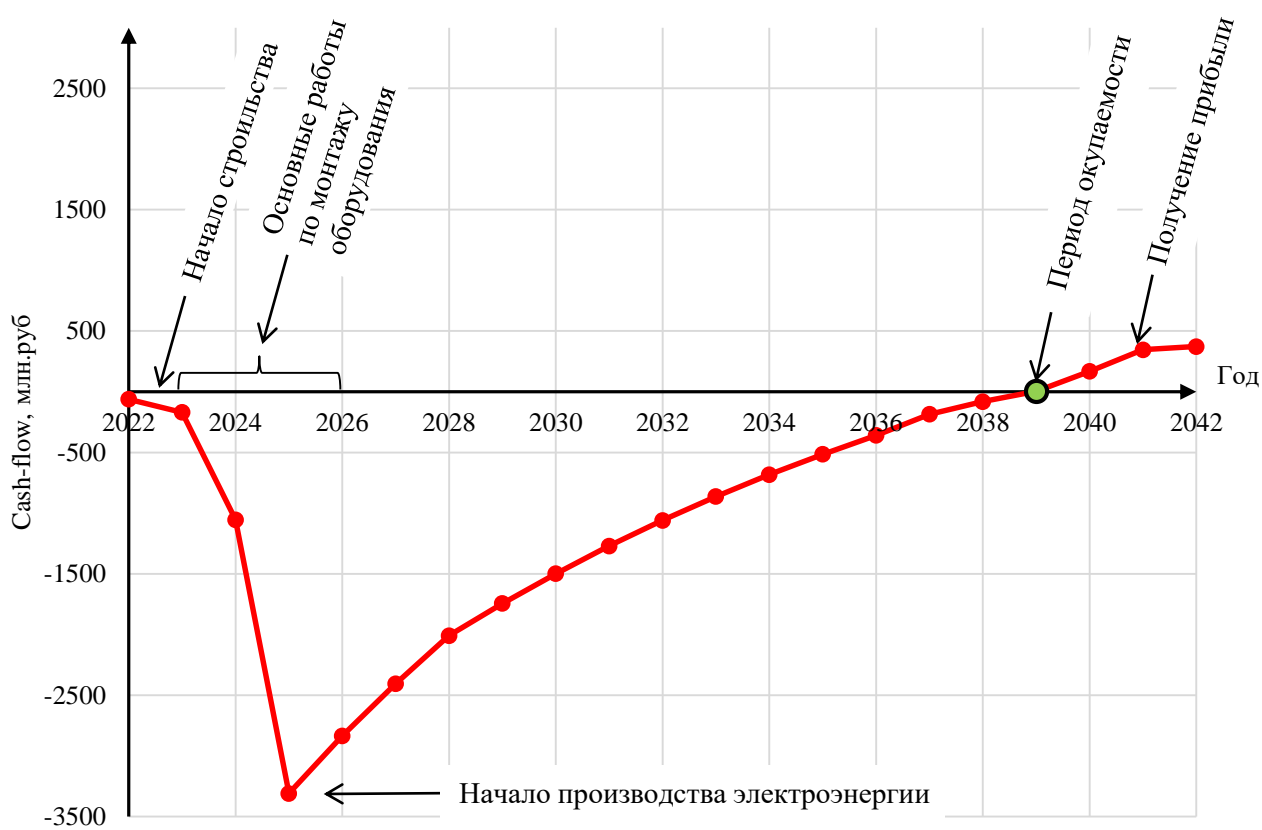


Рисунок 8.2 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из графика денежного потока можно наблюдать отрицательный денежный поток, то есть нехватку денежных средств в период с 2022 года (начало строительства) до 2039 года (период, когда проект сравнялся по расходам и прибыли). Если рассмотреть данный период подробнее, то мы наблюдаем постепенное снижение денежных средств с 2022 до 2023 года, так как в этот период разрабатывается местность под строительство ГЭС и больших расходов не требуется. А начиная с 2023 года по 2025 год происходит резкий спад денежных средств, что связано с основными тратами для закупки оборудования и монтажа гидроагрегатов. После установки гидроагрегатов

денежные средства по проекту постепенно увеличиваются, так как ГЭС начинает продавать электроэнергию. Этот период наблюдается до 2038 года. После этого доходы начинают покрывать расходы и ГЭС начинает приносить прибыль.

8.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно единым сценарным условиям ПАО РусГидро.

8.6.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- Чистый, дисконтированный доход
- Индекс прибыльности
- Срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Покровской ГЭС составляет 20 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования. Расчеты производятся по состоянию на 1 квартал 2022 года без учета геополитических изменений после 24 февраля 2022 года.

2) Предполагается, что в течение прогнозируемого периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.6.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	214
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	372,18
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,11
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,34
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,19
Удельные капиталовложения, руб/Квт	78166,7

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит 372,18 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,19 руб./кВт·ч.

Показатель чистого приведенного дохода является положительным, что говорит об эффективности проекта, индекс прибыльности показывает, что вложенные средства смогут окупиться и увеличиться на 11%. Дисконтированный период окупаемости 214 месяцев, такой срок обусловлен высокими начальными затратами на строительство, но проект будет всё равно прибыльный в связи с электродифицитом района строительства. Себестоимость электрической энергии и удельные капиталовложения находятся на приемлемом уровне.

8.6.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2028	2029	2030	2031	2032
В федеральный бюджет, млн.руб	200,04	434,88	445,40	455,65	466,19
В региональный бюджет, млн.руб	65,74	63,97	62,21	60,44	58,68
Итого налоговых поступлений, млн.руб	265,78	498,85	507,61	516,09	524,87

Строительство Покровской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. Большой объем поступлений в региональный бюджет можно будет использовать для развития региона. Стоит отметить, что с момента начала производства электроэнергии поступления в бюджеты значительно увеличатся.

8.7 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:

- Ставка налогов;
- Объем инвестиций;
- Объем сбыта;
- Ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

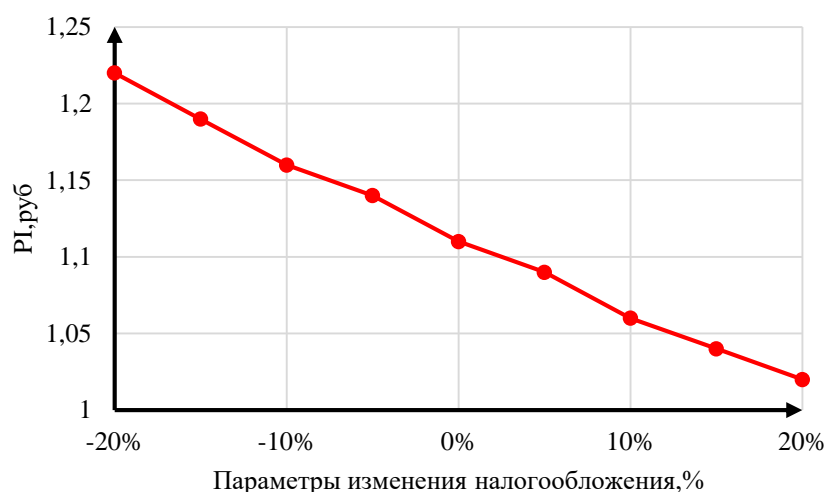


Рисунок 8.3 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Из графика на рисунке 8.3 видно, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI.

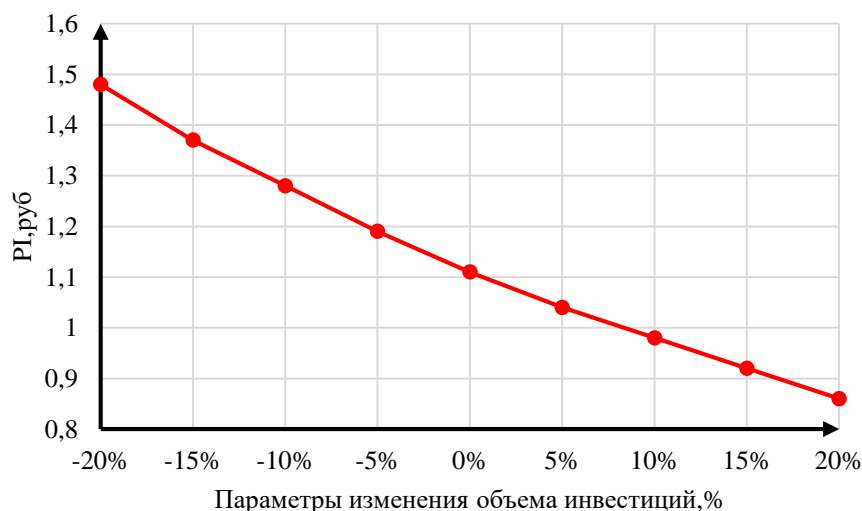


Рисунок 8.4 – Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Из графика на рисунке 8.4 видно, что увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению величины PI .

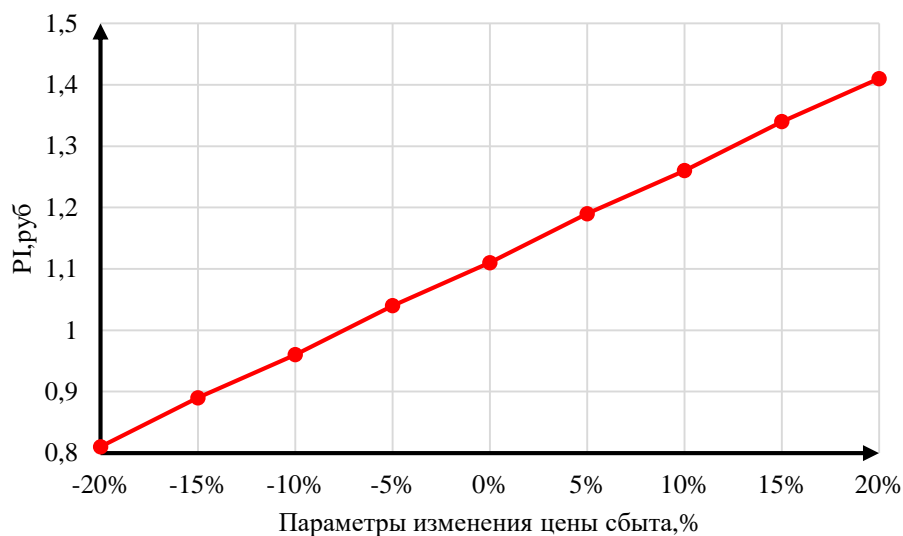


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из графика на рисунке 8.5 видно, что увеличение объема сбыта приводит к увеличению величины PI .

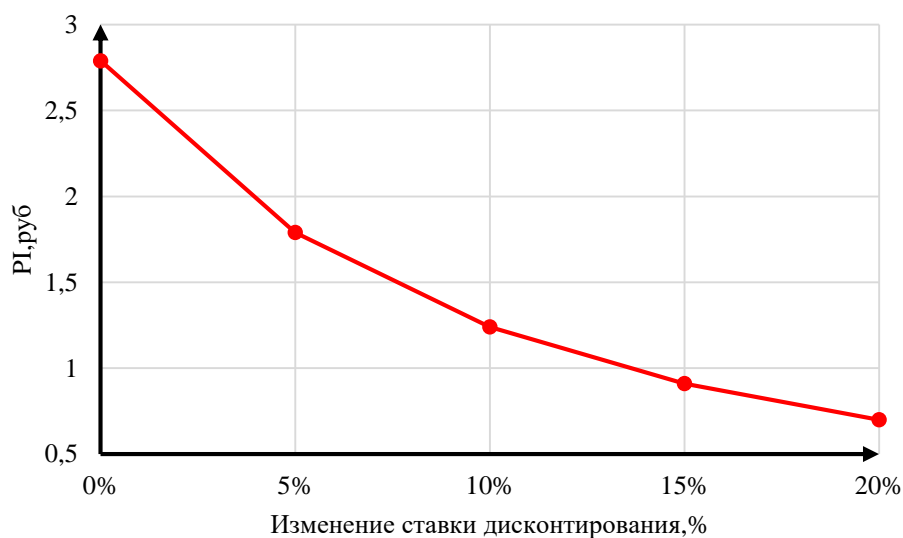


Рисунок 8.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из графика на рисунке 8.6 видно, что увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины PI .

9 Организация мониторинга технического состояния оборудования ГЭС

9.1 Общие сведения

В соответствии с приказом Министерства Энергетики от 25 октября 2017 года №1013 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики" ремонты, в зависимости от планирования, следует подразделять на плановые, неплановые и аварийные. Плановый ремонт также следует подразделять на планово-предупредительный ремонт и ремонт по техническому состоянию.

Ремонт по техническому состоянию – это ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, которые установлены в нормативно-технической документации, а объем и момент начала ремонта определяются техническим состоянием оборудования.

В данный момент на Саяно-Шушенской ГЭС плановый ремонт основного и вспомогательного оборудования применяется в виде планово-предупредительного ремонта, но при этом планируется переход на вид организации ремонта по техническому состоянию, для чего требуется контроль технического состояния оборудования с целью определения вида ремонта (текущий, средний, капитальный), перечня, объемов и сроков проведения ТОиР. Контроль технического состояния рассмотрим на примере анализа вибрационного состояния гидроагрегата.

9.2 Причины возникновения колебательных процессов в узлах гидроагрегата

Надежность и долговечность гидроагрегата во многом зависит от наличия колебательных процессов, от их величины и характера. С повышением мощности гидроагрегата растут и механические нагрузки, которые действуют на узлы гидроагрегата, что приводит к снижению запаса прочности этих узлов. Наличие аномальных колебательных процессов приводит к неисправностям, ускоренному износу и выходу из строя основного и вспомогательного оборудования. Также стоит учитывать, что вибрация некоторых процессов в гидроагрегате негативно воздействует как на сам гидроагрегат, так и на расположенное рядом оборудование и отдельные элементы здания ГЭС.

Вибрация в гидроагрегате зависит от следующих факторов:

- природы возникновения действующих сил;
- уровня действующих сил;
- конструктивных особенностей, в большей мере определяющих жёсткость опорных конструкций;
- условий работы оборудования.

Действующие силы по природе их возникновения можно разделить на гидравлические, механические и электрические.

Гидравлические силы обуславливаются неравномерным распределением скоростей потока воды в проточном тракте, образованием вихревого жгута под рабочим колесом, кавитационными явлениями в турбине, гидравлическим небалансом ротора турбины.

Механические силы образуются в основном из-за неуравновешенности вращающихся масс (рабочего колеса и/или ротора гидрогенератора), упругостью вала (то есть искривление линии вала, нарушение центровки гидроагрегата), трением при задевании вращающихся частей, трением в подшипниках, внутренним трением металла в материале вала.

Электрические силы обуславливаются периодической составляющей магнитного тяжения, неравномерностью воздушного зазора между ротором и статором гидрогенератора, несимметричной нагрузкой, замыканиями обмоток ротора и короткими замыканиями шин генератора и т.д.

Также стоит учитывать, что данные силы могут воздействовать на гидроагрегат как по отдельности, так и в совокупности.

Режимы работы гидроагрегата также крайне разнообразны по природе гидравлических сил. На одних режимах решающее значение имеют низкочастотные гидравлические силы, тогда как на других надежность работы оборудования определяется высокочастотными нагрузками. В таблице 9.1 приводится объяснение природы тех или иных гидравлических сил. Для каждой гидравлической нагрузки описывается способ выявления, приводятся наиболее характерные режимы турбины и дается результат их воздействия на рабочее колесо.

Таблица 9.1 – Режимная диагностика гидроагрегата

№ п/п	Гидравлическая нагрузка в турбине	Способ выявления	Характерный режим турбины	Результат воздействия на рабочее колесо
1	Гидравлическая сила на рабочем колесе из-за технологических отклонений в решетке лопастной системы.	При напоре $H = \text{const}$ с ростом мощности наблюдается увеличение радиальных вибраций корпуса турбинного подшипника и биения вала в его зоне на оборотной частоте $f_{об}$.	Гидравлическая сила достигает максимального значения при больших открытиях регулирующих органов.	1. Динамические напряжения в лопастной системе от этой силы не возникают. 2. Гидравлическая статическая нагрузка на рабочее колесо неравномерно распределяется между лопастями.
2	Низкочастотная гидравлическая нагрузка, вызванная закруткой потока на выходе с лопастей рабочего колеса (нагрузка от вращающегося вихревого «жгута» под рабочим колесом).	По вибрациям опорных узлов и биениям вала в зоне направляющих подшипников на частотах $f_{н.ч.} = \frac{f_{об}}{3 \div 8}$	При напоре $H = \text{const}$ частичные мощности $N = (0,45 \div 0,75) \cdot N_{опт}$. (направление вращения «жгута» и турбины совпадают) и режимы перегрузки $N = (1,1 \div 1,3) \cdot N_{опт}$. («жгут» вращается против направления вращения турбины). Мощности $N_{опт}$ соответствует максимальный уровень КПД радиально-осевой турбины.	1. Приводит к значительным перемещениям колеса, что может вызвать его задевание за неподвижные элементы турбины. 2. В лопастной системе наводит динамические напряжения большой амплитуды с частотой ($f_{об} - f_{н.ч.}$) на частичных мощностях и частотой ($f_{об} + f_{н.ч.}$) на режимах перегрузки.

Продолжение таблицы 9.1

№ п/п	Гидравлическая нагрузка в турбине	Способ выявления	Характерный режим турбины	Результат воздействия на рабочее колесо
3	Гидравлическая сила со стороны спиральной камеры, вызванная неравномерным характером потока по сечениям спирали.	1. В спектре вибраций опорных узлов наблюдаются колебания лопастной частоты. 2. В биениях отмечается одностороннее прижатие вала	1. Наибольшая неравномерность подвода воды спиралью имеет место на малых мощностях. 2. При одинаковом угле охвата спирали нагрузки на лопасть тем выше, чем меньше число лопастей.	1. Вызывает в лопастях колеса динамические напряжения оборотной частоты. 2. Вызывает одностороннее смещение колеса в камере.
4	Ударная гидравлическая нагрузка на рабочее колесо вследствие несогласованности угла выхода потока из направляющего аппарата с углом входа на лопасти колеса	В спектре вибраций опорных узлов присутствуют собственные частоты колебаний агрегата в поперечном направлении ($f_{\text{соб.поп.}} = 3 \div 6$ Гц) и собственные частоты колебаний в осевом направлении ($f_{\text{соб.ос.}} = 8 \div 15$ Гц).	Проявляется на малых мощностных режимах и холостом ходу.	Вызывает в лопастях турбины динамические напряжения на собственной частоте колебаний лопасти.
5	Гидравлическая нагрузка, формируемая неравномерностью потока за лопатками направляющего аппарата.	В спектре вибраций опорных узлов наблюдаются колебания лопаточной частоты	Зависимость от режима имеет индивидуальный характер и определяется типом турбины и кавитационными условиями на ГЭС.	Вызывает в лопастях рабочего колеса динамические напряжения лопаточной частоты. В осевых турбинах играют основную роль в усталостном разрушении лопастей. Развитые кавитационные явления и впуск воздуха в напорную часть турбины снижают колебания этой частоты.
6	Гидравлические нагрузки, связанные с пульсациями осевого вихря.	В спектре вертикальных вибраций опорного узла (несущей крестовины, опоры подпятника) присутствуют колебания частотой $3,5 \div 5,0$ Гц. В радиальных вибрациях подшипников эти колебания отсутствуют.	Наблюдается на частичных мощностях $N = (0,75 \div 0,8) N_{\text{опт}}$.	Вызывает в лопастях динамические напряжения с частотой $3,5 \div 5,0$ Гц.

Окончание таблицы 9.1

№ п/п	Гидравлическая нагрузка в турбине	Способ выявления	Характерный режим турбины	Результат воздействия на рабочее колесо
7	Высокочастотные динамические нагрузки от кромочных вихрей, сходящих с лопастей колеса, лопаток направляющего аппарата, статорных колонн.	В спектре вибраций турбинного подшипника и несущей крестовины (опоры подпятника) наблюдаются высокочастотные колебания (ф.ч. > флопат.). Колебания могут иметь вид биения. Надежно регистрируются по виброскоростям.	При $H = \text{const}$ нагрузки возрастают с повышением мощности турбины (если отсутствуют развитые кавитационные явления). С ростом напора наблюдается увеличение нагрузки этой частоты.	Определяют усталостную прочность рабочих колес. Их частота (прежде всего вихрей с лопастей колеса) оказывается часто близкой (или равной) к собственной частоте колебаний лопасти.
8	Кавитационные нагрузки в проточной части турбины.	Оцениваются по акустическому шуму в ультразвуковом спектре частот $f_{\text{кав.}} = 30 \div 600$ кГц.	Имеют индивидуальный характер. Зависят от сочетания режимных параметров: напора H , мощности N и высоты отсасывания H_S	Вызывают кавитационную эрозию рабочего колеса.

В нормальном режиме в суммарном воздействии на гидроагрегат наиболее выражена гидравлическая составляющая при условии, что гидроагрегат не имеет повреждений в механической части и не происходит замыканий и КЗ. Это утверждение было сделано из следующих соображений:

- Преобладающее большинство научных статей и исследований посвящены именно гидравлическим причинам, таким как: вихревой жгут, автоколебания в проточном тракте, гидроакустический резонанс и прочее;

- Величина вибрации носит сезонный характер, так как с ростом напора растут и гидродинамические силы, действующие на ГА. Об этом могут свидетельствовать увеличение амплитуды в низкочастотной области спектра;

- Чем ближе узел расположен к проточной части, тем выше уровень вибрации, то есть больше амплитуда и диапазон изменения.

Аномальные колебательные процессы являются не только следствием какой-либо неисправности или изменения режима, но и также могут стать причиной появления дефектов и повреждений. В общем и целом, их возникновение происходит по следующим основным причинам:

- Приближение или совпадение частот собственных колебаний узлов агрегата с частотами воздействующих сил;

- Все виды небаланса ротора, то есть гидравлический, механический и электрический;

- Уменьшение жесткости конструктивных элементов, например, ослабление крепления узлов агрегата, болтовых соединений, увеличение зазора в направляющих подшипниках и т.д.;

- Эксплуатация гидроагрегата на нереккомендуемых и недопустимых режимах.

9.2 Мониторинг вибрации

В зависимости от природы возмущающих сил, колебания конструктивных узлов агрегата происходят на разных частотах. Установлено соответствие частот возмущений возможным неисправностям. Соответствие частот и причин колебаний представлено в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Частоты колебаний конструктивных узлов агрегата

Название частоты	Формула	В пересчете для Саяно-Шушенской ГЭС, Гц	Основные причины вибрации
Оборотная частота	$f_{об} = n_{ном}/60$	2,38	Все виды небаланса ротора
Двойная оборотная частота	$f_{2об} = 2 \cdot f_{об}$	4,76	Неравномерность зазора в подшипниках, несоосность валов ГТ и ГГ, форма статора ГГ и т.д.
Частота равная половине оборотной	$f_{об/2} = 0,5 \cdot f_{об}$	1,19	Ослабление крепежа рассматриваемого узла
Жгутовая частота	$f_{ж} = f_{об}/(3 \div 5)$	0,48-0,79	Вихревой жгут, образующийся на некоторых режимах в отсасывающей трубе
Лопастная частота	$f_{лоп} = z_1 \cdot f_{об}$	35,7	Взаимодействие каждой лопасти один раз за оборот вала. Повышенная вибрация для РО турбин может возникнуть при неравномерном зазоре в лабиринтных уплотнениях колеса
Сегментная частота	$f_{сегм} = z_{сегм} \cdot f_{об}$	Двухрядный, количество сегментов в одном ряду по 20. Количество сегментов ГП и ТП по 12.	Наличие в спектре сегментной частоты служит диагностическим признаком неравномерной установки сегментов
Лопаточная частота	$f_{лопат} = z_0 \cdot f_{об}$	47,6	– Сход вихрей с кромок лопаток НА; – Шаговая неравномерность скоростей и давлений за лопатками НА. В РО турбинах силы лопаточной частоты практически не наблюдаются.

Анализируя осциллограммы и амплитудно-частотные спектры виброконтроля, можно выявить источник и параметры вибрации, включающие в себя: частоту, амплитуду, интенсивность, направление, продолжительность воздействия и т.д.

В таблице 9.3 приведены наиболее характерные неполадки гидроагрегата и дано описание диагностических признаков дефекта, с помощью которых и выявляется источник вибрации.

Таблица 9.3 – Диагностика технического состояния оборудования

№	Узел	Дефект	Диагностический параметр	Диагностические признаки дефекта
1	Рабочее колесо	Механическая неуравновешенность	По радиальным вибрациям корпуса турбинного подшипника и биениям вала в его зоне	Выявляется лучше всего на режиме выбега (после отключения агрегата от сети) и на режимах холостого хода с разной частотой вращения. Амплитуда колебаний оборотной частоты возрастает пропорционально квадрату частоты вращения. С изменением мощности агрегата величины вибраций и биений вала оборотной частот не меняются.
		Гидравлическая неуравновешенность	По радиальным вибрациям корпуса турбинного подшипника и биениям вала в его зоне	Амплитуды вибраций и биения вала оборотной частоты возрастают с увеличением расхода воды (мощности агрегата).
		Задевание рабочего колеса за камеру в осевых турбинах (или в нижнем лабиринтном уплотнении в радиально-осевых турбинах)	По вибрациям опорных узлов и биениям вала	Появление в спектре радиальных вибраций корпусов подшипников и биениях вала собственных частот колебаний ротора агрегата в поперечном направлении. В спектре вертикальных вибраций агрегата наблюдаются собственные частоты колебаний ротора в осевом направлении, а также собственные частоты колебания ротора в поперечном направлении.
		Износ кинематики механизма поворота лопастей (повышенные зазоры в элементах кинематики механизма) ПЛ и ДПЛ турбин.	По вибрациям маслоприемника на собственной частоте механизма разворота лопастей	Вибрации отсутствуют при ходе лопастей в одну сторону (например, на открытие) и возникают при ходе лопастей в другую сторону (на закрытие).
		Поломка лопастей осевых турбин в корневом сечении	По радиальным вибрациям корпуса турбинного подшипника и биениям вала в его зоне	Происходит внезапное возрастание биения вала и вибраций турбинного подшипника на оборотной частоте колебаний
		Отрыв периферийно-выходного участка лопасти осевой турбины	По кавитационному шуму в проточной части	Наблюдается изменение уровня кавитационного шума по сравнению с исходным состоянием. Роста вибраций и биения вала не наблюдается, если обрыв имеет место на одной лопасти или двух противоположащих лопастях.
		Нарушение комбинаторной зависимости ПЛ турбин	По датчикам открытия направляющего аппарата и угла разворота лопастей	Разница между теоретическим и фактическим углом более $\varphi = 2^\circ$ при открытии НА $a_0 = \text{const}$.

Продолжение таблицы 9.3

№	Узел	Дефект	Диагностический параметр	Диагностические признаки дефекта
2	Камера РК осевой турбины	Разрушение камеры рабочего колеса (вырывы обечайки, смещение секторов камеры)	По кавитационному шуму в проточной части работающего агрегата	Резкое усиление кавитационных шумов в проточной части работающего агрегата по сравнению с начальным уровнем шумов.
		Искаженная форма камеры рабочего колеса	По вибрациям корпуса турбинного подшипника	На агрегате с искаженной формой камеры наблюдаются в спектре радиальных вибраций турбинного подшипника колебания лопастной частоты и кратные ей гармоники.
3	Лабиринтное уплотнение радиально-осевого колеса	Разрушение уплотнения	По вибрациям корпуса турбинного подшипника	На агрегате с искаженной формой камеры наблюдаются в спектре радиальных вибраций турбинного подшипника колебания лопастной частоты и кратные ей гармоники.
4	ТП	Ослабление крепежа корпуса подшипника	По вибрациям корпуса подшипника	Колебания частот $0,5f_{об}$ отмечаются на всех режимах работы агрегата, причем амплитуда вибраций обычно нарастает с увеличением мощности агрегата. В биениях вала относительно корпуса подшипника эти колебания не прослеживаются.
		Повышенный зазор вал-вкладыш	По биению вала	Рост биения вала на оборотной частоте при сохранении уровня вибрации корпуса подшипника
		Повреждение опорного узла сегментного направляющего подшипника	По биениям вала в зоне подшипника	Колебания частотой $2f_{об}$ имеют место на всех режимах работы агрегата, включая режим синхронного компенсатора. При большой жесткости корпуса подшипника наблюдаются только в биениях вала.
		Неравномерная жесткость корпуса направляющего подшипника по периметру	По вибрациям корпуса подшипника	Выявляется из построения траектории движения центра вала (годографа) по вибрациям корпуса за оборот турбины. Годографы строятся для различных режимов турбины.
		Неравномерность жесткости «вал-вкладыш» подшипника по периметру	По биениям вала относительно неподвижных частей агрегата	Выявляется из построения траектории движения центра вала (годографа) по биениям вала за оборот турбины. Годографы строятся для различных режимов турбины.
5	Ротор генератора	Механическая неуравновешенность	По радиальным вибрациям корпуса генераторного подшипника и биениям вала в его зоне	Дисбаланс ротора обнаруживается на режиме выбега и на холостом ходу без возбуждения (при разных частотах вращения машины) по вибрациям и биениям вала генераторного подшипника. Радиальные вибрации корпуса генераторного подшипника и биения вала остаются неизменными на мощностных нагрузках.
		Электрическая неуравновешенность	По радиальным вибрациям корпуса генераторного подшипника и биениям вала в его зоне	Обнаруживается по резкому изменению вибраций корпуса генераторного подшипника и биений вала в его зоне на режиме холостого хода при подаче возбуждения. Величина вибраций и биений вала от электрической неуравновешенности ротора генератора не зависит от режима работы агрегата.

Продолжение таблицы 9.3

№	Узел	Дефект	Диагностический параметр	Диагностические признаки дефекта
5	Ротор генератора	Ослабление посадки обода на спицы ротора генератора	По вибрациям корпуса генераторного подшипника	После сброса нагрузки и последующего набора мощности (без останова агрегата) наблюдаются увеличенные вибрации оборотной частоты корпуса генераторного подшипника по сравнению с вибрациями до сброса. При останове агрегата и последующем наборе той же мощности вибрации генераторного подшипника не превышают величины, предшествующей сбросу нагрузки.
		Неточная установка ротора в расточке статора генератора	По биениям вала в зоне генераторного подшипника относительно неподвижной части агрегата (перемещениям) И вибрациям корпуса генераторного подшипника.	Выявляется из годографов, построенных по вибрациям корпуса генераторного подшипника и биениям вала.
		Ослабление посадки втулки ротора генератора (свойственно подвесным генераторам, трехопорная схема).	По биениям вала в зоне генераторного подшипника.	Рост биения вала в зоне верхнего генераторного подшипника (зазора «вал-вкладыш» подшипника) во времени. Вибрации корпуса верхнего генераторного подшипника остаются при этом неизменными. Рост вибраций нижнего генераторного подшипника и биений вала не наблюдается во времени.
6	Статор генератора	Ослаблено крепление стыков железа статора	По вибрациям стыков железа статора	Уровень вибраций частотой 50 Гц в стыках железа статора превышает нормативный
		Распушенность железа статора	По вибрациям стыков железа статора	Уровень вибраций частотой 100 Гц в стыках железа статора превышает нормативный.
		Неудовлетворительная форма статора	По перемещениям вала в зоне генераторного подшипника	Значительные статические смещения вала в зоне генераторного подшипника.
7	Генераторный подшипник	Разбит нижний генераторный подшипник в трехопорной схеме агрегата	По радиальным вибрациям подшипников	Отсутствуют вибрации корпуса нижнего генераторного подшипника. Вибрации корпусов верхнего генераторного и турбинного подшипников имеют повышенный уровень по сравнению с обычной схемой работы агрегата.
		Разбит верхний генераторный подшипник в трехопорной схеме агрегата	По радиальным вибрациям подшипников	Отсутствуют вибрации корпуса верхнего генераторного подшипника. Вибрации нижнего генераторного подшипника имеют место.
8	Подпятник	Неровность зеркальной поверхности диска подпятника	По осевым вибрациям опоры подпятника	Обнаруживается по высокому уровню колебаний сегментной частоты fсегм. в спектре осевых вибраций агрегата.

Окончание таблицы 9.3

№	Узел	Дефект	Диагностический параметр	Диагностические признаки дефекта
8	Подпятник	Неравномерная нагрузка на сегменты подпятника	По датчикам биения вала, установленным в зоне подшипников	На остановленном агрегате регистрируются зазоры «вал-вкладыш подшипника» для двух случаев: ротор агрегата опирается на подпятник; ротор агрегата подпятника на тормозах. При неравномерной нагрузке на сегменты обнаружится разница в зазорах по соответствующим датчикам.
		Разная по периметру жесткость крышки	По вертикальным вибрациям опоры пяты и крышки турбины,	По периметру крышки турбины имеет место разный уровень вертикальных вибраций на собственной частоте осевых

Далее рассмотрим подробнее анализ осциллограмм и амплитудно-частотных спектров. Для этого на Саяно-Шушенской ГЭС используется WinПОС – программа для обработки измерений вибрации.

Интерфейс программы представлен на рисунке 9.1. В программе WinПОС:

- В левом нижнем углу находится окно с выбором исходных данных, которыми служат измерения вибрации при определенных режимах работы оборудования;
- В левом верхнем углу находится список созданных графиков;
- Верхнюю половину занимает окно с осциллограммами;
- Нижнюю половину занимает окно с амплитудно-частотным спектром.

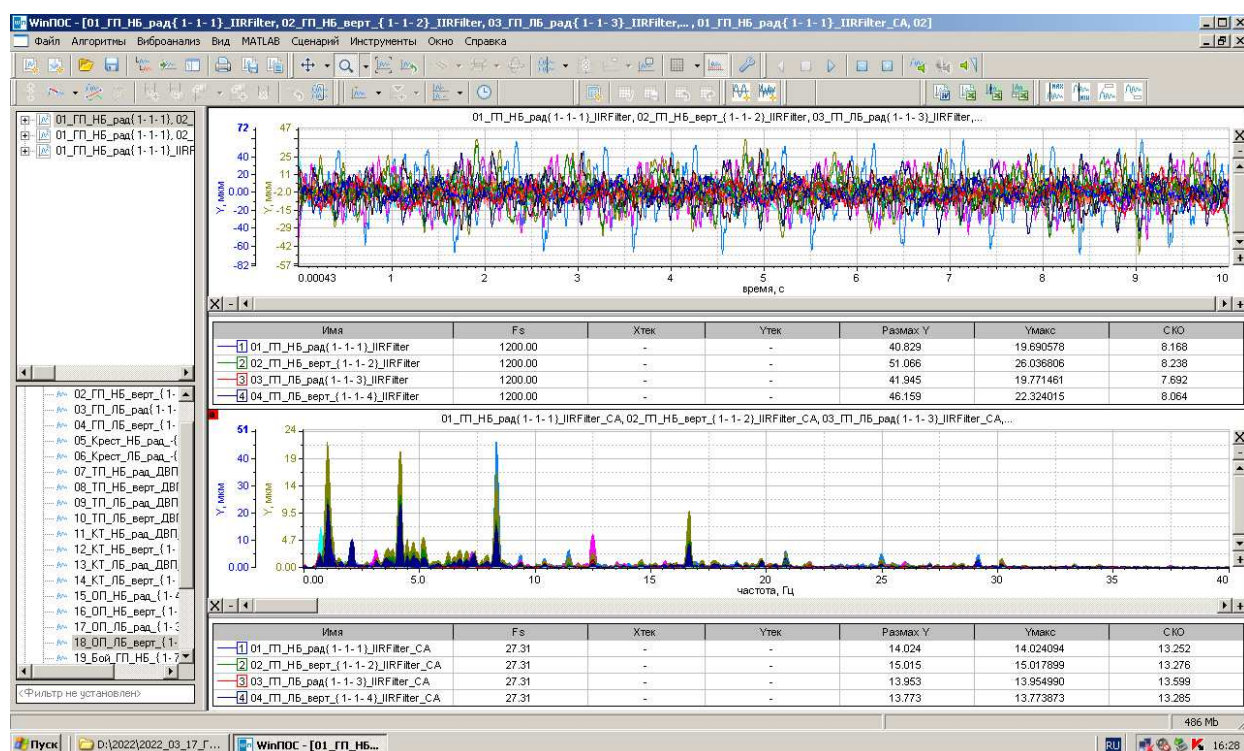


Рисунок 9.1 – Интерфейс программы WinПОС

Исходными данными для осциллограммы и амплитудно-частотного спектра опорных узлов являются измерения вибрации корпуса генераторного подшипника, крестовины, корпуса турбинного подшипника, крышки турбины и опоры подпятника.

Для начала к осциллограмме применяют фильтрацию, чтобы избавиться от низких частот. После этого в соответствии с нормативной документацией в спектре выделяют промежуток длительностью 5 секунд, в который должно попасть самое большое значение двойной амплитуды $2A_{\max}$. В пределах этого промежутка определяется:

- Максимальный, $2A_{\max}$ – максимальный размах виброперемещения в полосе частот 0,7 – 200 Гц;
- Средний, $2A_{\text{ср}}$ – осредненный размах виброперемещения в полосе частот 0,7 – 200 Гц;
- СКЗ, $2A_{\text{СКЗ}}$ – среднеквадратичное значение виброперемещения в полосе частот 0,7 – 200 Гц.

Полученные значения присваиваются оценки в соответствии с графиком на рисунке 9.2.

Далее по всей осциллограмме, которая имеет длительность 20 секунд, производят построение амплитудно-частотного спектра. На этом спектре выделяют 7 самых больших пиков в пределах 0 Гц – 50 Гц и дают им оценку по графику на рисунке 9.2. На этом спектре можно заметить отчетливые пики, которые возникают на частотах, представленных в таблице 9.1.

После этого для каждого параметра вибрации определяется итоговая оценка – наихудшая оценка из списка выставленных ранее оценок.

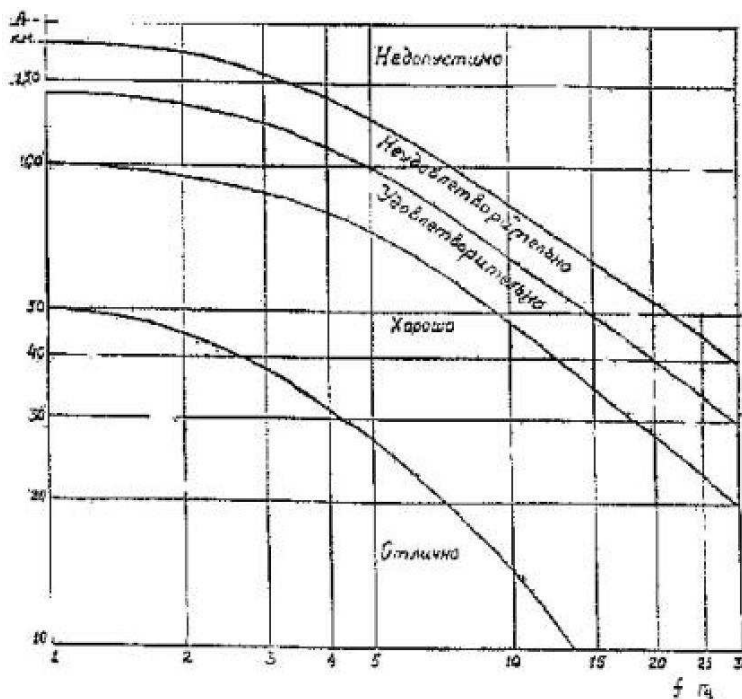


Рисунок 9.2 – График для определения оценки вибрации

Описанный выше алгоритм действий применяют для анализа осциллограммы и амплитудно-частотного спектра, но в отношении биения вала

в районе генераторного подшипника и турбинного подшипника. Разница в том, что оценку определяют только по максимальной относительной вибрации $2A_{\text{макс}}$.

Анализ осциллограммы и амплитудно-частотного спектра абсолютной и относительной вибрации проводят для каждого гидроагрегата при определенных режимах работы: холостом ходу турбины с различными частотами вращения, холостом ходу генератора с различными напряжениями и генераторном режиме с различной активной мощностью.

Помимо анализа осциллограмм и спектров следует анализировать вибрацию и по трендам, поскольку организация ремонта по техническому состоянию подразумевает под собой не только мониторинг, но и прогнозирование изменения параметров, что можно сделать только на основе многолетних наблюдений. Но в данный момент на Саяно-Шушенской ГЭС нет полноценного прогнозирования технического состояния оборудования, так как отсутствуют средства, в которых можно было бы делать это автоматически и при этом достоверно, а также отсутствует нормативная документация, которая бы регулировала этот процесс.

Поэтому мною была начата разработка Excel файла, который позволяет в автоматическом режиме строить тренды параметров за определенный промежуток времени. Допущением является то, что для прогнозирования используется линейная интерполяция вида $y = ax + b$, но так как некоторые параметры изменяются по экспоненциальной зависимости, то и применение линейной интерполяции к ним не целесообразно, так как полученные данные не будут обладать достаточной достоверностью.

Файл представляет собой:

- лист с исходными данными, который представлен на рисунке 9.3;

Контролируемые параметры ГА1	Ед. изм.	Допуск		1	3440	3441	3442	3443	3444	3445
		Предупр.	Аварийн.	2						
				3	01.05.2021	02.05.2021	03.05.2021	04.05.2021	05.05.2021	06.05.2021
Режим работы				4						
Уровень верхнего бьефа	м	-	-	5	500,4		500,55		500,58	
Уровень нижнего бьефа	м	-	-	6	323,73		324,01		323,96	
Напор	м	-	-	7	176,67		176,54		176,62	
Высота отсасывания	м	-	-	8	-9,73		-10,01		-9,96	
Средний уровень рабочего колеса	м	-	-	9	314		314		314	
Мощность активная	МВт	-	-	10	562		560		561	
Открытие НА	%	-	-	11	89,64		89,41		89,56	
Ток ротора ГГ	А	-	-	12	2365,5		2419,03		2427,06	
Напряжение ротора ГГ	В	-	-	13	318,22		327,77		325,5	
Ток статора, фаза А	кА	-	-	14	20,66		20,51		20,58	
Ток статора, фаза В	кА	-	-	15	21,02		20,88		20,93	
Ток статора, фаза С	кА	-	-	16	20,67		20,5		20,61	
Напряжение статора Uab	кВ	-	-	17	15,53		15,61		15,59	
Напряжение статора Ubc	кВ	-	-	18	15,61		15,69		15,68	
Напряжение статора Uca	кВ	-	-	19	15,72		15,79		15,77	
Мощность реактивная	МВАр	-	-	20	7		27		28	
Ток статора ВГ	А	-	-	21	1130		1156,06		1159,45	
Ток ротора ВГ	А	-	-	22	399,86		401,84		402,31	

Рисунок 9.3 – Лист с исходными данными

- лист с выбором дат, в пределах которых нужно построить тренд. Данный лист представлен на рисунке 9.4;

Данные вносить только в оранжевые ячейки в формате ДД.ММ.ГГГГ		
с	01.12.2011	по 12.05.2022

Период для графиков		
	Дата	Столбец
С какого:	01.12.2011	1
По какое:	12.05.2022	3816

Рисунок 9.4 – Лист с датами

– набор типовых листов, на которых и происходит построение трендов и их анализ. Пример такого листа изображен на рисунке 9.5.

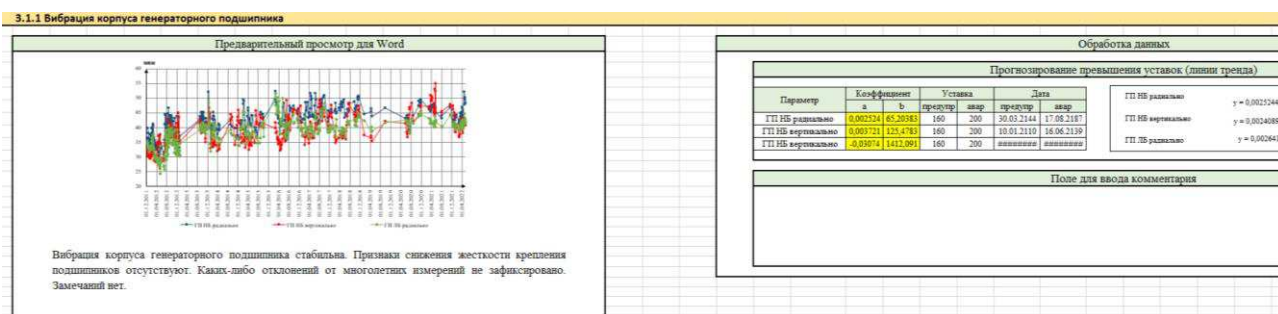


Рисунок 9.5 – Пример листа для анализа параметра

Также для упрощения работы и экономии времени работника, который будет проводить анализ параметров, была реализована функция автоматического вывода готового отчета по мониторингу этих параметров. Для этого используется Word файл, в котором заранее была сформирована структура отчета и при необходимости вывести отчет на печать требуется лишь обновить связи с Excel файлом, что делается с помощью нажатия одной кнопки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте были рассчитаны и определены основные параметры Покровского гидроузла, расположенного в Республике Саха (Якутия) на реке Амга.

В ходе ВЭР была определена установленная мощность, равная 120 МВт и среднемноголетняя выработка 411 млн. кВт·ч.

Далее был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный $H_{\max} = 38,9$ м;
- расчетный $H_{\text{расч}} = 29,1$ м;
- минимальный $H_{\min} = 22,0$ м.

При выборе турбин рассматривались два варианта: ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. В результате был выбран вариант с тремя турбинами ПЛ40а-В-450. Для данной турбины был подобран серийный гидрогенератор СВ-733/130-36 с номинальной активной мощностью 40 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений – 3 одиночных блока и 2 отходящих линии, с двумя рабочими системами шин. Были выбраны блочные трансформаторы ТДН-63000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТС-2500/10,5, а для ВЛЭП – провода марки АС 240/48.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики.

Компоновка гидроузла принята русловой, а в качестве гасителя энергии было принято использовать принцип свободно отброшенной струи. В состав сооружения Покровского гидроузла входят:

- левобережная грунтовая плотина;
- бетонная водосливная плотина;
- станционная бетонная плотина;
- правобережная грунтовая плотина.

Также были рассмотрены мероприятия для организации безопасности ГТС, перечислены мероприятия по охране окружающей среды во время строительства и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам было получено:

- дисконтированный период окупаемости – 17 лет, 10 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,19 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 78166,7 руб/кВт.

Таким образом строительство Покровского гидроузла является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский А. Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ. - Саяногорск, 2005. – 114 с.
2. Алексеев Б. А. Объем и нормы испытаний электрооборудования / Б. А. Алексеев, Ф. Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 254 с.
3. ГОСТ Р 56302-2014. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. № 1983-ст: введен впервые: дата введения 2015-09-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации и сертификации в машиностроении (ВНИИНМАШ). – Москва: Стандартинформ, 2015. – 19с.
4. ГОСТ Р 56303-2014. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 октября 2016 г. № 1302-ст: введен впервые: дата введения 2017-03-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации и сертификации в машиностроении (ВНИИНМАШ). – Москва: Стандартинформ, 2015. – 19с.
5. ГОСТ Р 57114-2016. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологичное управление: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. № 1984-ст: введен впервые: дата введения 2015-09-01 / разработан ОАО «СО ЕЭС». – Москва: Стандартинформ, 2016. – 19с.
6. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
7. Каталог «Выключатели элегазовые» // Высоковольтный союз: официальный сайт. – 2010. – URL: <http://www.vsoyuz.com/>.
8. Каталог «Гидрогенераторы» // Сервис Онлайн Электрик: официальный сайт. – 2011. – URL: <http://online-electric.ru>.
9. Каталог «Ограничители перенапряжений 3–35 кВ» // ЗАО завод электротехнического оборудования: официальный сайт. – 2012. – URL: <http://www.zeto.ru/>.

10. Каталог «Трансформаторы сухие» // Чебоксарский электрозавод Трансформатор: официальный сайт. – 2010. – URL: <https://cheb-transformator.com/>.
11. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» // ОАО Свердловский завод: официальный сайт. – 2010. – URL: <http://www.cztt.ru/main.html>.
12. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
13. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7: дата введения 13 декабря 2006. – Новосибирск: Норматика. 2018. – 462 с.
14. Российская Федерация. Постановление № 986. О классификации гидротехнических сооружений: введено 02.11.2013. – Москва: Правительство Российской Федерации. – 10 с.
15. Сайт компании «Экра»: официальный сайт. – 2007. – URL: <https://ekra.ru/>.
16. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 02.06.2004: дата введения 2013-01-01. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с.
17. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования: дата введения 2002-12-27. – Москва: ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.
18. СТО 17230282.27.140.022-2008. Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования: дата введения 2008-10-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с.
19. СТО 17330282.27.140.020-2008. Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания, нормы и требования: дата введения 2008-07-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
20. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта: дата введения 2007-12-06. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007. – 20 с.
21. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ: дата введения 2008-04-18. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 12 с.
22. СТО 56947007-29.240.10.249-2017. Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций: дата введения 2017-09-28. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19 с.
23. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения: дата введения 2007-12-20. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 131 с.

24. Чернобровов Н.В. Релейная защита: учебное пособие / Н. В. Чернобровов. – Москва: Издательство «Энергия», 1974. – 675 с.

25. Щавелев Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие / Д. С. Щавелев. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 331 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Общая часть

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Амга за период 1939-1999 гг.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp,r
1939	30,2	23,5	20,2	20,9	596	422	212	77,6	89,4	48,2	26	25,1	133
1940	21,7	18	15,6	14,4	514	437	192	55,5	59,1	50,6	42,2	33,8	121
1941	25,3	24,5	20,9	22,9	422	337	193	29,3	28,6	20,1	13,1	16,6	96
1942	17,7	16,9	15,4	14,7	398	212	193	57,7	91	58,1	25,6	22,3	94
1943	15,6	13,4	11,2	60,3	815	347	228	170	170	174	59,3	44,4	176
1944	31,6	26,5	20,3	18,3	1220	411	350	233	224	208	50,1	41,5	236
1945	31	25,6	21,4	19,4	837	575	465	90,3	83,1	41,9	30,8	26,3	187
1946	20,4	18,9	17,4	17,1	471	702	394	123	115	46,6	32,1	31,3	166
1947	24,4	21,6	17,9	17,6	870	198	245	34,3	63,9	47,5	18,6	24	132
1948	22,6	22,1	18,3	18,4	884	252	277	165	164	123	34,6	32,4	168
1949	21,6	17,9	15,1	13,2	1080	613	222	153	219	178	60,1	49,1	220
1950	38	30,9	25,8	24,2	767	351	193	82,4	57,7	50,7	42,4	41,2	142
1951	25,9	24,1	22,2	12,1	773	480	263	182	188	184	67,8	56,1	190
1952	22,4	17,8	15	19,5	1410	720	246	73,4	129	89,4	47,4	33,7	235
1953	25,2	21,7	18,2	17,4	870	210	217	43,4	54,2	62,5	25,9	31,5	133
1954	25,2	21,6	18,1	15,3	573	743	261	33,7	29,8	13,9	10,4	10,6	146
1955	13,5	13,2	12,4	13,4	762	272	245	53,5	43,9	15,4	12,8	15	123
1956	13,5	11,6	10,7	10,8	360	860	262	58,4	89,8	94,2	42,3	30,8	154
1957	23,4	18,4	16	15,9	1290	424	389	147	206	119	35,7	27,3	226
1958	20,6	19,5	19,3	18,9	886	770	1060	139	151	95,3	53,5	48,6	273
1959	32,5	29,1	27,7	25,9	1010	607	336	197	221	149	45	38,4	227
1960	29,8	26,1	23,2	23,7	738	430	237	105	106	93,6	31,2	26,7	156
1961	22,1	21	20,3	20,5	1140	863	337	97,8	101	79,5	36,9	30,1	231
1962	15,5	14,3	13,4	18,1	1690	442	230	62,6	93,8	65	43,2	38,6	227
1963	23,4	13,9	14,4	16,5	634	708	212	50,4	51,9	37,6	25	23,5	151
1964	12,7	7,67	8,4	11	769	492	212	70,9	56	34,6	18,5	15,3	142
1965	17,1	15,2	15,2	14,9	666	451	240	100	149	84,4	23,6	21,2	150
1966	17,3	14	12,4	14,6	938	383	212	67,9	82	106	38,3	28,6	160
1967	21,5	17,3	17,8	71,9	1290	733	252	49,4	47,5	35,3	17,8	20,5	215
1968	16,4	13,7	11,5	168	1000	228	281	56,7	98,7	70,2	25,6	18,4	166
1969	12,8	9,9	9,1	11,5	684	672	265	53,2	46,7	24,2	19,9	18,6	152
1970	14,7	12	9,8	13,9	1160	767	239	83,4	158	106	50,4	31,1	220
1971	22,9	17,2	13,4	11,8	1500	388	273	67,2	136	72,8	39,4	41,5	215
1972	29,1	22	22,7	27,2	738	447	274	167	165	115	40,7	34,2	173
1973	13,7	11,3	9,3	11,8	639	316	257	70	38,9	49,6	21,7	15,9	121
1974	17,6	15,8	14,7	15,5	816	501	226	72,7	86,5	67,2	25,6	26,5	157
1975	21,4	16,5	35	35,3	814	431	329	186	184	188	53,5	32,7	194

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp.г
1976	23,4	21,2	17,1	24,9	1100	689	355	116,2	214	116	40,1	27,3	229
1977	22,2	22,6	19,9	28,4	1100	426	199	79,4	74	68,9	36,9	25,4	175
1978	18,5	17,8	17	15,6	716	675	450	107	138	61,6	35,9	30,2	190
1979	24,8	18,1	16,9	16,7	1440	454	281	186	152	141	59,8	56	237
1980	45	34,7	32,3	32,7	1310	634	263	41,2	47,9	34,6	24	25,3	210
1981	22,2	18,7	17,5	18,2	638	209	136	221	550	214	62	44,3	179
1982	34,4	28,9	24,1	42,4	1210	865	634	127	192	88,2	49,2	27,7	277
1983	24	23,4	21,4	20,1	1640	443	402	367	606	394	107	63,4	343
1984	45,6	38,5	30,4	25,2	1310	854	133	74,6	62,2	39,1	28,6	25	222
1985	23,5	18,7	16,9	25,1	674	274	61,5	45,2	43,7	38,7	21	17,8	105
1986	13,4	10,4	11	12,7	264	203	42,7	39,3	39,7	25,8	12,1	11,4	69
1987	10,6	9,53	9,58	11,1	320	991	232	115	77	47,6	24	15,8	155
1988	12,1	10,7	11,6	16,4	671	370	254	283	240	124	46,7	41	173
1989	24	21	17,8	19	1350	841	440	270	250	135	58,5	45,9	289
1990	37,4	33,6	35,6	40,3	1060	259	148	70,1	58,6	44,4	22,4	15,6	152
1991	12,1	11,1	10,5	16	560	264	181	109	147	69,6	35,5	31,9	121
1992	31,6	24,6	20,9	29,8	577	278	188	118	71,5	74,5	37	24,1	123
1993	22,1	18,5	18,3	22,8	976	766	174	102	163	95	37	30,5	202
1994	23,5	20,2	21,9	22,6	659	553	342	137	228	139	52,6	38,2	186
1995	28,2	26,5	26,4	25,2	621	700	93,2	85,6	66,3	47,5	29,3	29,3	148
1996	22,5	21,3	20,1	19,9	1010	327	146	70,5	361	180	54,3	43,2	190
1997	30,4	25,6	22,3	24,1	989	833	398	307	584	304	97,6	57,7	306
1998	37,5	32,9	32,7	28,7	1620	829	99,9	57,6	157	76,9	49,3	32,3	254
1999	22	20,6	21,1	20,1	1320	752	287	178	379	137	69,4	41,8	271
Qcp мл.л	23	20	18	24	899	532	290	110	122	96	39	31	184

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

№	P, %	Q _{ср год} , м ³ /с	Годы	Q _{меж} , м ³ /с	Годы	Q _{пол} , м ³ /с	Годы
1	2	343	1983	140,7	1983	948,3	1983
2	3	306	1997	129,7	1997	905,3	1958
3	5	289	1989	98,8	1999	903	1982
4	6	277	1982	94,8	1944	877	1989
5	8	273	1958	93,5	1989	849,7	1998
6	10	271	1999	85,1	1959	835	1997
7	11	254	1998	84,7	1951	792	1952
8	13	237	1979	83,6	1975	787,3	1962
9	15	236	1944	80,8	1949	786,3	1999
10	16	235	1952	79,8	1943	780	1961
11	18	231	1961	77	1996	765,7	1984
12	19	229	1976	75,9	1994	758,3	1967
13	21	227	1959	74,6	1979	735,7	1980
14	23	227	1962	69,2	1972	725	1979
15	24	226	1957	68,7	1981	722	1970
16	26	222	1984	68,2	1982	720,3	1971
17	27	220	1949	67,6	1957	714,7	1976
18	29	220	1970	66,7	1948	701	1957
19	31	215	1967	66,7	1976	660,3	1944
20	32	215	1971	65,1	1988	658,7	1993
21	34	210	1980	62,9	1958	651	1959
22	35	202	1993	56,1	1998	638,3	1949
23	37	194	1975	53,3	1970	625,7	1945
24	39	190	1951	53,2	1968	613,7	1978
25	40	190	1978	51,7	1960	581,7	1977
26	42	190	1996	49,9	1993	540,3	1969
27	44	187	1945	49,7	1952	527,7	1996
28	45	186	1994	49,1	1978	525,7	1954
29	47	179	1981	49	1965	524,7	1975
30	48	176	1943	47,7	1961	522,3	1946
31	50	175	1977	46,9	1946	518	1963
32	52	173	1972	46,9	1971	518	1994
33	53	173	1988	46,9	1992	514,3	1974
34	55	168	1948	44,7	1991	514,3	1987
35	56	166	1946	43,7	1950	511	1966
36	58	166	1968	42,3	1966	511	1981
37	60	160	1966	42	1977	505,3	1951

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

№	Р, %	Qср год, м3/с	Годы	Qмеж, м3/с	Годы	Qпол, м3/с	Годы
38	61	157	1974	41,1	1945	503	1968
39	63	156	1960	41	1984	498,3	1988
40	65	155	1987	40,5	1962	494	1956
41	66	154	1956	40,5	1995	491	1964
42	68	152	1969	40,2	1956	489	1990
43	69	152	1990	40,1	1939	486,3	1972
44	71	151	1963	39,8	1990	471,3	1995
45	73	150	1965	38	1974	471	1948
46	74	148	1995	35,6	1987	468,3	1960
47	76	146	1954	35,5	1942	463,3	1943
48	77	142	1950	35,3	1980	452,3	1965
49	79	142	1964	34,5	1940	437,7	1947
50	81	133	1939	33,3	1953	437	1950
51	82	133	1953	33,2	1967	432,3	1953
52	84	132	1947	30	1947	426,3	1955
53	85	123	1955	28,5	1963	410	1939
54	87	123	1992	27,8	1985	381	1940
55	89	121	1940	26,9	1973	351	1992
56	90	121	1973	26,1	1964	350,3	1973
57	92	121	1991	23,4	1986	348,3	1991
58	94	105	1985	22,9	1969	336,7	1985
59	95	96	1941	22,4	1941	317,3	1941
60	97	94	1942	21,5	1955	267,7	1942
61	98	69	1986	19,8	1954	203,7	1986

Таблица Б.2 – Расчёт режима работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q быт	13,7	11,3	9,3	11,8	676	316	220	70	38,9	49,6	21,7	15,9
Zвб	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
знб	160,3	160,3	160,2	160,2	165,5	163,9	163,1	161,3	160,8	161,2	160,5	160,4
Нгэс	39,4	39,7	39,8	39,8	34,5	36,1	36,9	38,7	39,2	38,8	39,5	39,6
Нбыт	4,6	3,9	3,2	4,0	200,7	98,1	69,7	23,3	13,1	16,6	7,4	5,4

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Расчёт режима работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q вхк	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Zвб	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
znб	161,7	161,7	161,7	161,4	161,4	161,4	161,4	161,4	161,4	161,4	161,7	161,7
Нгэс	38,3	38,3	38,3	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,3	38,3
Нвхк	26,3	26,3	26,3	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,3	26,3

Таблица Б.4 – Расчёт режима работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Нбыт	4,6	3,9	3,2	4,0	200,7	98,1	69,7	23,3	13,1	16,6	7,4	5,4
Нвхк	26,3	26,3	26,3	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,3	26,3
Нбыт-Нвхк	-21,7	-22,5	-23,1	-22,5	174,2	71,6	43,2	-3,2	-13,4	-9,8	-19,0	-20,9

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Режим работы ГЭС в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяцы	Q, м³/с						Водохранилище, км³			Z, м				НГЭС, м	НГЭС, МВт	N _{гар} , МВт
	Q _{быт}	Q _{пол}	Q _{вдх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Знач.ВБ	Зкон.ВБ	Зср.ВБ	ЗНБ			
8	70,0	67,8	11	80	78,8	80	3,50	0,03	3,47	200,00	199,89	199,94	161,44	38,20	26	По ВХК
9	38,9	37,7	41	80	78,8	80	3,47	0,11	3,36	199,89	199,48	199,68	161,44	37,94	26	По ВХК
10	49,6	48,4	30	80	78,8	80	3,36	0,08	3,28	199,48	199,21	199,34	161,44	37,60	25	По ВХК
11	21,7	18,6	147	80	165,6	166,8	3,28	0,38	2,90	199,21	198,11	198,66	163,04	35,32	50	50
12	15,9	11,2	235	80	246,2	247,4	2,90	0,61	2,29	198,11	196,01	197,06	163,86	32,90	70	70
1	13,7	9,8	265	80	274,8	276	2,29	0,69	1,61	196,01	191,69	193,85	164,09	29,46	70	70
2	11,3	8,0	220	80	228,0	229,2	1,61	0,57	1,04	191,69	187,66	189,67	163,70	25,67	50	50
3	9,3	6,3	73	80	78,8	80	1,04	0,19	0,85	187,66	186,12	186,89	161,74	24,85	17	По ВХК
4	11,8	18,6	60	80	78,8	80	0,85	0,16	0,69	186,12	184,44	185,28	161,44	23,54	16	По ВХК
5	676,0	671,8	-593	80	78,8	80	0,69	-1,54	2,23	184,44	195,69	190,07	161,44	28,33	19	По ВХК
6	316,0	311,8	-233	80	78,8	80	2,23	-0,60	2,83	195,69	197,93	196,81	161,44	35,07	24	По ВХК
7	220,0	216,8	-138	80	78,8	80	2,83	-0,36	3,19	197,93	198,91	198,42	161,44	36,68	25	По ВХК

Таблица Б.6 – Режим работы ГЭС в маловодном году по второму варианту гарантированной мощности

Месяцы	Q, м³/с						Водохранилище, км³			Z, м				НГЭС, м	НГЭС, МВт	N _{гар} , МВт
	Q _{быт}	Q _{пол}	Q _{вдх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Знач.ВБ	Зкон.ВБ	Зср.ВБ	ЗНБ			
8	70,0	68	11	80	79	80	3,50	0,03	3,47	200,00	199,89	199,94	161,44	38,20	26	По ВХК
9	38,9	38	41	80	79	80	3,47	0,11	3,36	199,89	199,48	199,68	161,44	37,94	26	По ВХК
10	49,6	48	30	80	79	80	3,36	0,08	3,28	199,48	199,21	199,34	161,44	37,60	25	По ВХК
11	21,7	19	125	80	144	145	3,28	0,32	2,96	199,21	198,26	198,73	162,75	35,68	44	44
12	15,9	11	213	80	224	225	2,96	0,55	2,41	198,26	196,52	197,39	163,66	33,43	64	64
1	13,7	10	234	80	244	245	2,41	0,61	1,80	196,52	193,06	194,79	163,84	30,65	64	64
2	11,3	8	176	80	184	185	1,80	0,46	1,34	193,06	189,83	191,44	163,25	27,89	44	44
3	9,3	6	73	80	79	80	1,34	0,19	1,16	189,83	188,51	189,17	161,74	27,13	18	По ВХК
4	11,8	19	60	80	79	80	1,16	0,16	1,00	188,51	187,38	187,95	161,44	26,21	18	По ВХК
5	676,0	672	-593	80	79	80	1,00	-1,54	2,54	187,38	197,02	192,2	161,44	30,46	21	По ВХК
6	316,0	312	-233	80	79	80	2,54	-0,60	3,14	197,02	198,76	197,89	161,44	36,15	24	По ВХК
7	220,0	217	-138	80	79	80	3,14	-0,36	3,50	198,76	200,00	199,38	161,44	37,64	26	По ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Режим работы ГЭС в маловодном году по второму варианту гарантированной мощности

Месяцы	Q, м³/с						Водохранилище, км³			Z, м				НГЭС, м	НГЭС, МВт	Нгар, МВт
	Qбыт	Qпол	Qвдх	QВХК	QГЭС	QНБ	Vнач	ΔV	Vкон	Знач.ВБ	Зкон.ВБ	Зср.ВБ	ЗНБ			
8	70	68	11	80	79	80	3,498	0,029	3,469	200,00	199,89	199,94	161,44	38,20	26	По ВХК
9	38,9	38	41	80	79	80	3,469	0,107	3,362	199,89	199,48	199,68	161,44	37,94	26	По ВХК
10	49,6	48	30	80	78	79	3,362	0,079	3,283	199,48	199,21	199,34	161,43	37,61	25	По ВХК
11	21,7	19	125	80	144	145	3,283	0,324	2,959	199,21	198,26	198,73	162,76	35,68	44	44
12	15,9	11	213	80	224	225	2,959	0,552	2,407	198,26	196,52	197,39	163,66	33,43	64	64
1	13,7	10	234	80	244	245	2,407	0,607	1,800	196,52	193,06	194,79	163,84	30,65	64	64
2	11,3	8	176	80	184	185	1,800	0,457	1,343	193,06	189,83	191,44	163,25	27,89	44	44
3	9,3	6	73	80	79	80	1,343	0,188	1,155	189,83	188,51	189,17	161,73	27,14	18	По ВХК
4	11,8	19	60	80	79	80	1,155	0,156	0,999	188,51	187,38	187,95	161,45	26,20	18	По ВХК
5	676	672	-593	80	79	80	0,999	-1,537	2,536	187,38	197,02	192,20	161,44	30,46	21	По ВХК
6	316	312	-233	80	79	80	2,536	-0,604	3,140	197,02	198,76	197,89	161,44	36,15	24	По ВХК
7	220	217	-138	80	79	80	3,140	-0,358	3,498	198,76	200,00	199,38	161,44	37,64	26	По ВХК

Продолжение приложения Б

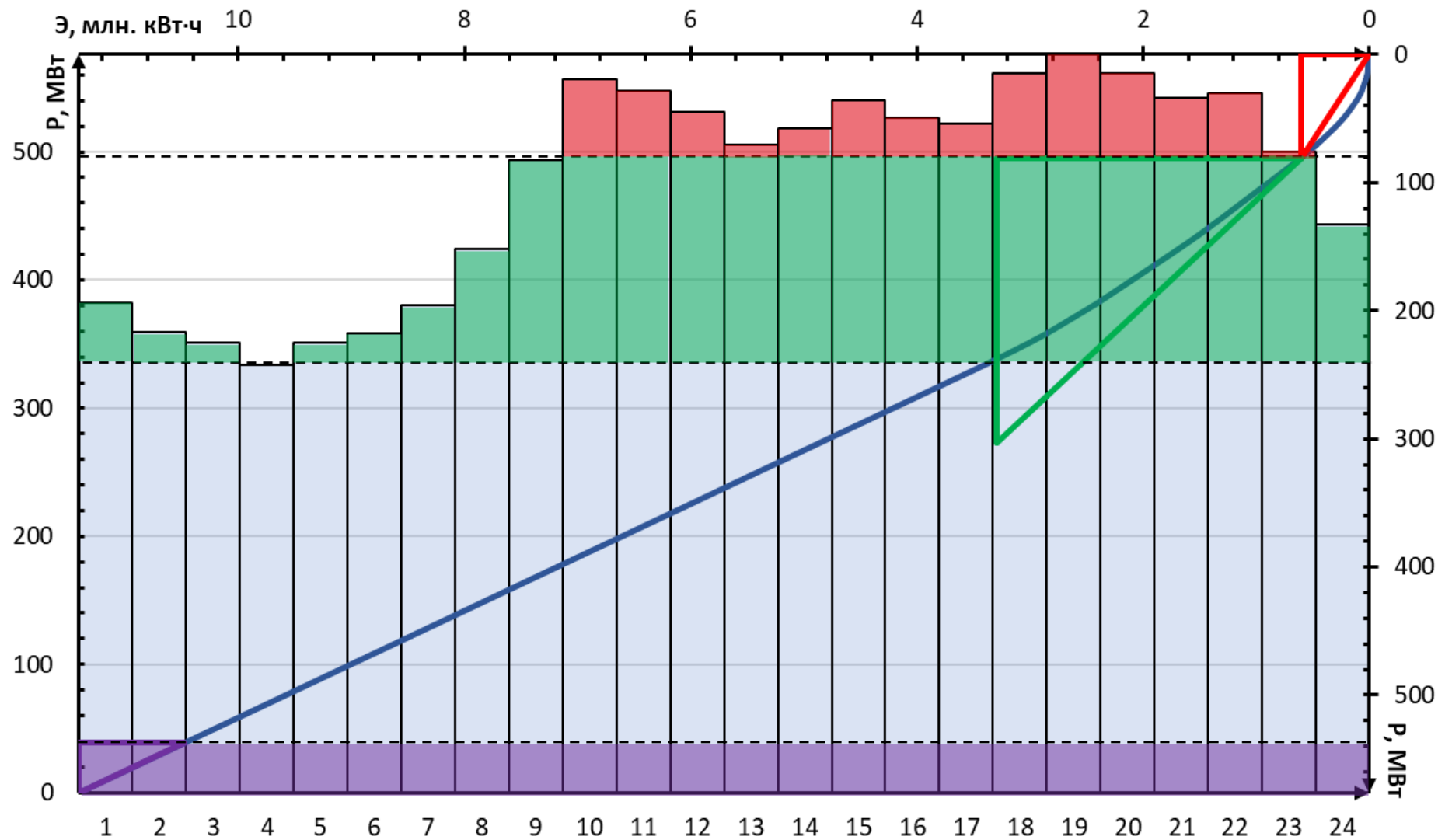


Рисунок Б.1 – Суточный график нагрузки января, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

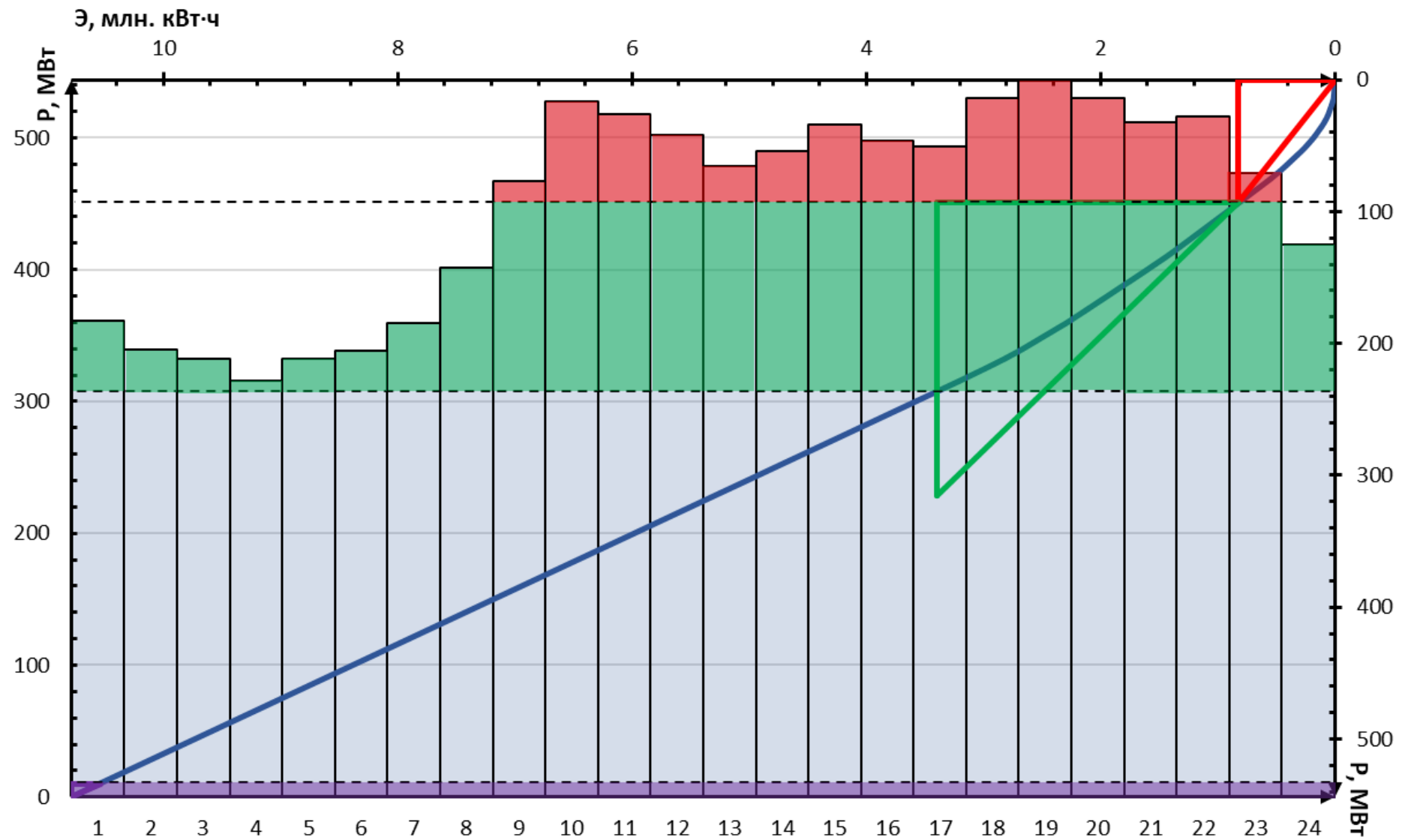


Рисунок Б.2 – Суточный график нагрузки февраля, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

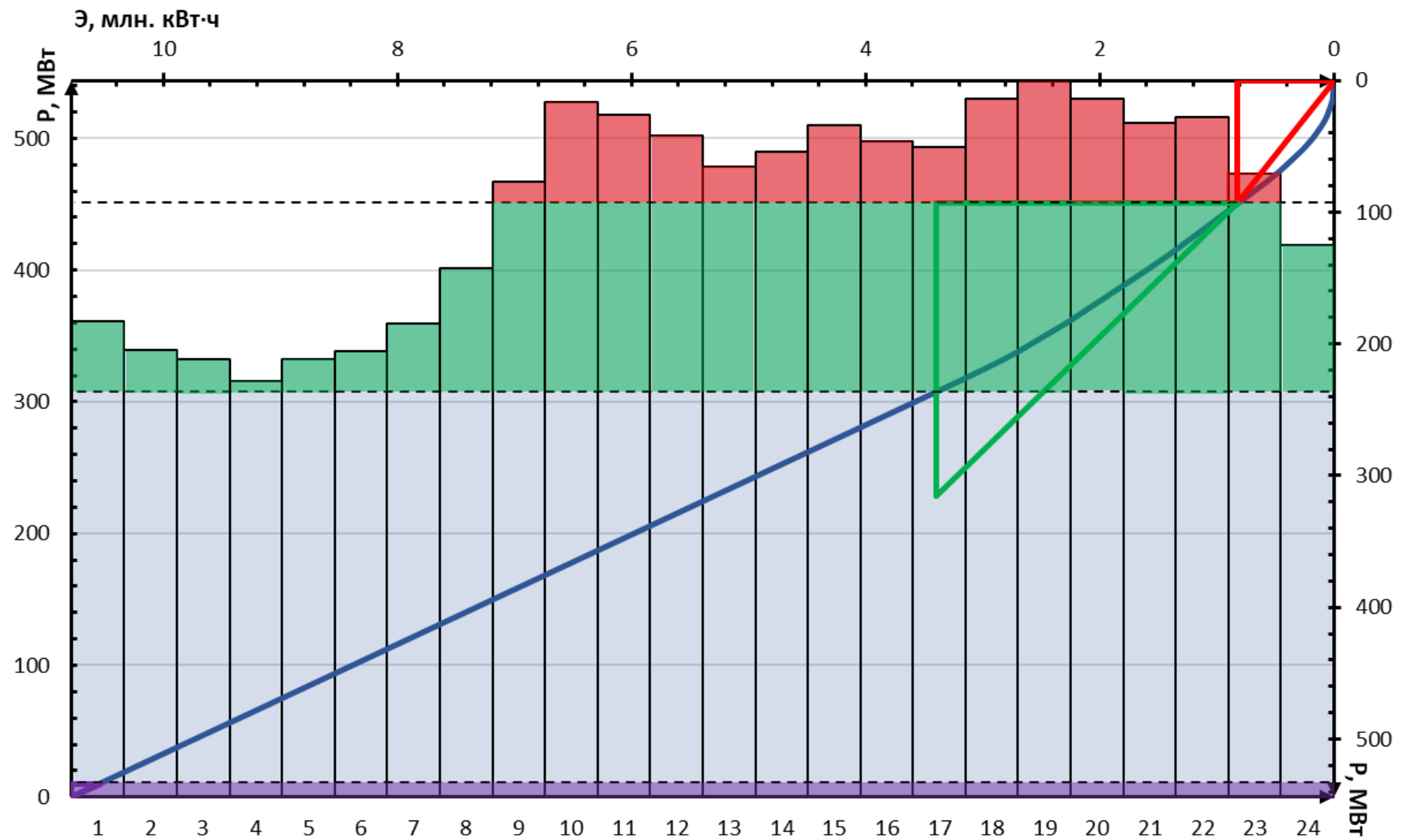


Рисунок Б.3 – Суточный график нагрузки марта, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

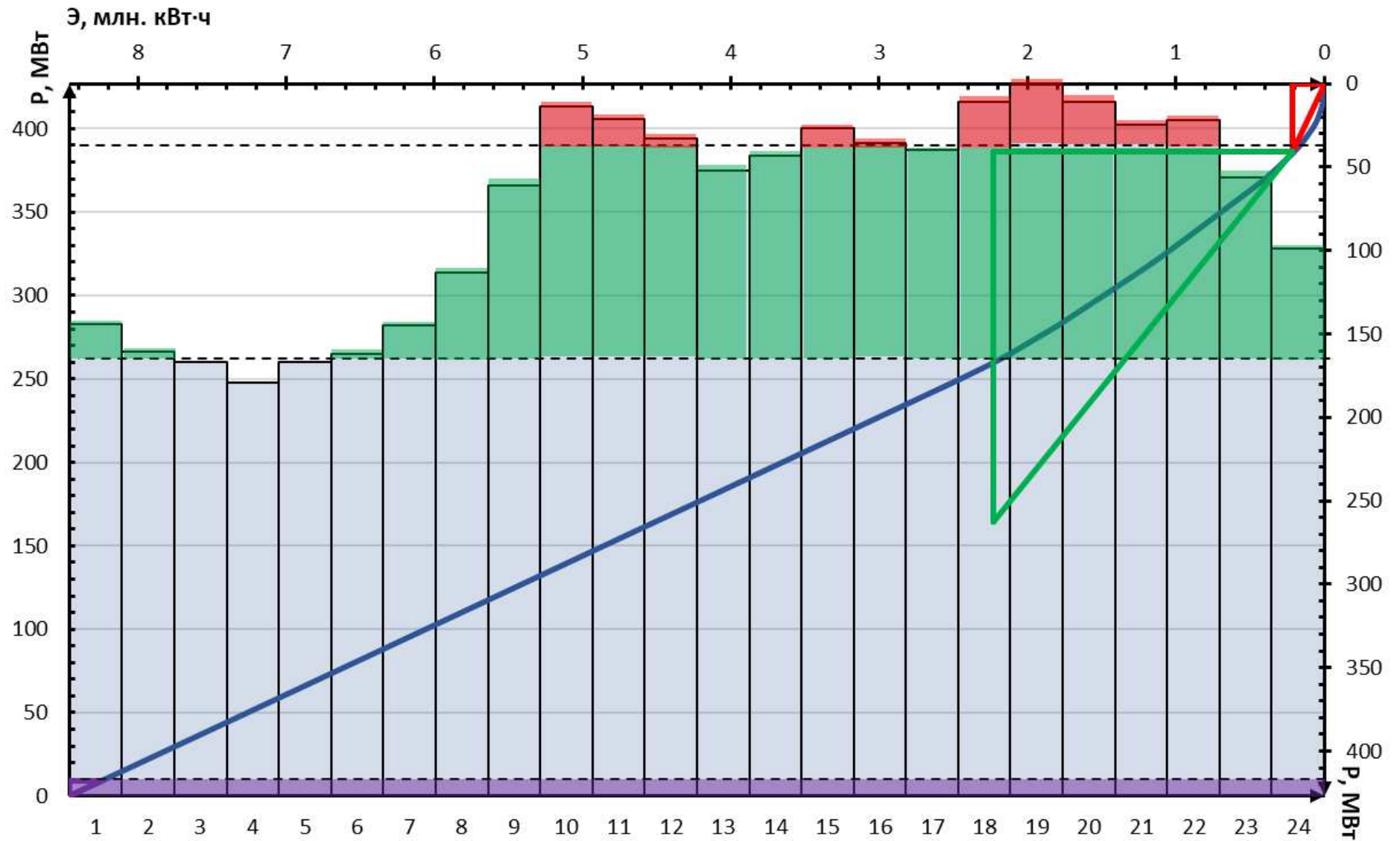


Рисунок Б.4 – Суточный график нагрузки апреля, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

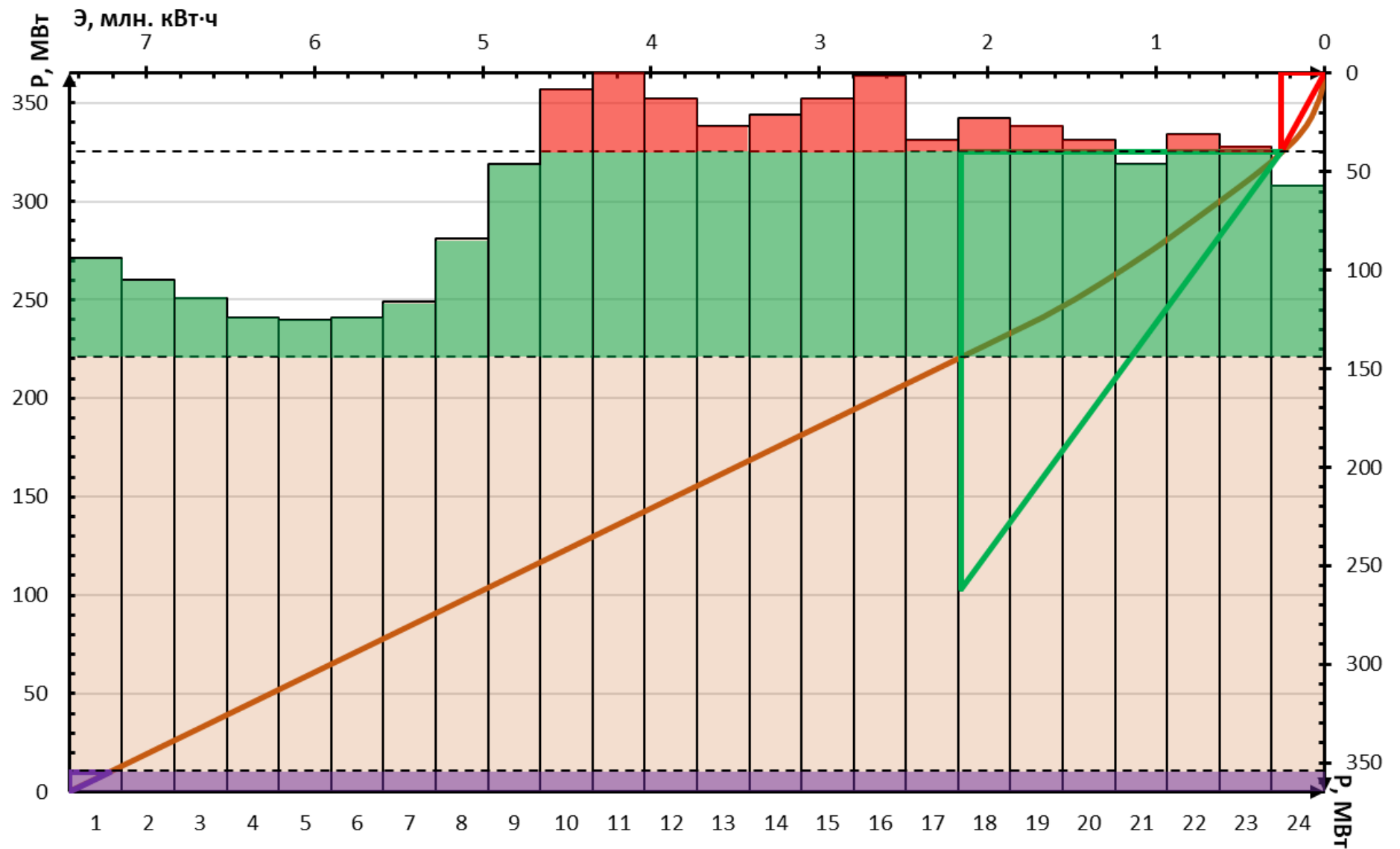


Рисунок Б.5 – Суточный график нагрузки мая, совмещенный с ИКН

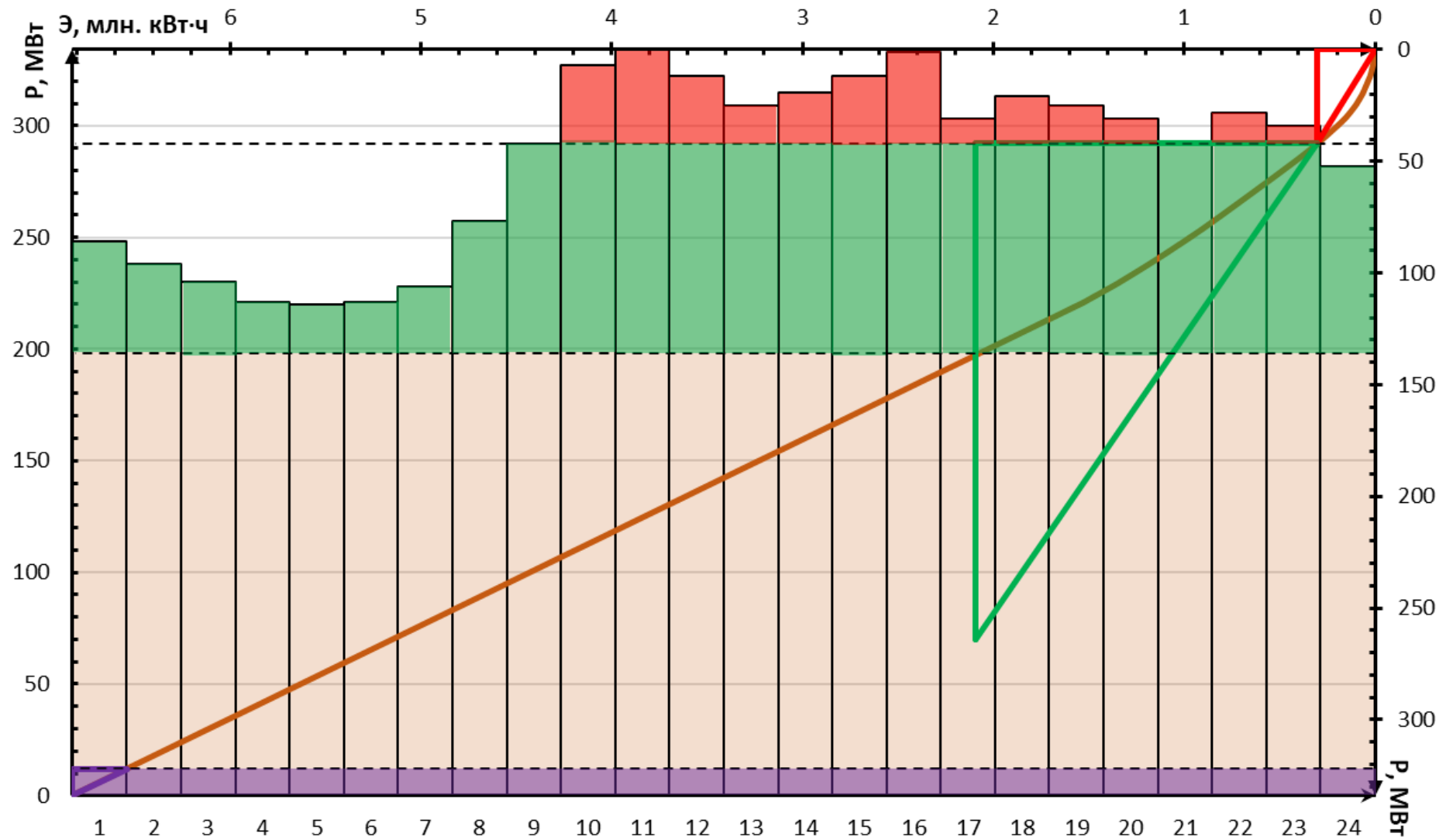


Рисунок Б.6 – Суточный график нагрузки июня, совмещенный с ИКН

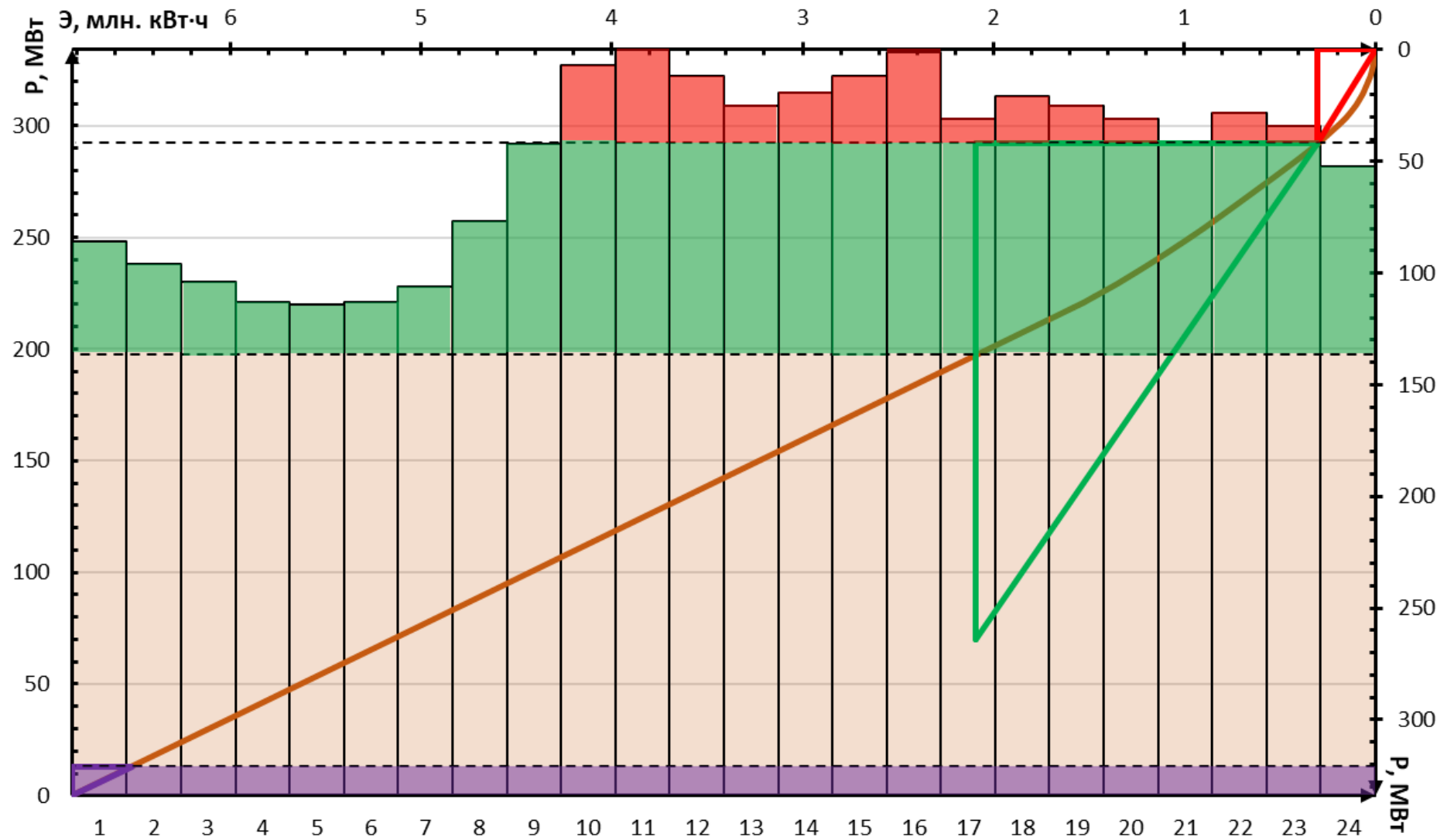


Рисунок Б.7 – Суточный график нагрузки июля, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

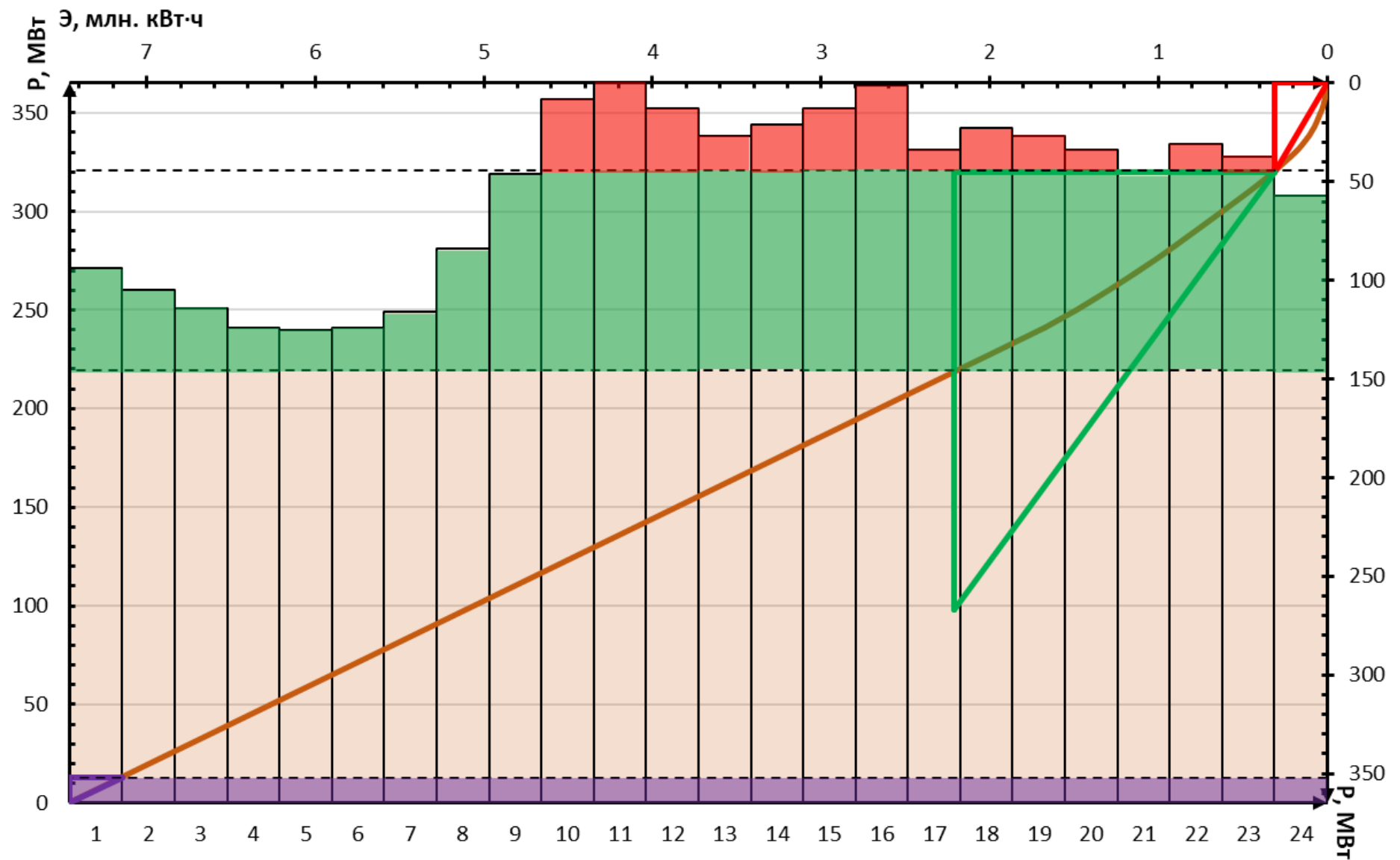


Рисунок Б.8 – Суточный график нагрузки августа, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

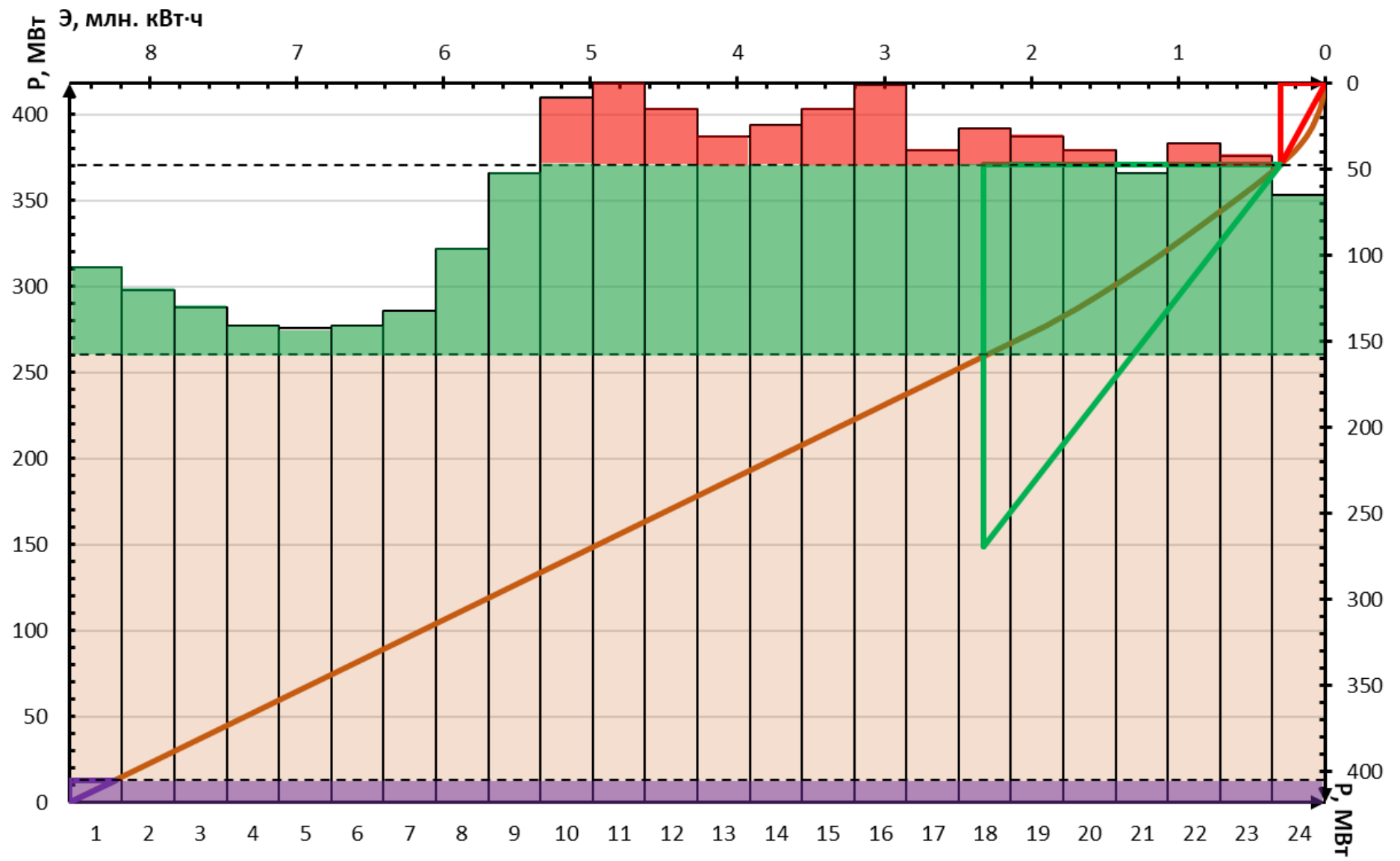


Рисунок Б.9 – Суточный график нагрузки сентября, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

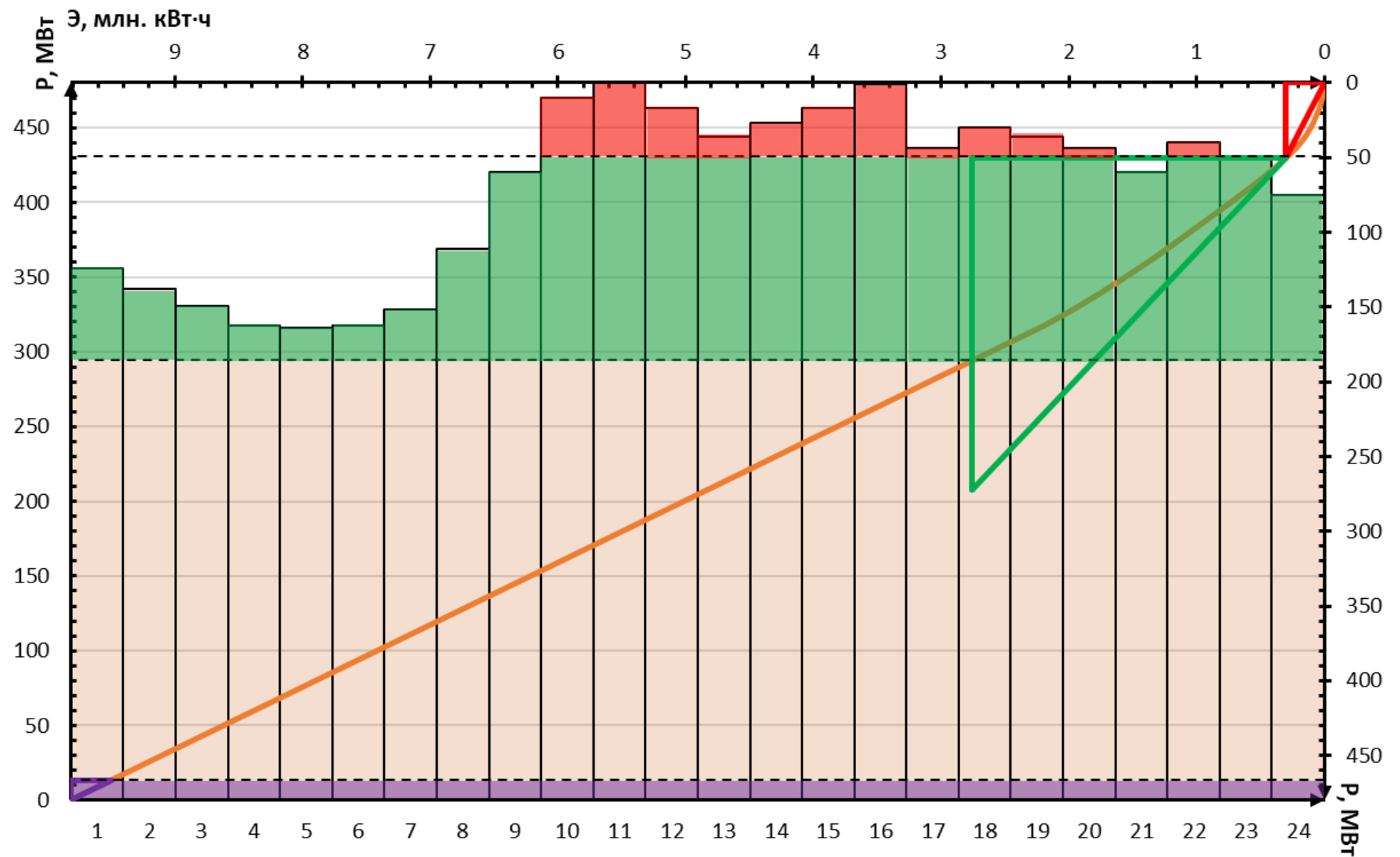


Рисунок Б.10 – Суточный график нагрузки октября, совмещенный с ИКН

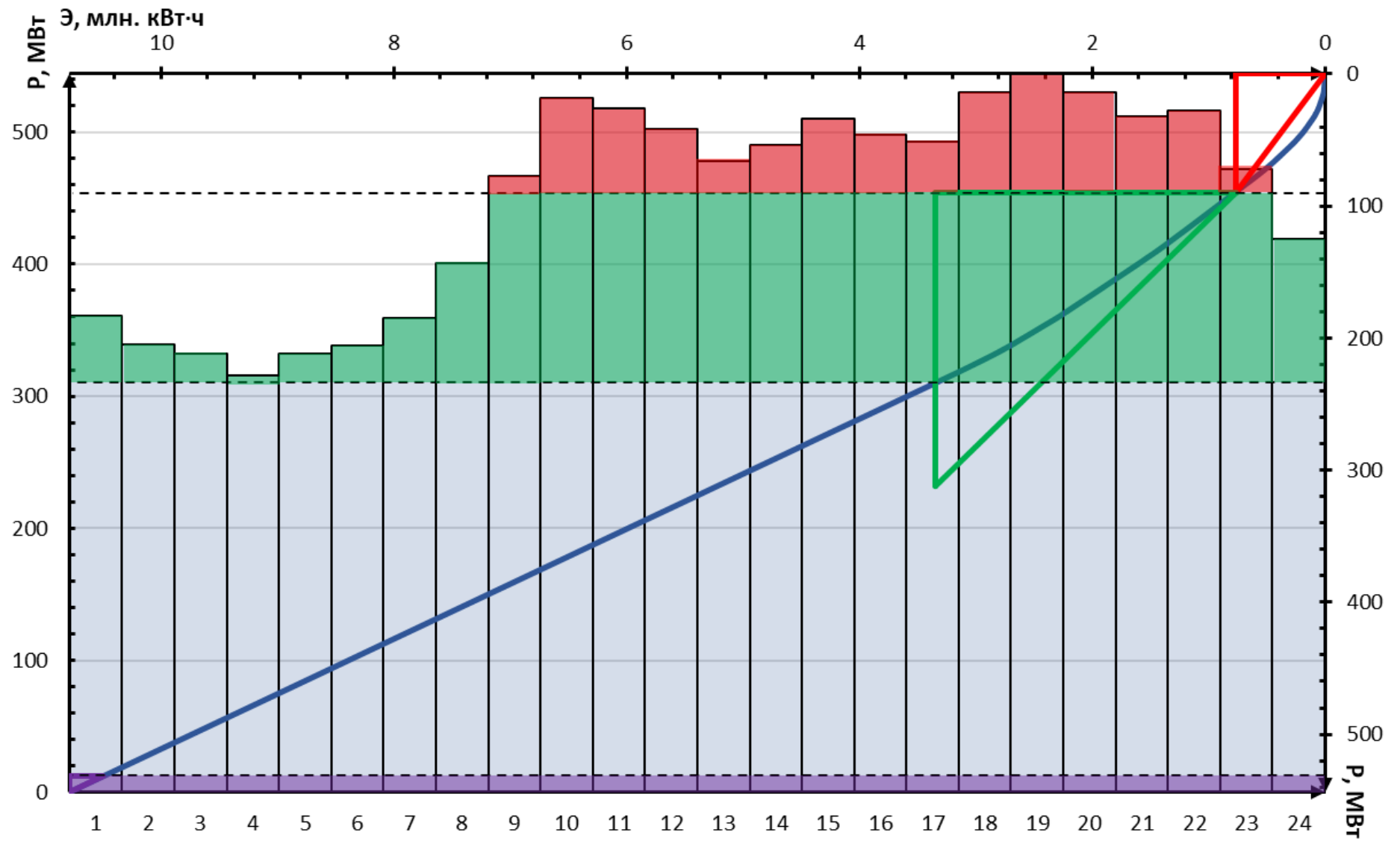


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки ноября, совмещенный с ИКН

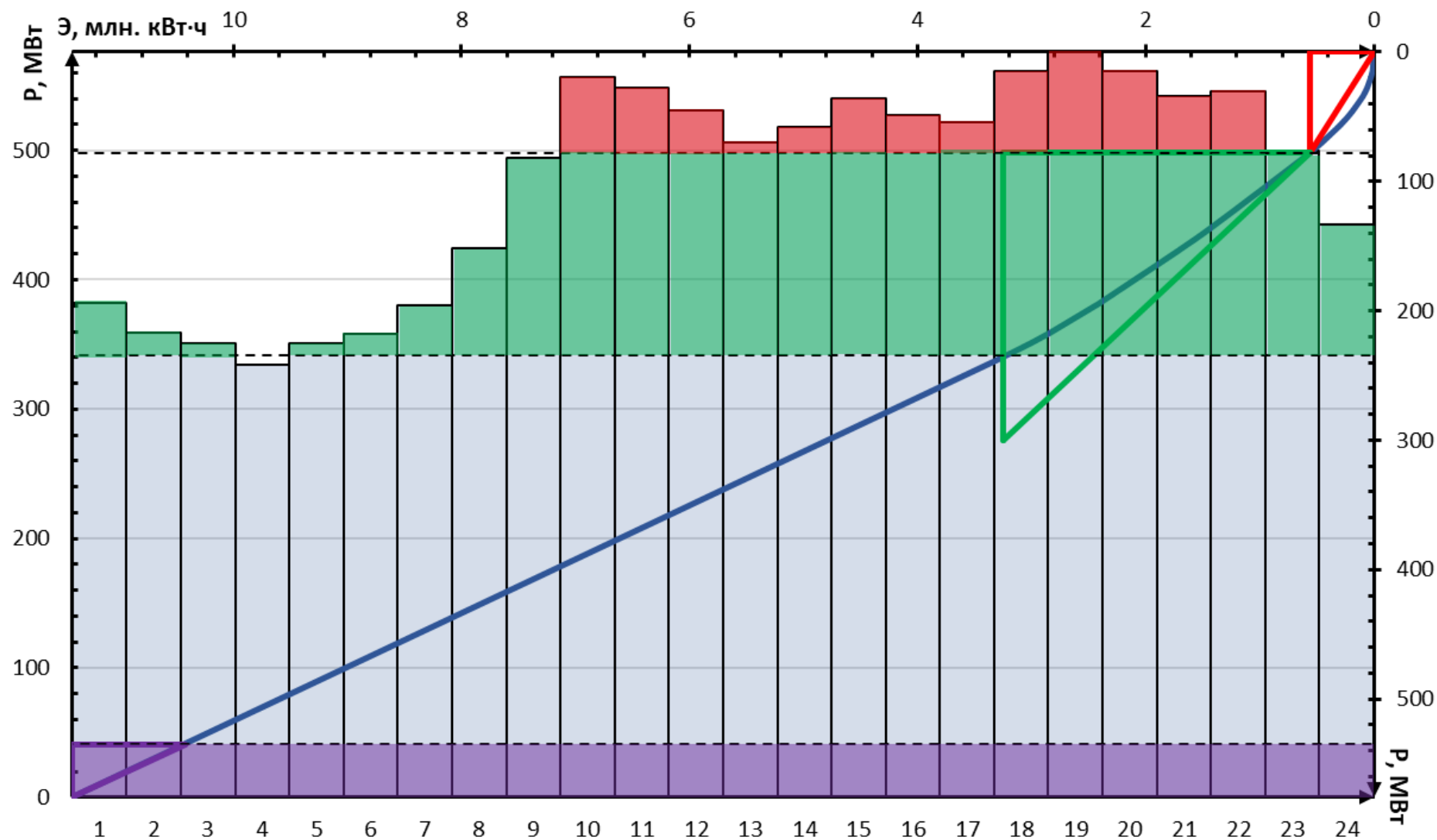


Рисунок Б.12 – Суточный график нагрузки декабря, совмещенный с ИКН

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

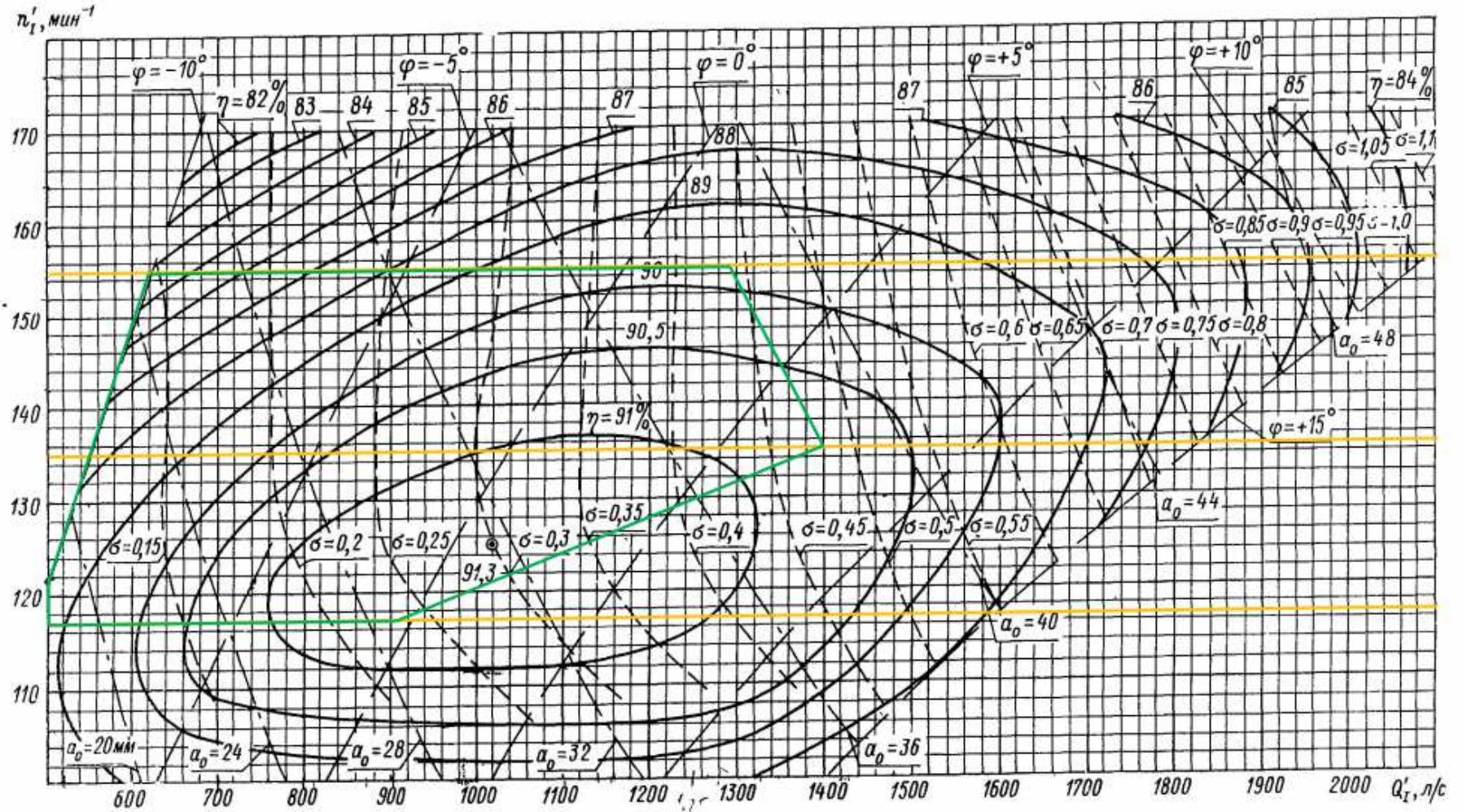


Рисунок В.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ40а-В-450

Продолжение приложения В

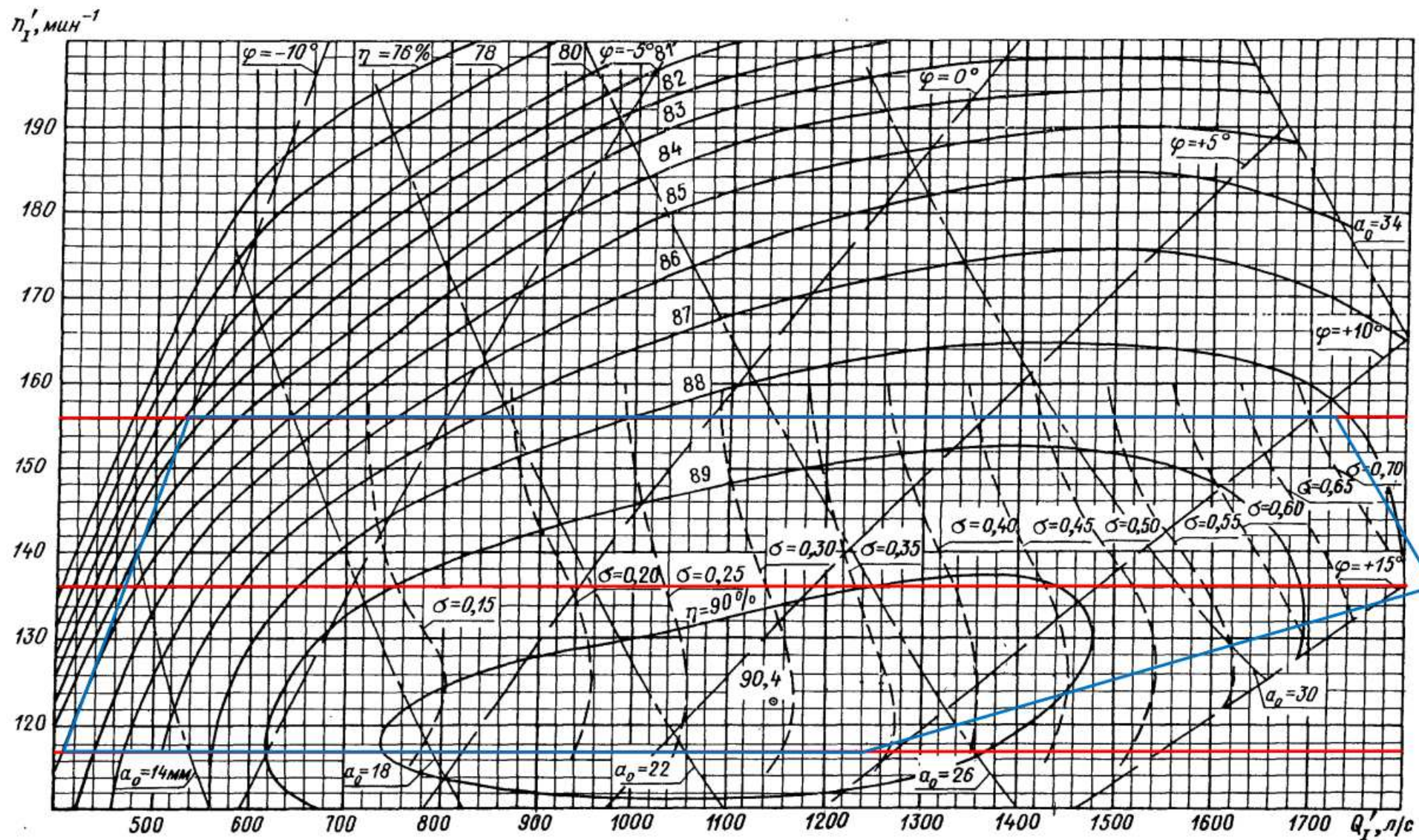


Рисунок В.2 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ406-В-400

Продолжение приложения В

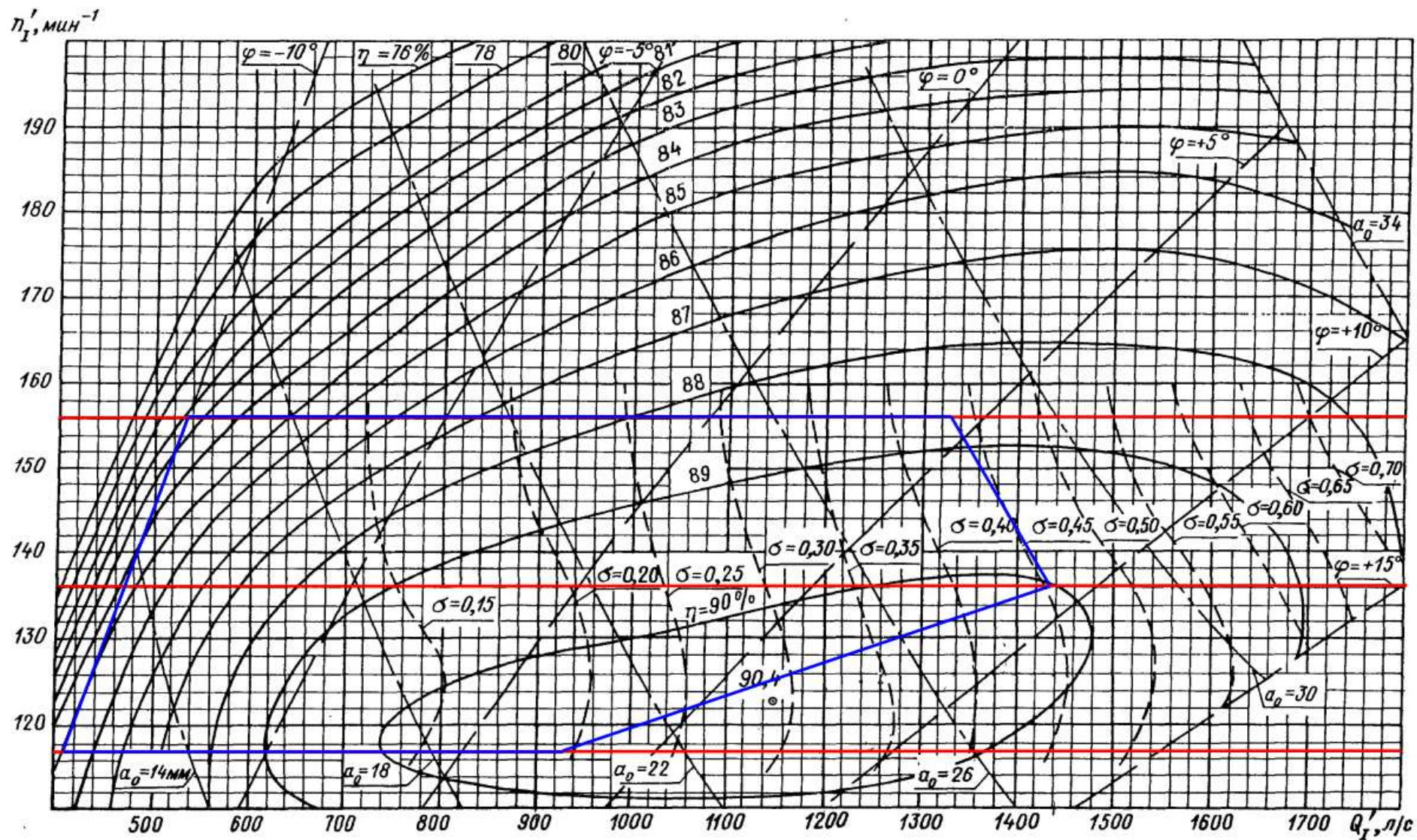


Рисунок В.3 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ406-В-450

Продолжение приложения В

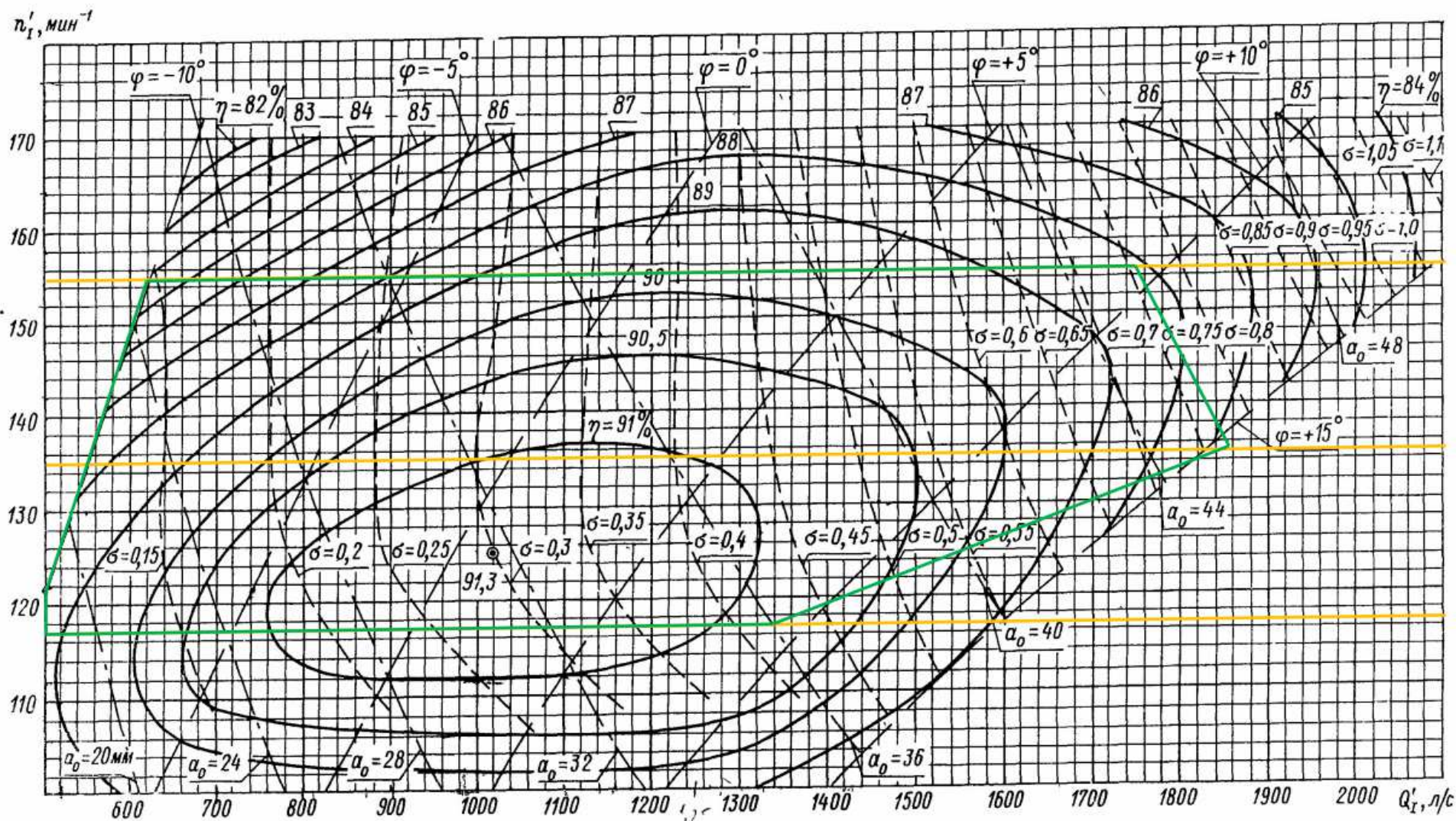


Рисунок В.4 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ40а-В-400

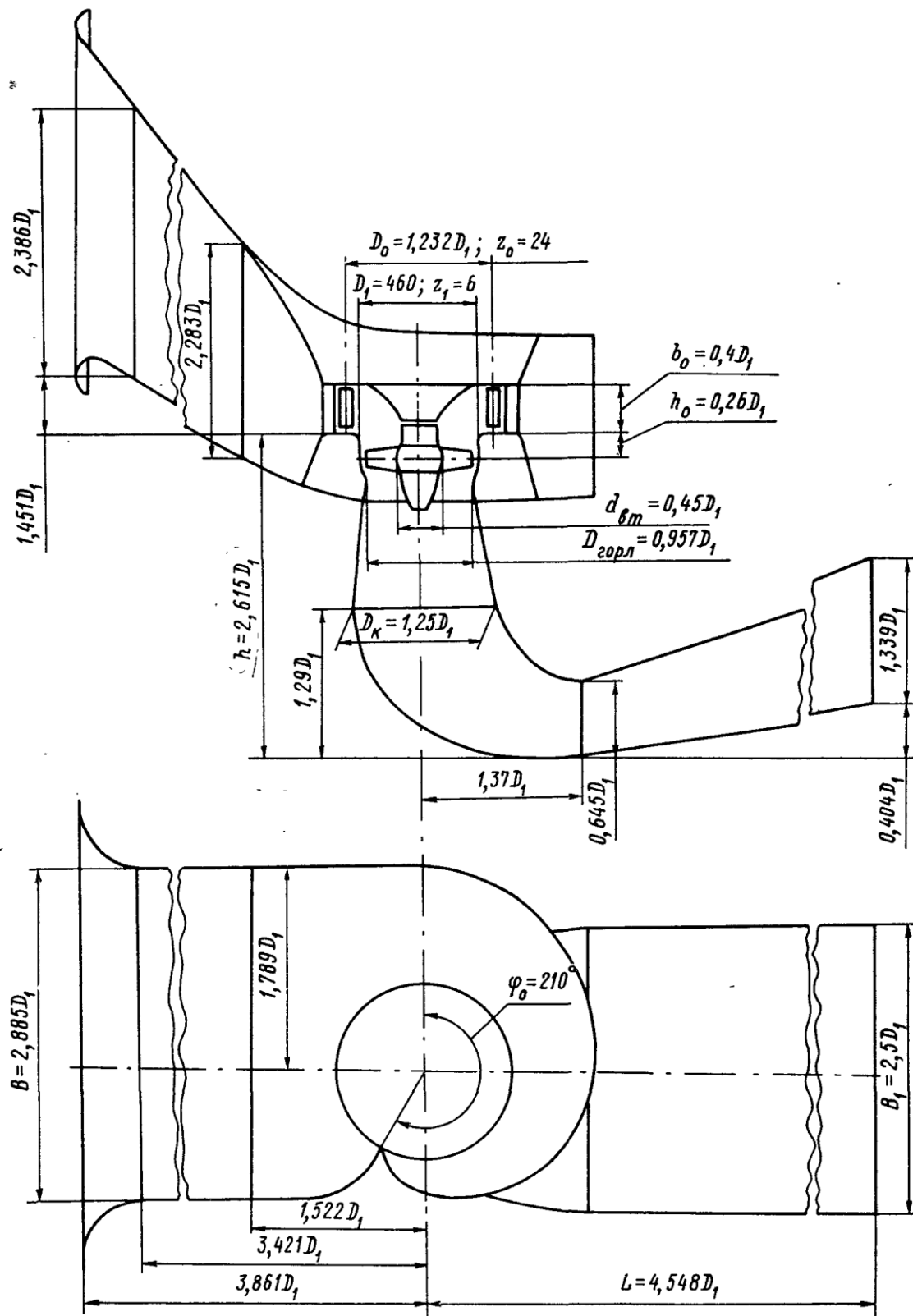
Продолжение приложения В

Таблица В.1 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения											
	ВХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	ВЫХ
a_i	4,551	4,190	3,829	3,468	3,107	2,746	2,385	2,024	1,663	1,302	0,941	0,580
r_i	8,051	7,690	7,329	6,968	6,607	6,246	5,885	5,524	5,163	4,802	4,441	4,080
b_i	4,615	4,392	4,169	3,945	3,722	3,499	3,275	3,052	2,829	2,605	2,382	2,159
r_k	4,254	4,194	4,135	4,075	4,015	3,955	3,895	3,835	3,776	3,716	3,656	3,596
$\frac{r_k}{r_a}$	1,216	1,198	1,181	1,164	1,147	1,130	1,113	1,096	1,079	1,062	1,045	1,027
$\ln \frac{r_k}{r_a}$	0,195	0,181	0,167	0,152	0,137	0,122	0,107	0,092	0,076	0,060	0,044	0,027
$\frac{r_i}{r_a}$	2,300	2,197	2,094	1,991	1,888	1,784	1,681	1,578	1,475	1,372	1,269	1,166
$\ln \frac{r_i}{r_a}$	0,833	0,787	0,739	0,689	0,635	0,579	0,520	0,456	0,389	0,316	0,238	0,153
$b_i \ln \frac{r_i}{r_a}$	3,844	3,457	3,081	2,716	2,365	2,026	1,702	1,393	1,100	0,824	0,567	0,331
$r_k \cdot ctgy$	15,877	15,654	15,431	15,207	14,984	14,761	14,538	14,314	14,091	13,868	13,644	13,421
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln \frac{r_k}{r_a}$	3,099	2,833	2,571	2,312	2,057	1,805	1,556	1,310	1,068	0,830	0,595	0,364
m_i	2,815	2,592	2,369	2,145	1,922	1,699	1,475	1,252	1,029	0,805	0,582	0,359
J_i	3,808	3,463	3,126	2,797	2,477	2,168	1,869	1,582	1,308	1,047	0,802	0,574
φ_i	210,00	190,95	172,35	154,22	136,61	119,54	103,07	87,25	72,12	57,75	44,23	0,00

Окончание приложения В

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 40/800-В-46 (к универсальной характеристике № 2371 ЛМЗ)



Черт. 15

Рисунок В.5 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛД 50В-60°-750

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	IΔG		Ток срабатывания, I _{ср.0}	0,37 · I _Н	1,55 А
			Коэффициент торможения, K _Т	0,50	–
			Уставка начального торможения, I _{НТ}	0,74 · I _Н	3,09 А
			Тормозной ток, В	1,50 · I _Н	6,27 А
			Ток отсечки, I _{отс}	2,00 · I _Н	8,36 А
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	–	5 В
		t ₂	U _{0G}	–	10 В
	U ₀₃		Коэффициент торможения, K _Т	3	–
ЗПН	U >	2 ступень	U _{ср2}	1,4 · U _Н	140 В
		1 ступень	U _{ср1}	1,2 · U _Н	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО	I _{2сигн}	0,07 · I _Н	0,29 А
		ПО	I _{2пуск}	0,12 · I _Н	0,50 А
		ОТС I	I _{2с.з.}	0,80 · I _Н	3,34 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО	I _{1сигн}	1,07 · I _Н	4,47 А
		ПО	I _{1пуск}	1,10 · I _Н	4,60 А
		ОТС	I _{1отс}	1,23 · I _{НОМ}	5,14 А
ДЗ	Z <	1 ступень	Z _I	0,08	1,03 Ом
		2 ступень	Z _{II}	0,41	5,66 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p сигн.}	1,07 · I _{НОМ.Р}	0,92 А
		ПО	I _{p пуск.}	1,11 · I _{НОМ.Р}	0,96 А
		Отсечка	I _{p пуск.}	2,24 · I _{НОМ.Р}	1,93 А
Защита TE	I >> TE	ТО	I _{ср.ТО}	25,45 · I _{НОМ.ТЕ(2)}	29,27 А
	I > TE	МТЗ	I _{ср.МТЗ}	2,35 · I _{НОМ.ТЕ(2)}	2,70 А

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ - 220	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	ИΔГ	+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁						+	
		t ₂	+	+	+				
	U ₀₃	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					+	
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	+	+					
Защита ТЕ	I >> ТЕ	ТО	+	+					
	I > ТЕ	МТЗ	+	+					

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Компоновка сооружения гидроузла

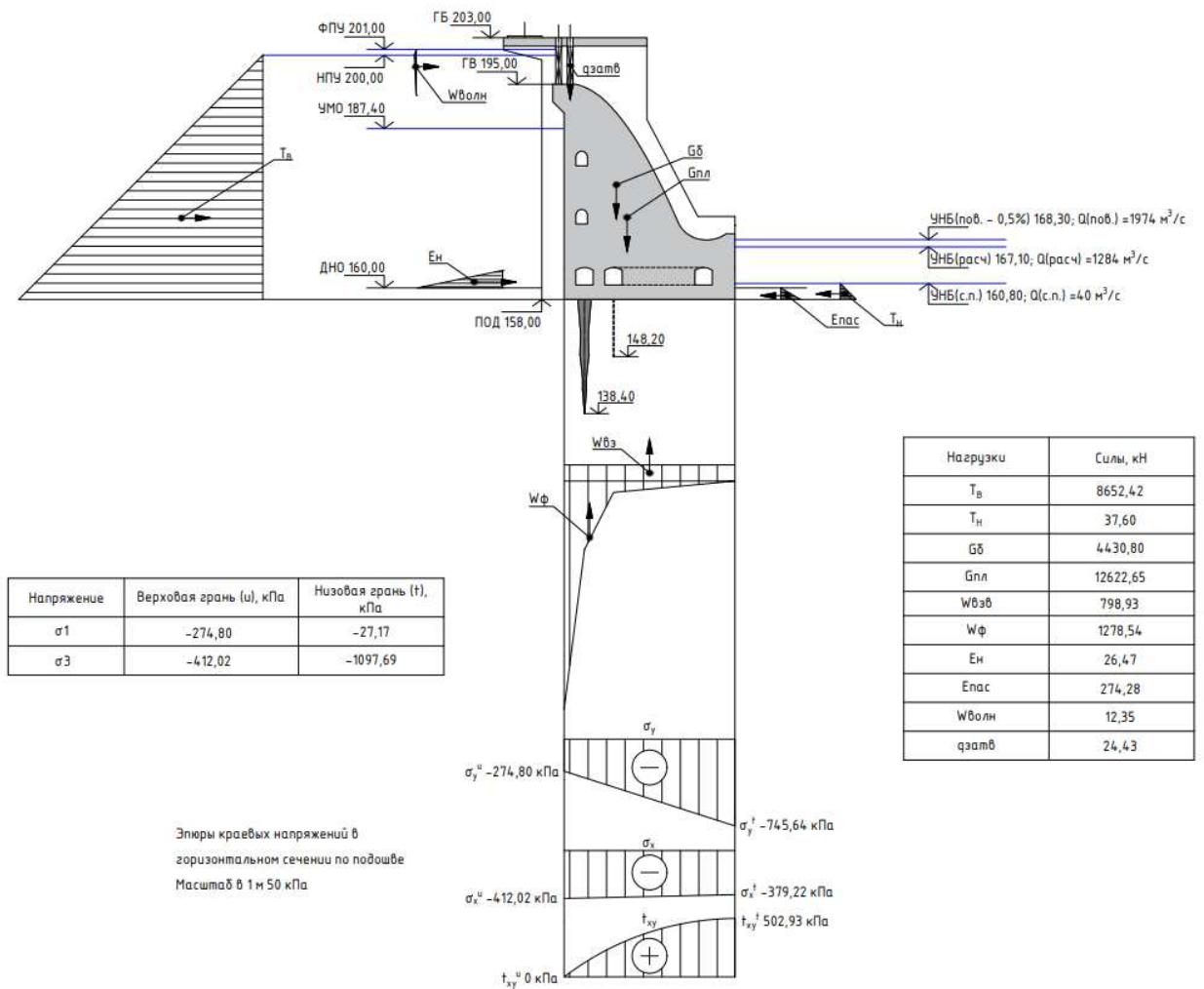



Рисунок Д.1 – Сбор нагрузок

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

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и
электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 15 » июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОКРОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АМГА. ОРГАНИЗАЦИЯ
МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС
тема


Руководитель


15.06.22
подпись, дата

Ведущий инженер по наладке и
испытаниям СМО
Филиал ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС имени
П.С.Непорожнего»
ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

К.С.Демшин
инициалы, фамилия

Выпускник


15.06.2022
подпись, дата

А.М.Грек
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Покровской ГЭС на реке Амга. Организация мониторинга технического состояния оборудования ГЭС»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

Алексей 8.06.2022 А.А. Хималев
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайцев 03.06.22 В.Ю. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Александр 14.06.22 А.В. Клавинский
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Алексей 9.06.2022 А.А. Арзамас
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Варнава 10.06.22 М.С. Варнашкин
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Евгений 10.06.22 Е.А. Ретейникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Роман 15.06.22 В.А. Татарский
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Виктор 21.04.22 В.А. Кадеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Виктор 20.04.22 В.В. Лапачев
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Светлана 16.06.22 К.Р. Сивельникова
подпись, дата инициалы, фамилия