

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

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

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

« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АЛТАЙСКОЙ ГЭС-2 НА РЕКЕ КАТУНЬ. СИСТЕМЫ
СМАЗКИ И ОХЛАЖДЕНИЯ УЗЛОВ ГА, ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ И
КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ.

тема

Руководитель	_____	<u>Доцент кафедры ГГЭЭС</u> <u>Саяно- Шушенского филиала</u> <u>Сибирского Федерального</u> <u>Университета</u> должность, ученая степень	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.В. Авдеев</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алтайской ГЭС-2 на реке Катунь. Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения.»

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 сооружения и 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

Сокращённый паспорт алтайской гэс-2	7
1 Общие сведения.....	9
1.2 Гидрологические данные	9
1.3 Инженерно – геологические условия.....	11
1.4 Сейсмические условия.....	11
1.5 Данные по энергосистеме.....	11
1.6 Аналоги проектируемого гидроузла	11
2 Гидрологические расчеты	12
2.1 Определение максимальных расчетных расходов.....	12
2.3 Определение средней квадратической ошибки определения C_v , C_s	12
2.4 Кривые обеспеченности стока	13
2.5 Выбор расчетного маловодного и средневодного года	14
2.6 Выбор расчетного маловодного года ($P=90\%$)	15
2.7 Определение типа регулирования	18
2.8 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	19
2.9 Существующие ГЭС	23
2.10 Топография	23
2.11 Водно-энергетический расчет без регулирования	23
2.12 Баланс энергии	24
2.13 Выбор рабочих мощностей	25
2.14 Планирование резервов	25
2.15 Выбор установленной мощности	26
3. Основное и вспомогательное оборудование	28
3.1 Построение режимного поля	28
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	30
3.4 Определение геометрических размеров проточной части.....	34
3.5 Расчет вала и подшипников	35
3.6 Расчет подшипника.....	36
3.7 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	37
3.8 Выбор электрогидравлического регулятора	38
3.9 Выбор гидрогенератора.....	38
4 Электрическая часть	39
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	39
4.2 Выбор вида блока ГЭС	39
4.3 Выбор трансформатора собственных нужд станции	41
4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий	42
4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономических расчетов.....	43
4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3».....	44

4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	45
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 Кв	46
4.9	Выбор трансформаторов тока и напряжения	47
4.10	Выбор параметров КРУЭ	48
4.11	Выбор ограничителей перенапряжения.....	48
5	Релейная защита и автоматика.....	49
5.1	Расчет номинальных токов	49
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	49
5.3	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)	51
5.4	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))..	54
5.5	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	56
5.6	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I ₂)	57
5.7	Защита от симметричных перегрузок(I ₁)	61
5.8	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <	63
5.9	Защита от перегрузки обмотки ротора	66
5.10	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	67
5.11	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	67
6	Компоновка и сооружения гидроузла	68
6.1	Определение отметки гребня плотины	68
6.2	Гидравлические расчеты	70
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	70
6.3	Определение отметки гребня водослива	72
6.4	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	73
6.5	Построение профиля водосливной грани	74
6.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	75
6.7	Расчет элементов в нижнем бьефе	77
6.7.1	Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей	77
6.8	Конструирование плотины.....	79
6.8.1	Определение ширины подошвы плотины	79
6.8.2	Разрезка бетонной водосливной плотины швами	79
6.8.3	Быки.....	80
6.8.4	Устои	80
6.8.5	Дренаж в теле бетонной плотины	80
6.8.6	Галереи в теле плотины.....	81
6.8.7	Дренажные устройства в основании в скальных грунтах	81
6.9	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины ...	82
6.10	Определение основных нагрузок на плотину	84
6.10.1	Фильтрационные расчеты	84
6.10.2	Вес сооружения	84
6.10.3	Сила гидростатического давления воды	85

6.10.4	Равнодействующая взвешивающего давления	86
6.10.5	Сила фильтрационного давления	86
6.10.6	Давление грунта	86
6.10.7	Волновое давление.....	88
6.11	Расчет прочности плотины.....	88
6.11.1	Определение напряжений	88
6.12	Критерии прочности плотины	91
6.13	Расчет устойчивости плотины на сдвиг.....	92
7	Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы.....	94
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	94
7.2	Охрана труда.....	94
7.3	Пожарная безопасность	97
8	Охрана окружающей среды	100
8.1	Общие сведения о районе строительства	100
8.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	101
8.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	103
8.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	104
9	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации..	106
9.1	Расчет себестоимости электроэнергии	106
9.2	Оценка объёмов реализации электроэнергии	106
9.3	Текущие расходы по гидроузлу.....	107
9.4	Налоговые расходы.....	109
9.5	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	110
9.6	Анализ денежных потоков	111
9.7	Коммерческая эффективность	112
9.8	Бюджетная эффективность	112
9.9	Анализ чувствительности.....	113
10	Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения.....	116
10.1	Назначение и краткая характеристика.....	116
10.1.1	Турбинный подшипник на масляной смазке.....	118
10.1.2	Турбинный подшипник на водяной смазке.....	118
10.1.3	Генераторный подшипник	118
10.1.4	Подпятник.....	119
10.2	Маслоохладители	121
10.3	Сравнение турбинного подшипника на водяной и масляной смазке..	122
10.4	Выбор систем смазки и охлаждения основных узлов ГА в проектируемой ГЭС.....	123
10.4.1	Прием и обработка турбинного масла Алтайской ГЭС-2	124
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	125
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных.....	128

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно- энергетический расчет.....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ В Гидротурбинное, гидромеханическое, вспомогательное оборудование.....	145
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	149
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий.....	151

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АЛТАЙСКОЙ ГЭС-2

1. Наименование реки Катунь;
2. Местонахождение ГЭС Республика Алтай;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 629 м³/с;
 - б) всех турбин 246,88 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 3203,76 м³/с;
1% 2904,76 м³/с;
 - г) минимальный 60 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока суточный;
 - б) отметка: НПУ 497,00 м;
ФПУ 498,00 м;
УМО 496,96 м
 - в) объемы:
полный 0,32 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 49,05 м;
 - б) расчетный 48,11 м;
 - в) минимальный 48,09 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 101 МВт;
гарантированная 80 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 503 млн. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 154,38 м / 56,6 м;
 - б) правобережная глухая 206,69 м / 56,6 м;
 - в) стационарная 81,89 м / 56,6 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и стационарную 14 м / 56,6 м;
 - д) водосливная 134,40 м / 56,6 м;
8. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 8 отверстия 8×14;
 - в) общая длина 134,40 м;
 - г) максимальная высота 62,6 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 2;
 - б) грунты в основании гранит;
 - в) тип спиральной камеры металлическая круглая;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

д) расстояние между осями агрегатов.....24 м;

10. Основное оборудование:

а) тип турбиныПЛД50-В60-375;

б) тип генератора..... СВ-808/130-28У4;

в) мощность генератора 64,7 МВт;

г) частота вращения 214,3 об/мин;

д) тип трансформаторов ТДН-80000/110-У1;

11. Техничко-экономические показатели:

а) удельные показатели.....50830 руб./кВт;

б) себестоимость энергии 55 коп/кВт·ч;

в) срок окупаемости..... 10,25 лет.

1 Общие сведения

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Алтайская ГЭС-2 располагается в Сибири. Климат в Республике Алтай резко континентальный с высотной поясностью, с относительно коротким жарким летом (июнь-август) и продолжительной (ноябрь-март) холодной, местами очень морозной, зимой. По мере подъема в горы воздух становится холоднее, увеличивается разница между дневной и ночной температурой. Осадки по территории Республики Алтай распределяются неравномерно, наибольшее их количество выпадает в высокогорных районах. Больше всего осадков выпадает летом и осенью, но в Западном Алтае много осадков бывает и зимой, толщина снежного покрова местами здесь достигает 2–3 метров. Средняя температура января от -12 до -32 градусов, июля – от +9 до +18 градусов. Количество осадков – от 100 мм (в межгорных котловинах) до 1000 мм в год.

1.2 Гидрологические данные

Кату́нь (южноалт. Кадын) — река в Республике Алтай и Алтайском крае России, левая составляющая Оби. Длина реки — 688 км. Площадь бассейна — 60 900 км².

Кату́нь берёт начало на южном склоне Катунского хребта у подножия горы Белухи, у южной оконечности ледника Геблера.

По общему характеру долины, река делится на три участка: Верхняя Катунь — от истока до реки Коксы, длиной 186 км; Средняя Катунь — от Коксы до реки Большой Сумульты, длиной 206 км; Нижняя Катунь — от Большой Сумульты до слияния с Бией, длиной 296 км.

На верхнем участке река огибает Катунский хребет с южной и западной сторон и обладает наибольшими уклонами с общим падением до 1000 м. На этом участке Катунь принимает множество притоков с южного и западного склонов Катунского хребта, а также с хребтов Листвяга и Холзун. Леса здесь представлены черневой тайгой.

Данные ежемесячных расходов за 50 лет для реки Катунь представлены в таблице А.1 приложения А.

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно 629 м³/с.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

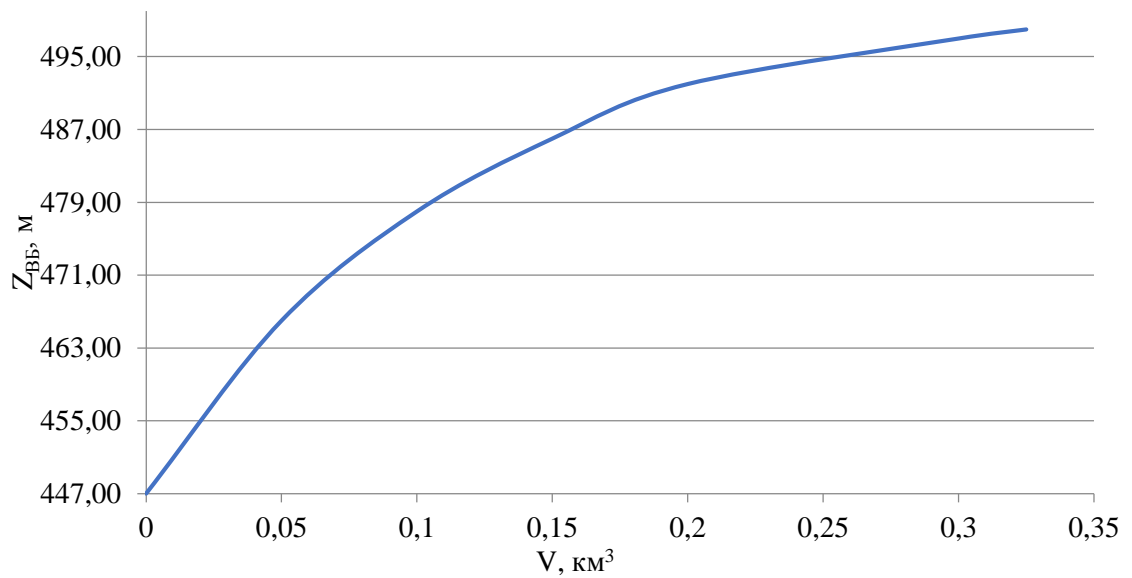


Рисунок 1.1 – Кривая связи $\nabla ВБ = f(V)$

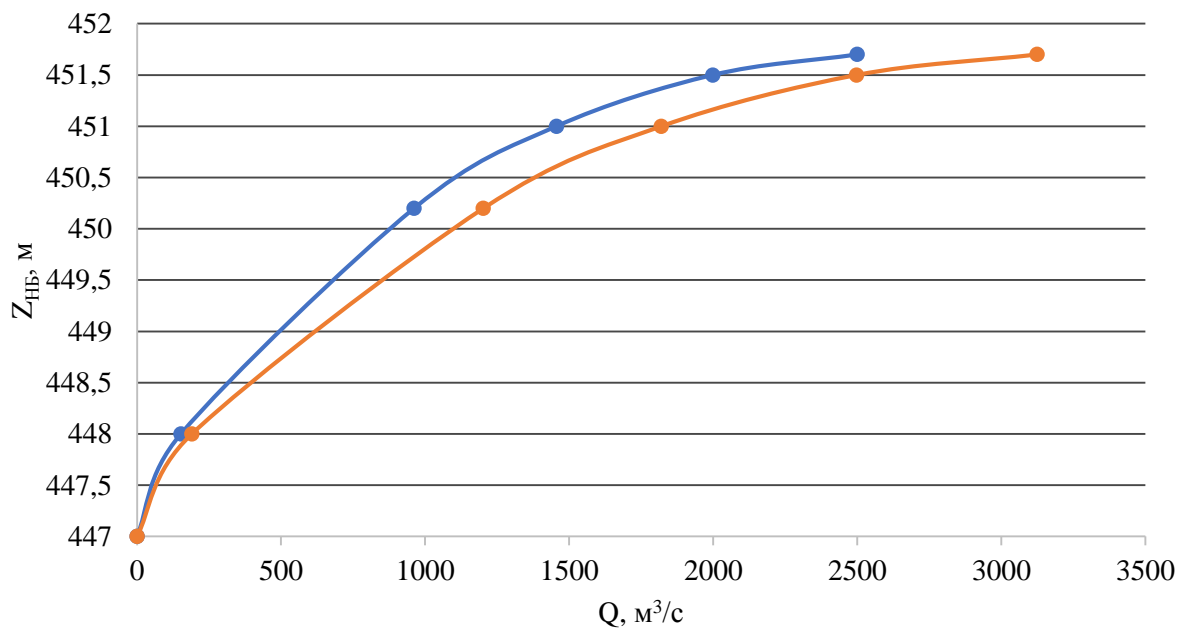


Рисунок 1.2 - Кривая связи $\nabla НБ = f(Q)$ для лета и зимы соответственно

Среднемесячные потери и требования ВХК и санитарного попуска представлены в таблицах 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3 - Среднемесячные потери

Q , м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VII I	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}$	91	96	86	168	648	991	638	569	183	180	123	105
$Q_{\text{исп}}$	1	1	1	1	3	5	4	2	1	1	1	1
$Q_{\text{лед}}$	6	6	0	-10	-14	0	0	0	0	0	6	6
$Q_{\text{ф}}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
$Q_{\text{шл, рыб}}$	0	0	0	0	10	10	10	0	0	0	0	0
$\sum Q$	10	10	4	-6	2	18	17	5	4	4	10	10

Таблица 1.4 - Требования ВХК и санитарного попуска

Q , м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}$	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
$Q_{\text{сан.поп}}$	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,5$ м.
 НПУ Алтайской ГЭС-2 497,00 м.

1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает гранит. Ширина по створу 592,57 метров. Дно находится на отметке 447,00 метров.

1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [25] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2015) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Алтайской ГЭС-2 при вероятности возможного превышения 1% равна 5 баллам шкалы MSK-64.

1.5 Данные по энергосистеме

Проектируемая ГЭС находится в Новосибирском РДУ.

1.6 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов в ходе проектирования была выбрана Усть-Каменогорская ГЭС.

2 Гидрологические расчеты

2.1 Определение максимальных расчетных расходов

Из ряда гидрологических наблюдений (Приложение А, таблица А.1) для каждого года выбирается максимальный расход. Для определения параметров кривой обеспеченности определяем модульный коэффициент:

2.2 Определение параметров кривой обеспеченности $Q_{ср}$, коэффициента вариации C_v , коэффициента асимметрии C_s

Для вычисления параметров $Q_{ср}$, C_v , C_s расходы необходимо расположить в убывающем порядке.

Средний многолетний расход вычисляется по формуле

$$Q_{ср} = \frac{\sum Q}{n} = \frac{20970,915}{50} = 419,4 \text{ м}^3/\text{сек} \quad (2.1)$$

Затем вычисляем модульные коэффициенты K как отношение

$$K = Q/Q_{ср} \quad (2.2)$$

Для проверки вычислений суммируем значения коэффициентов K . Данная сумма должна равняться общему числу членов ряда n : $\sum K = 50$

Вычисляем отклонения от середины $(K - 1)$.

Для проверки: сумма $(K - 1)$ должна быть равна нулю: $\sum(K - 1) = 0$.

Затем подсчитываем $(K - 1)^2$: $\sum(K - 1)^2 = 1,821$

Сумма K не отличается от n , а сумма $(K - 1)$ от нуля.

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{1,821}{50}} = 0,19 \quad (2.3)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,193}{50 \cdot 0,19^3} = 0,55 \quad (2.4)$$

2.3 Определение средней квадратической ошибки определения C_v , C_s

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициентов вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,19^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 10,6\% \quad (2.5)$$

Допустимая ошибка = 10,64%

Ошибка является допустимой.

Определяем класс сооружения по [26]. Для этого составим таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Критерии выбора класса гидротехнического сооружения

Критерии	Класс
Бетонная плотина (на скальном основании) Н=50 м	II
ГЭС мощностью от 10 до 300 МВт $N_{уст.}=101$ МВт	III
Число проживающих людей, которые могут пострадать от аварии (1000 чел.)	II

Назначаем II класс гидротехнического сооружения (по результатам таблицы 2.1). Поэтому необходимо назначить обеспеченности поверочного и основного расходов по [26]. Для этого необходимо найти параметры обеспеченности по формулам 2.9–2.11:

$$M_S = C_V \cdot \varphi, \quad (2.6)$$

$$k_S = M_S + 1, \quad (2.7)$$

$$Q_S = Q_{ср}^{max} \cdot k_S \quad (2.8)$$

Результаты представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов максимальных расходов

p, %	φ	M_S	k_S	$Q_S, \text{ м}^3/\text{с}$	Расход
0,1	5,006	1,44	2,44	3327,2	Поверочный
1	3,928	1,13	2,13	2904,4	Основной

2.4 Кривые обеспеченности стока

Для водно–энергетических расчетов необходимо определить расчетные значения расходов 50% обеспеченности (средневодный год) и 90% обеспеченности (маловодный год). Для этого в первом приближении в период половодья попадают месяцы, у которых расходы больше или равны среднегодовому расходу. Эти расходы ранжируются по убыванию. Далее кривые обеспеченности строятся по эмпирической формуле:

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

где $p(m)$ – обеспеченность стока;

m – порядковый номер элемента ряда расходов, ранжированная по убыванию;

Построим эмпирические кривые обеспеченности среднегодовых расходов, расходов в половодье и расходов в межень (рисунок 2.1).

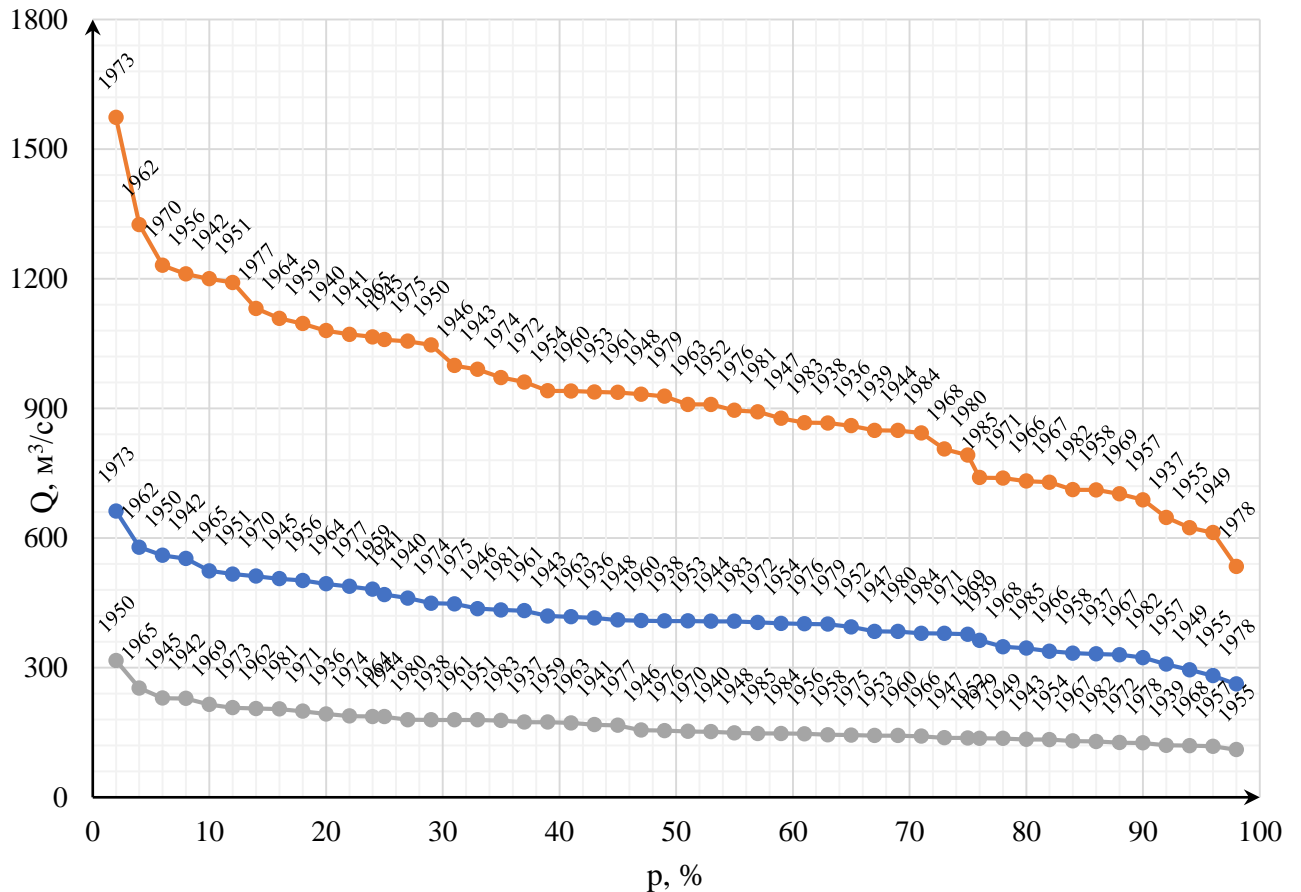


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности стока

2.5 Выбор расчетного маловодного и средневодного года

Выбор расчетного средневодного года ($P=50\%$).

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1960 и 1953 годы. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Для данного ряда значений расходов, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности 918 м³/сек – базовое значение.

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{п} = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п 1960}} = \frac{918}{940} = 0,976 \quad (2.10)$$

$$K_{п} = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п 1953}} = \frac{918}{938} = 0,975 \quad (2.11)$$

Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности 153 м³/сек.

Аналогично вычисляем коэффициенты приведения по межени для сравниваемых лет:

$$K_{м} = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1960}} = \frac{153}{143} = 1,069 \quad (2.12)$$

$$K_{м} = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1953}} = \frac{153}{143} = 1,069 \quad (2.13)$$

Коэффициенты приведения для обоих годов примерно совпадают. За расчетный принимаем 1953 год и проводим его корректировку.

Расходы в расчетном средневодном году 1953 (P=50%), м³/с приведены в таблице 2.3

Таблица 2.3- Расходы средневодного года (P=50%)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q сред
66	65	69	197	885	1370	946	551	335	207	118	85	408

Скорректируем исходный ряд согласно вычисленным коэффициентам.

Расходы в расчетном средневодном году 1953 с учетом корректировки (P=50%), м³/с приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Расходы средневодного года (P=50%) с учетом корректировки

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q сред
71	69	74	211	863	1336	922	537	358	221	126	91	408

2.6 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1982 г, который принимаем за базовый.

Тогда базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 712 м³/сек.

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1957}} = \frac{712}{688} = 1,034 \quad (2.14)$$

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{\text{M} 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{M} 1978}} = \frac{129}{126} = 1,023 \quad (2.15)$$

Поскольку оба коэффициенты являются повышающими, использовать их нельзя. Принимаем за маловодный год 1982, не производя корректировки.

Расходы в расчетном маловодном году 1982 (P=90%), м³/с приведены в таблице 2.5

Таблица 2.5- Расходы среднеговодного года (P=90%) с учетом корректировки

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q сред
91	96	86	168	648	991	638	569	183	210	123	75	323

Гидрографы маловодного и среднеговодного годов на одной плоскости представлены на рисунке 2.2

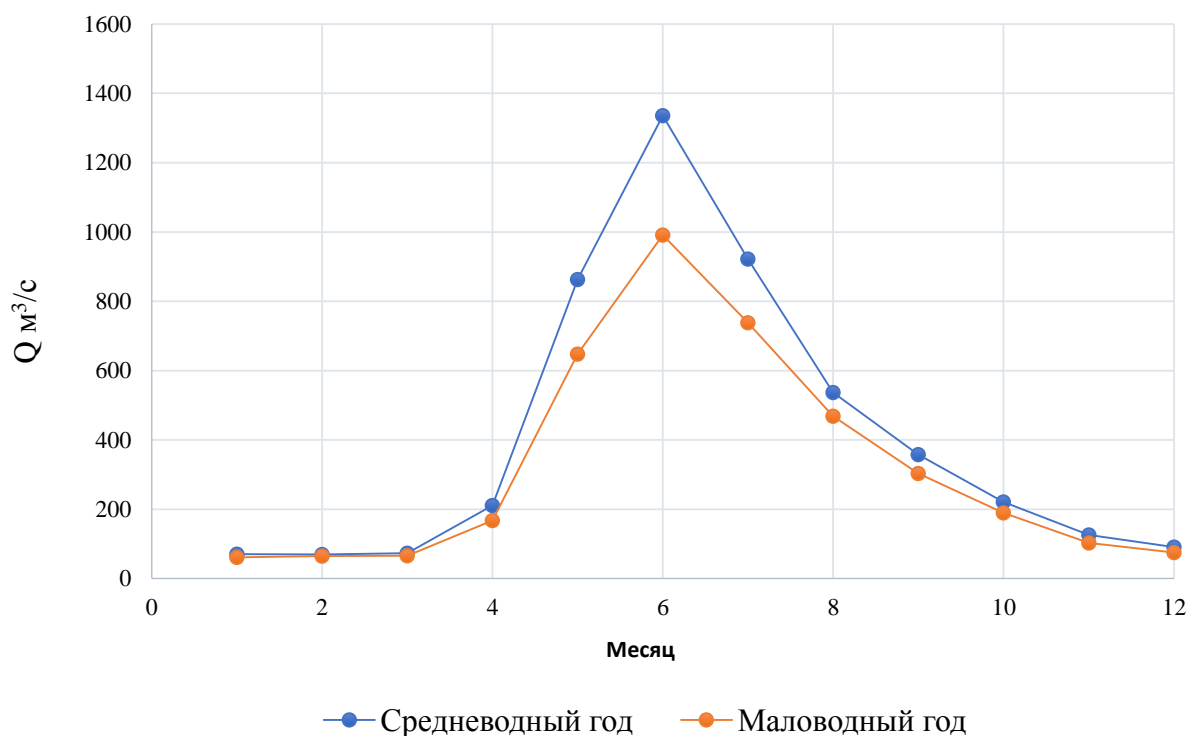


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и среднеговодного годов

В маловодном году имеем расходы большие, чем в средневодном году в 1,2,3 и 8 месяце. Требуется дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход маловодного года больше, чем средневодного необходимо скорректировать в сторону уменьшения за счет увеличения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону).

Расходы в расчетном маловодном году 1982, после этапа перераспределения стока (P=50%), м³/с представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Расходы средневодного года (P=90%) после этапа перераспределения стока

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q сред
91	96	86	168	648	991	638	569	183	180	123	105	323

После этапа перераспределения стока в маловодном году строим на рисунке 2.3 гидрографы маловодного и средневодного годов и принимаем их к дальнейшим расчетам.

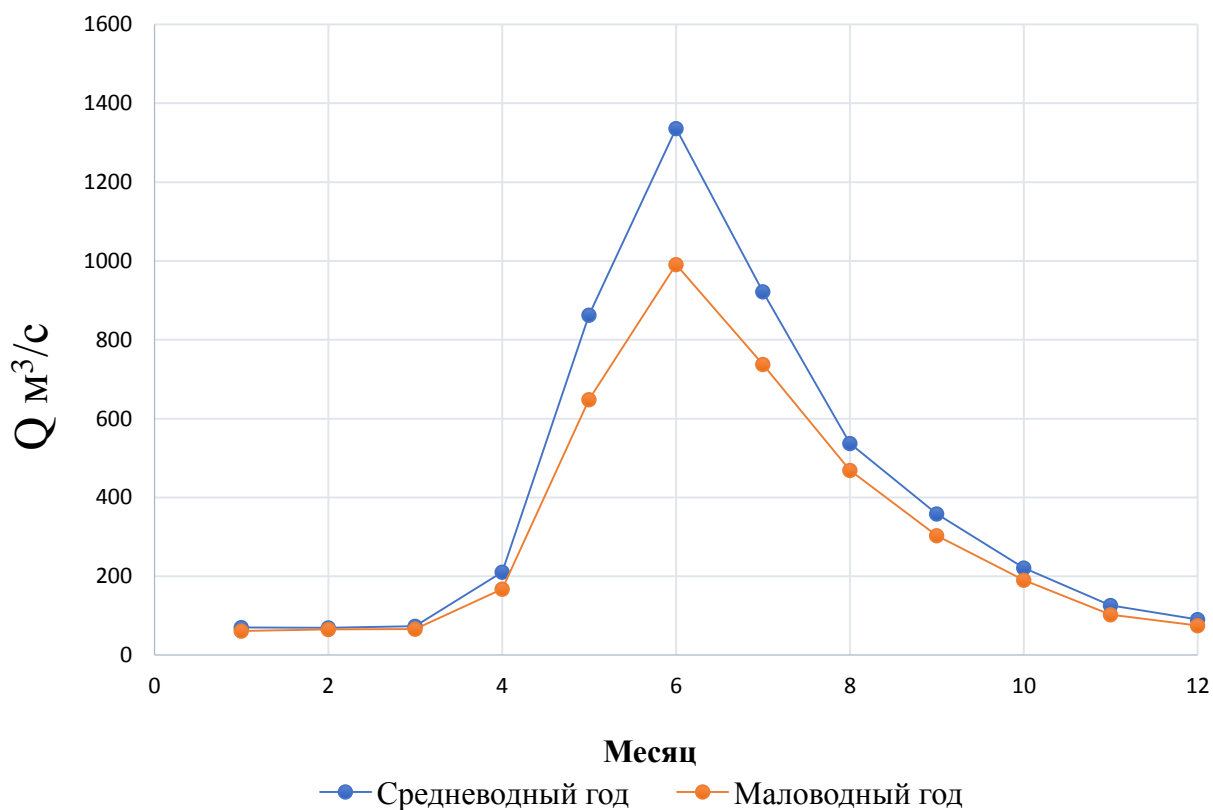


Рисунок 2.3 – Гидрограф маловодного и средневодного годов (конечный вариант)

2.7 Определение типа регулирования

Для того, чтобы найти полезный объем водохранилища, нужно задаться приблизительной отметкой уровня мёртвого объема (УМО). Для этого принимается, что УМО соответствует снижению уровня верхнего бьефа на 33%. Отсюда приблизительная отметка УМО:

$$\nabla_{\text{УМО}_{\text{пр}}} = \nabla_{\text{НПУ}} - (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}) \cdot 0,33. \quad (2.16)$$

$$\nabla_{\text{УМО}_{\text{пр}}} = 497 - (497 - 447) \cdot 0,33 = 480,5 \text{ м}$$

Объем водохранилища при отметке НПУ и приблизительной отметкой УМО определяем по зависимости отметки верхнего бьефа от объема водохранилища.

$$\begin{aligned} W_{\nabla_{\text{НПУ}}} &= 0,32 \text{ км}^3, \\ W_{\nabla_{\text{УМО}_{\text{пр}}}} &= 0,125 \text{ км}^3. \end{aligned}$$

Полезный объем водохранилища:

$$W_{\text{полезный}} = W_{\nabla_{\text{НПУ}}} - W_{\nabla_{\text{УМО}_{\text{пр}}}} = 0,32 - 0,125 = 0,195 \text{ км}^3 \quad (2.17)$$

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot T = 418 \cdot 31536000 = 13,2 \text{ км}^3, \quad (2.18)$$

где, $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход;
 T – число секунд в году.

Коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{W_{\text{полезный}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{5,375}{9,2} = 0,014. \quad (2.19)$$

Принимаем суточный тип регулирования, так как коэффициент зарегулированности стока входит в пределы суточного коэффициента зарегулированности стока ($\beta_{\text{год}}=0,01-0,2$) [3].

2.8 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ| \quad (2.20)$$

где t – номер месяца.

При $P_3^{max} = 2606$ МВт и $P_{л}^{max} = 1894$ МВт получаем:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_{л}^{max}}{2} = \frac{2606 + 1894}{2} = 2250 \quad (2.21)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_{л}^{max}}{2} = \frac{2606 - 1894}{2} = 356 \quad (2.22)$$

По аналогичным формулам также рассчитаем график среднемесячных нагрузок энергосистемы.

При $P_3^{cp} = 2474$ МВт и $P_{л}^{cp} = 1799$ МВт получаем:

$$a = \frac{P_3^{cp} + P_{л}^{cp}}{2} = \frac{2474 + 1799}{2} = 2136 \quad (2.23)$$

$$b = \frac{P_3^{cp} - P_{л}^{cp}}{2} = \frac{2474 - 1799}{2} = 337 \quad (2.24)$$

Данные для построения годовых графиков максимальных и средних нагрузок энергосистемы представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Данные для построения годовых графиков максимальных и средних нагрузок энергосистемы

t	α	cos	P_t^{max}	P_t^{cp}
1	0,26	0,97	2606	2462
2	0,79	0,71	2502	2374
3	1,31	0,26	2342	2223
4	1,83	-0,26	2158	2049
5	2,36	-0,71	1998	1898
6	2,88	-0,97	1906	1810
7	3,40	-0,97	1906	1810
8	3,93	-0,71	1998	1898
9	4,45	-0,26	2158	2049
10	4,97	0,26	2342	2223
11	5,50	0,71	2502	2374
12	6,02	0,97	2606	2462

Годовой график нагрузок новосибирского РДУ представлен на рисунке 2.4
Суточные графики нагрузок новосибирского РДУ представлены на
рисунках 2.5 - 2.6.

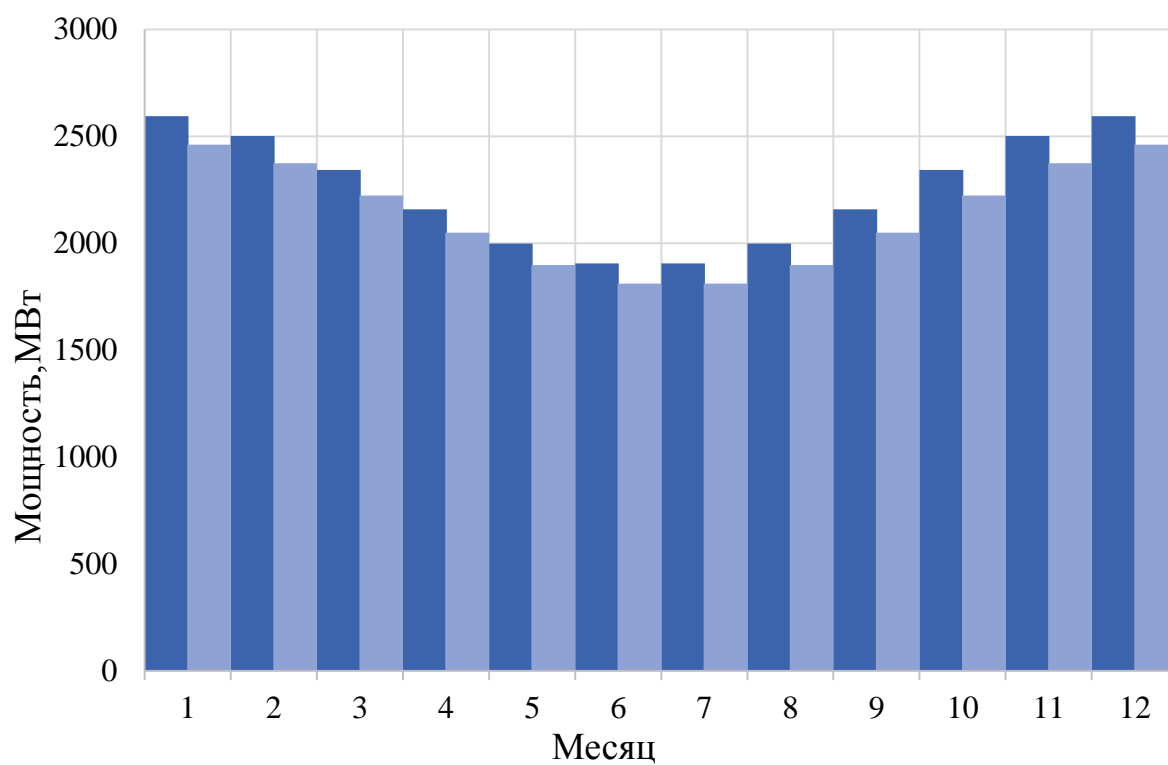


Рисунок 2.4 - Годовой график нагрузки Новосибирского РДУ

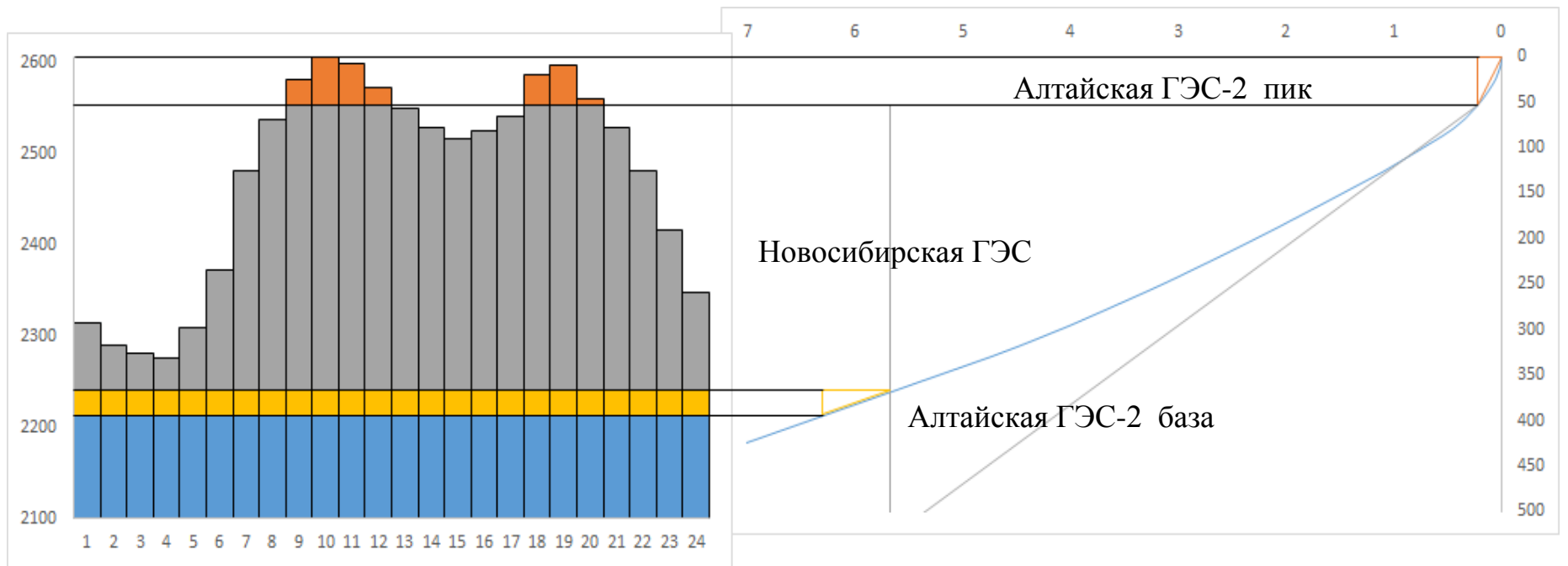


Рисунок 2.5 - Суточный график и интегральная кривая нагрузки Новосибирского РДУ на 15.01.2017

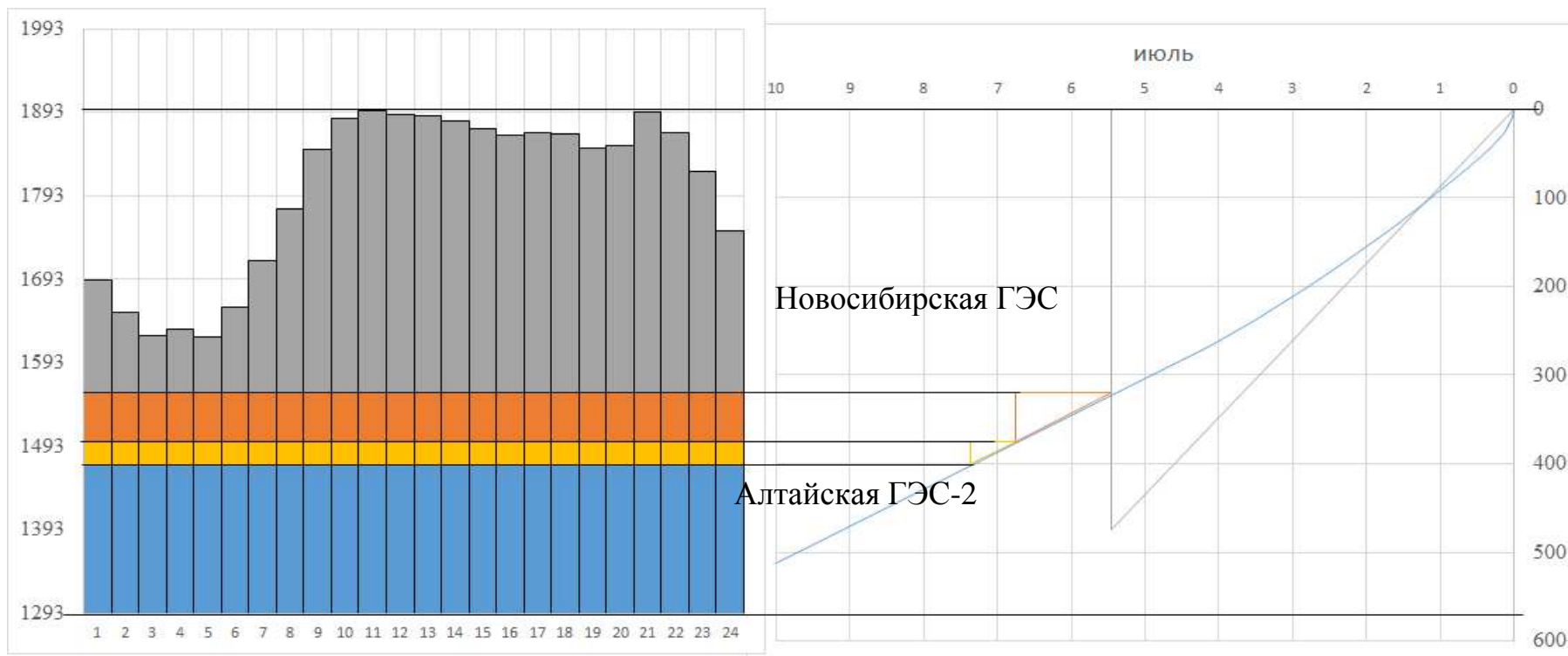


Рисунок 2.6 - Суточный график и интегральная кривая нагрузки Новосибирского РДУ на 11.07.2017

2.9 Существующие ГЭС

Новосибирская ГЭС

2.10 Топография

Площадь водохранилища при НПУ=497 м равна 14.1 км²

Объем водохранилища при НПУ=497 м равен 0,3 км³

2.11 Водно-энергетический расчет без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Данный расчет необходим для определения режима работы ГЭС и определения гарантируемой мощности через баланс энергии.

Результаты расчета приведены в таблице 2.7. В расчете применяются расходы маловодного года (90% обеспеченности).

Таблица 2.7 - Водно-энергетический расчет без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

I режим: работа по водотоку (по бытовому расходу)												
$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	81	86	82	174	646	973	621	564	179	176	113	95
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	497	497	497	497	497	497	497	497	497	497	497	497
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	448	448	448	448	449	450	449	449	448	448	448	448
$H, \text{ м}$	49	49	49	49	47	47	48	48	49	49	49	49
$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	35	37	35	74	271	402	260	236	76	75	49	41
II режим: работа по ВХК												
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	497	497	497	497	497	497	497	497	497	497	497	497
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448
$H, \text{ м}$	48	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	92	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
Сравнение режимов работы												
$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	35	37	35	74	271	402	260	236	76	75	49	41
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	92	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	-57	-55	-57	-18	178	309	167	144	-16	-17	-44	-52

2.12 Баланс энергии

Данные для построения баланса энергии представлены в таблице 2.8

Таблица 2.8 - Данные для построения баланса энергии

t, мес	Р _{ср} , МВт	Н _{сущ.} ГЭС, МВт	Н проект, МВт
1	2462	231	80
2	2374	212	80
3	2223	193	65
4	2049	193	80
5	1898	173	80
6	1810	154	80
7	1810	154	80
8	1898	173	80
9	2049	193	80
10	2223	193	80
11	2374	212	80
12	2462	231	45

По данным таблицы 2.8 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.7, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

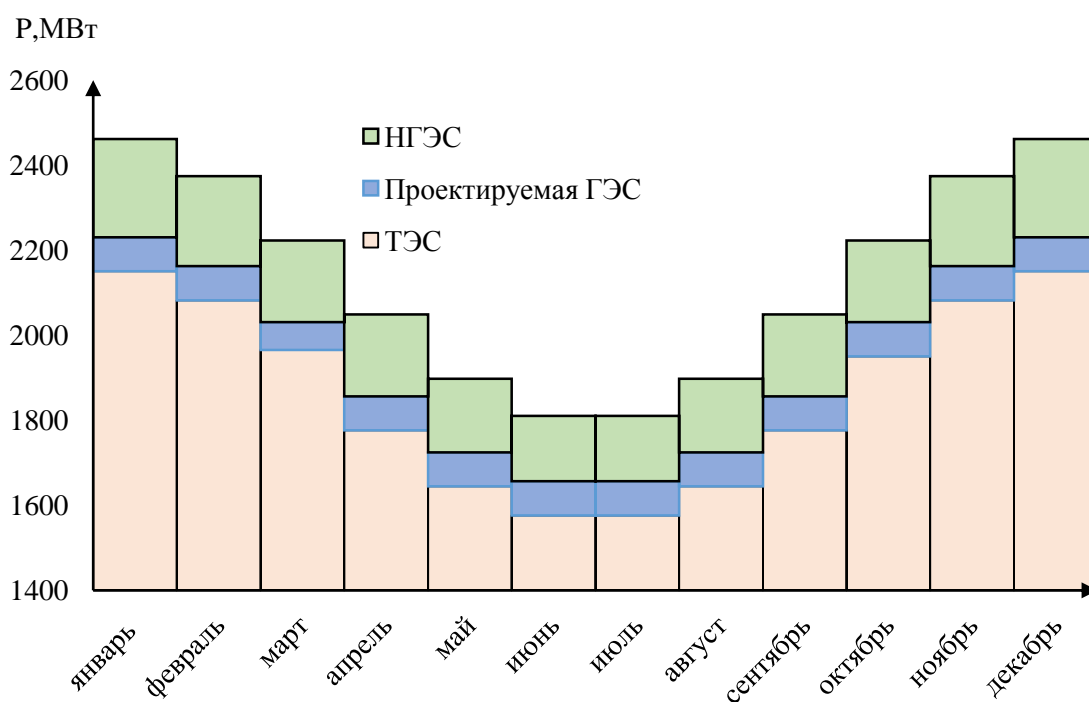


Рисунок 2.7 – Баланс энергии

2.13 Выбор рабочих мощностей

Выбор рабочих мощностей необходим для построения баланса мощностей. Для этого необходимо на интегральной кривой нагрузки внести треугольник Алтайской ГЭС-2 с распределением его и в пиковую часть, и в базовую часть нагрузки.

Из интегральной кривой нагрузки определяем рабочие мощности ГЭС. Учтем, что ГЭС должна работать также и для базы, чтобы выдавать мощность санитарного попуска.

2.14 Планирование резервов

Планирование резервов необходимо для определения установленной мощности, так как резервная мощность является частью установленной мощности. Резервная мощность для проектируемой ГЭС состоит из нагрузочного резерва энергосистемы и ремонтного резерва.

А также необходимо найти резервы, необходимые для системы, для существующих ГЭС и для ТЭС. Расчеты проводим по максимальной мощности, то есть для января.

Нагрузочный резерв для энергосистемы принимается как 8% от максимальной рабочей мощности, а аварийный – 10%:

$$P_{\text{нагр.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,03 = 2606 \cdot 0,03 \approx 78 \text{ МВт} \quad (2.25)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующими ГЭС в соответствии с их мощностями. Таким образом, нагрузочный резерв для проектируемой ГЭС в январе:

$$P_{\text{нагр.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 20 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{нагр.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 65 \text{ МВт}$$

Аварийный резерв для энергосистемы принимается как 10% от максимальной рабочей мощности, и является резервом ТЭС:

$$P_{\text{авар.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{авар.}}^{\text{ТЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,1 = 2606 \cdot 0,1 \approx 261 \text{ МВт} \quad (2.26)$$

Так как аварийный резерв является резервом ТЭС, при расчете установленной мощности Алтайской ГЭС-2 он считается равным 0.

Чтобы определить величину ремонтного резерва, необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{80}{6} \cdot 1 = 13 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.27)$$

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{2} \cdot \frac{3}{2} \text{ месяца} = \frac{2295}{2} \cdot \frac{3}{2} = 1917 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.28)$$

$$N_{\text{рем.}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} = \frac{231}{6} = 38 \text{ МВт} \quad (2.29)$$

После планирования резервов для проектированной станции необходимо построить баланс мощностей. Данные для построения представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Планирование резервов

Месяц	ЭС			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС		
	Р сист. макс	Н н.р.	Н а.р.	Н раб	Н н.р.	Н р.	Н раб	Н н.р.	Н р.	Н раб	Н а.р.	Н р.
Январь	2606	78	261	231	58	0	80	20	0	2295	261	0
Февраль	2502	75	250	212	54	0	80	21	0	2210	250	0
Март	2342	70	234	193	53	0	65	18	0	2085	234	0
Апрель	2158	65	216	193	46	0	80	19	0	1885	216	182
Май	1998	60	200	173	41	0	80	19	0	1745	200	340
Июнь	1906	57	191	154	38	0	80	20	0	1672	191	432
Июль	1906	57	191	154	38	0	80	20	0	1672	191	432
Август	1998	60	200	173	41	0	80	19	0	1745	200	340
Сентябрь	2158	65	216	193	46	0	80	19	0	1885	216	182
Октябрь	2342	70	234	193	50	38	80	21	13	2070	234	0
Ноябрь	2502	75	250	212	54	0	80	21	0	2210	250	0
Декабрь	2606	78	261	231	65	0	80	13	0	2330	261	0

2.15 Выбор установленной мощности

После выбора рабочих мощностей и резервов, посчитаем установленную мощность Алтайской ГЭС-2:

$$N_{\text{уст}}^{\text{проект.ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{январь}} + N_{\text{рез}}^{\text{проект.ГЭС}} \quad (2.30)$$

Так как ремонтная площадь проектируемой ГЭС вписывается в баланс мощности, принимаем ремонтный резерв равным 0.

$$N_{\text{уст}}^{\text{проект.ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{январь}} + N_{\text{рез}}^{\text{проект.ГЭС}} = 80 + 21 = 101 \text{ МВт} \quad (2.31)$$

Для режима работы по рабочим мощностям построим график сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.9.

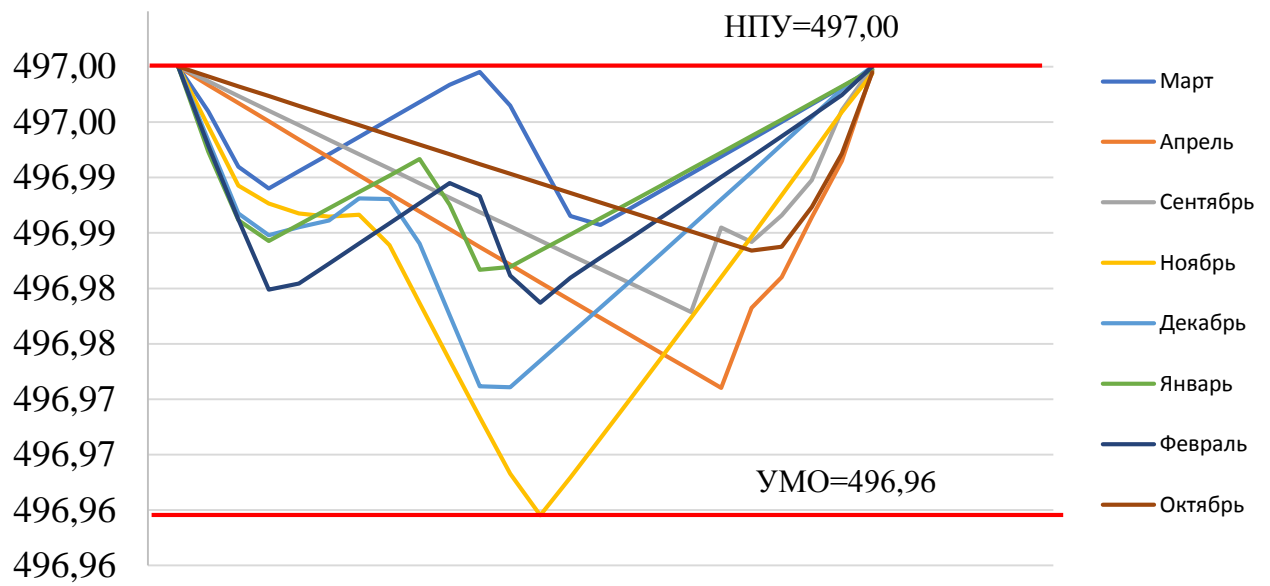


Рисунок 2.9 –График сработки и наполнения водохранилища при режиме работы по рабочим мощностям

Рассчитаем среднегодовую выработку для каждого режима работы:

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{год}} = \sum_{i=1}^{12} N_{\text{ГЭС}} = 503 \text{млн кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.32)$$

3. Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе;

$z_{нб}(Q_{нб})$ - отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

$\Delta h_{вс}$ - потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

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

$Q_{ГЭС}$ - ограничение по пропускной способности ГЭС:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривая связи $Z_{нб}$		Напорные характеристики			Линия огр. по пропускной способности ГЭС		Линия огр. по мощности		Линия огр. по $Q_{сан.попуск}$	
$Q_{нб}$	$Z_{нб,зима}$	$H_{НПУ}, м$	$H_{УМО}, м$	$H_{Zвб1(p)}$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
50,0	447,39	49,11	49,07	49,10	48,9	241,2	30,0	382,6	1	60

Окончание таблицы 3.1

Кривая связи Zнб		Напорные характеристики			Линия огр. по пропускной способности ГЭС		Линия огр. по мощности		Линия огр. по Qсан попуск	
100,0	447,71	48,79	48,75	48,78	48,7	240,7	35,0	327,9	100	60
150,0	447,99	48,51	48,47	48,50	48,5	240,2	40,0	286,9		
200,0	448,22	48,28	48,24	48,27	48,3	239,7	45,0	255,1		
250,0	448,43	48,07	48,03	48,06	48,1	239,2	50,0	229,5		
300,0	448,60	47,90	47,86	47,89	47,9	238,7	55,0	208,7		
350,0	448,76	47,74	47,70	47,73	47,7	238,2	60,0	191,3		
400,0	448,91	47,59	47,55	47,58	47,5	237,7	65,0	176,6		
450,0	449,04	47,46	47,42	47,45			70,0	164,0		
500,0	449,16	47,34	47,30	47,33						
550,0	449,28	47,22	47,18	47,21						
600,0	449,40	47,10	47,06	47,09						

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

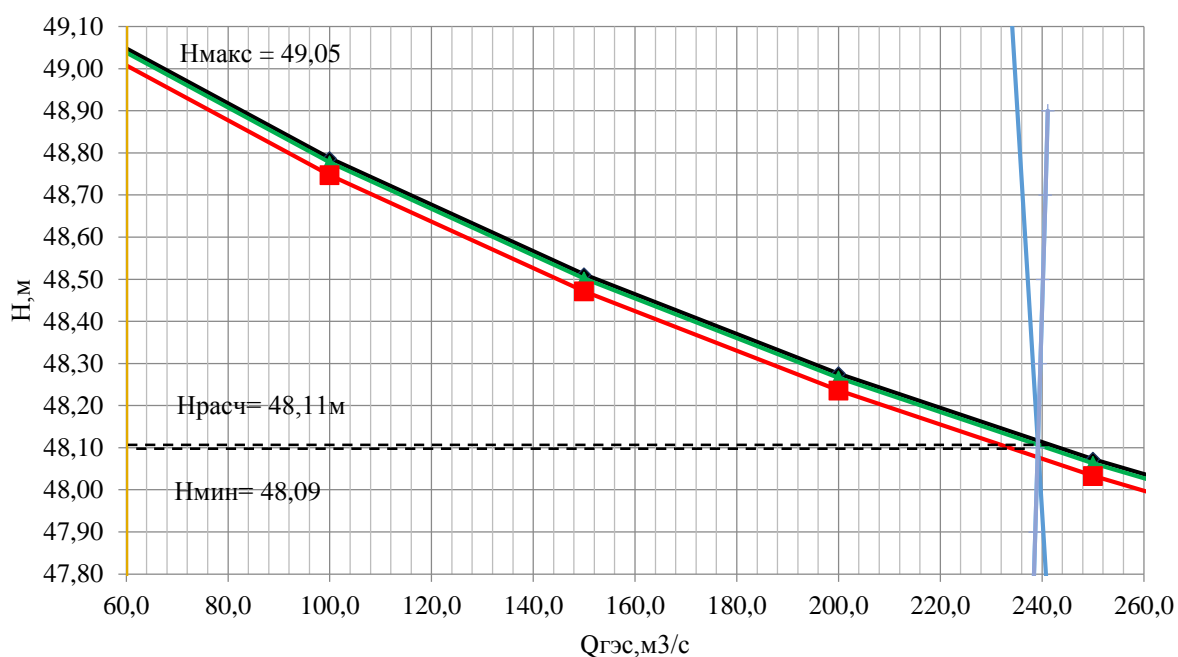


Рисунок 3.1 - Режимное поле Алтайской ГЭС-2

Из построенного режимного поля были определены:

-максимальный напор $H_{max} = 49,05$ (м). Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

-максимальный расход $Q_{гэс}^{max} = 240$ ($м^3/с$). Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 48,11$ (м). Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

-минимальный напор $H_{\text{min}} = 48,09$ (м). Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

Диапазону напоров соответствует ПЛД-50 и ПЛ-50-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ-50-В	Турбина ПЛД-50-В
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	50	50
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	116	113
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,916	0,910
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}, \text{л/с}$	1500	1650
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\text{max}}$	0,60	0,60
Приведенный диаметр РК	$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,46	0,35
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{м}$	5	12

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполнены расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины $\eta_{\text{т}}$:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}^{\text{N}}}} \sqrt[5]{\frac{\nu_{\text{н}}}{\nu_{\text{м}}}} \right), \quad (3.4)$$

где $\eta_{\text{м}}, D_{1\text{м}}, H_{\text{м}}$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_{\text{р}}^{\text{N}}$ – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_{\text{м}}, \nu_{\text{н}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий $t_{\text{н}}$ и $t_{\text{м}}$

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.5)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_G = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{гэс}^{уст}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{гэс}^{уст} = 101$ МВт – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.7)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_{1p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке

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

По полученной синхронной частоте вращения принимается ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины N_{max} , N_p и N_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;
 H – напор на станции, соответствует H_{\max} , H_p и H_{\min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

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

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{Ip} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики (рисунок В1 приложения В).

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где Q_{\min} – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (1.10), подстановкой в формулу максимального напора.

Выбор подходящего типа гидротурбин производится в следующем порядке. В первую очередь не учитываются те гидротурбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. После чего из рассмотрения удаляются турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, указанные в таблицах В.1 и В.2 приложения В, был проведен инженерно-технический расчет выбора гидротурбины на проектируемой «Алтайской ГЭС-2». В данном расчете к сравнению было представлено 27 диаметров двух систем гидротурбин ПЛД и ПЛ. На основе анализа был сделан вывод о том, что наиболее целесообразно использовать турбину системы ПЛД, а именно ПЛД50-В60-375, с

диаметром рабочего колеса $D_1=3,75$ м, так как в зоне работы находится точка оптимума и данный размер РК обеспечивает экономически выгодное число агрегатов $Z_a = 2$, синхронная частота вращения $n_c = 214,3$ об/мин.

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_S, \quad (3.12)$$

где $Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{H.B.}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S . Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с N_p при НПУ;
2. Работа одного агрегата с N_p и H_p ;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_p и H_{min} .

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{\nabla Z_{H.B.}(Q_{H.B.})}{900} - \sigma \cdot H \cdot K\sigma + Z_X, \quad (3.13)$$

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

$\nabla Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$ – отметка НБ при данном расходе;

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

Z_X – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин ($Z_X = 0,7$).

1. Работа одного агрегата с N_p при НПУ

Пересчитывается расход в точке, найденной на режимном поле:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}; \quad (3.14)$$

$$Q = 120,87 \text{ м}^3/\text{с}.$$

В найденной точке определяется $\sigma = 0,315$. По кривой связи НБ $\nabla Z_{H.B.}(Q_a) = 447,65$ м.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{447,65}{900} - 0,315 \cdot 1,1 \cdot 49,05 + 0,7 = -6,46 \text{ м}.$$

2. Работа одного агрегата с N_p и H_p

Рассчитывается аналогично предыдущему пункту

$$Q = 123,44 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$\sigma = 0,33;$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 447,66 \text{ м};$$

$$H_S = 10,33 - \frac{447,66}{900} - 0,33 \cdot 1,1 \cdot 48,11 + 0,7 = -6,93 \text{ м.}$$

3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_p и H_{\min}

Для этой точки: $Q = 123,48 \text{ м}^3/\text{с.}$

$$\sigma = 0,33;$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 447,67 \text{ м};$$

$$H_S = 10,33 - \frac{447,67}{900} - 0,33 \cdot 1,1 \cdot 48,09 + 0,7 = -6,92 \text{ м.}$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{S1} , м	H_{S2} , м	H_{S3} , м
ПЛД50-В60-375	3,75	2	214,3	50,5	-6,46	-6,93	-6,92

Рассчитывается заглубление рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{P.K.1} = \nabla Z_{\text{НБ}}(Q) - H_{S1} = 447,65 - 6,46 = 441,19 \text{ м.} \quad (3.15)$$

$$\nabla Z_{P.K.2} = \nabla Z_{\text{НБ}}(Q) - H_{S2} = 447,66 - 6,93 = 440,73 \text{ м.} \quad (3.16)$$

$$\nabla Z_{P.K.1} = \nabla Z_{\text{НБ}}(Q) - H_{S3} = 447,67 - 6,92 = 440,74 \text{ м.} \quad (3.17)$$

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

Из всех полученных значений $\nabla Z_{P.K.}$ принимается минимальное,
 $\nabla Z_{P.K.} = 440,73 \text{ м.}$

3.4 Определение геометрических размеров проточной части

$$h = 2,3 \cdot D_1 = 2,3 \cdot 3,75 = 8,62 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,43 \cdot D_1 = 1,428 \cdot 3,75 = 5,36 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 345^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 4,145 \cdot D_1 = 4,145 \cdot 3,75 = 15,54 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,5 \cdot D_1 = 4,5 \cdot 3,75 = 16,87 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,514 \cdot D_1 = 2,514 \cdot 3,75 = 9,43 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Эскиз спиральной камеры изображен на рисунке 3.2

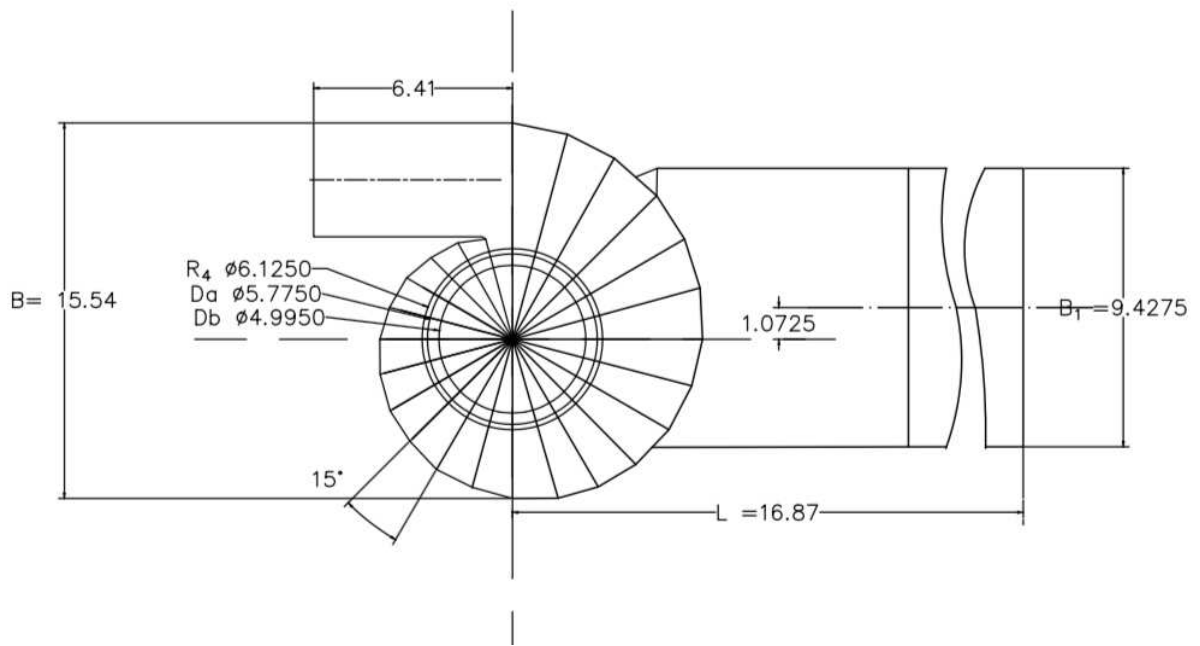


Рисунок 3.2 – Эскиз спиральной камеры

3.5 Расчет вала и подшипников

Наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}, \quad (3.24)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35$ МПа,

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}} = 0,00974 \cdot \frac{50500}{214,3} = 2,3. \quad (3.25)$$

$$D_{\text{в}}^* = \left(\frac{5,1 \cdot 2,3}{30}\right)^{0,33} = 0,73 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_{\text{в}} = 0,75 \text{ м.}$$

3.6 Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1}\right) = \frac{0,8 \cdot 50500}{214,3 \cdot 3,75} = 50,27, \text{ кН} \quad (3.26)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}$, принимаем $d_{\text{п}}=770$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.27)$$

где $h_{\text{п}}$ принимается 300 мм., при $D_{\text{в}} = (500 - 800)$ мм.

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.28)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (3.29)$$

Расчет:

$$p_{\text{уд}} = \frac{50,27}{0,77 \cdot 0,3} = 217,61 \text{ кПа}$$

$$U = 3,14 \cdot 214,3 \cdot \frac{0,77}{30} = 17,27 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 17,27 = 500,86 \text{ кПа}$$

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

Расчет сегментного подшипника:

$$h_{\text{п}} = 300 \text{ мм}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)}, \text{ кН} \quad (3.30)$$

где $a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}$.

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.31)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м} \quad (3.32)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.33)$$

Расчет:

$$a = 45^{\circ}$$

$$R_1 = \frac{50,27}{1+2 \cos(45^{\circ})+2 \cos(90^{\circ})} = 20,82 \text{ кН.}$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,90 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,77}{8} = 0,27 \text{ м}$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{50,27}{0,27 \cdot 0,3} = 620,62 \text{ кПа}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 17,27 = 863,5 \text{ кПа}$$

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

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

3.7 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА)

МНУ состоит из маслотовдушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслососные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом маслотовдушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [9] определяем маслоснапорную установку МНУ1,6/1–40 – 2,5–2. Эта маслоснапорная установка номинальным объемом 1,6 м³ давление 40 кгс/см².

3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

Определяем тип ЭГР [9]. Так как турбина ПЛД, то выбран ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 150 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-150.

3.9 Выбор гидрогенератора

$$n_c = 214,3 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} \quad (3.34)$$

где $\cos\varphi = 0,8 - 0,9$;

$$S_{\text{ном}} = \frac{50,5}{0,85} = 59,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}; \quad (3.35)$$

$$p = \frac{6000}{214,3} = 28.$$

Выбран гидрогенератор по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ-808/130-28У4 [9].

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

При выборе структурной схемы Алтайской ГЭС-2 будут рассматриваться два вида блоков:

-Одиночный.

-Укрупненный

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

-Надежность и безотказность в работе;

-Маневренность схемы т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;

-Простота и наглядность;

-Экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

При учете основных требований, для Алтайской ГЭС-2 в качестве РУ, для ВН будет применяться КРУЭ. Это обусловлено тем, что оборудование КРУЭ наиболее надежнее и занимает меньше места, по сравнению с ОРУ.

На Алтайской ГЭС-2 в качестве источников питания будут приняты:

– генераторы;

– дизель-генераторная установка (ДГУ).

4.2 Выбор вида блока ГЭС

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд, расчётная номинальная полная мощность трансформатора для одиночного блока рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{55 - 1,01}{0,85} = 64,05 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

где, $P_{\text{с.н.}} = 0,55 \text{ МВт}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По полученному значению мощности в формуле (4.1) выбирается силовой трансформатор, расхождения значений полной мощности, полученной по формуле от паспортных значений выбранного трансформатора не должна превышать 40%.

С учетом требований был выбран трансформатор ТДН-80000/110-У1.

-Т-трехфазный.

-Д-Дутье .

-80000-номинальная мощность трансформатора, кВА

-110-значение высшего напряжения, кВ.

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1- Паспортные данные трансформатора ТДН-80000/110-У1.

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	80
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$, кВ	115
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$, кВ	10,5
Потери активной мощности	ΔP , кВт	310
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP_x , кВт	40
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	0,23

После выбора трансформаторов выполняется расчет потерь ЭЭ методом времени максимальных нагрузок и время максимальных потерь τ . Расчет времени максимальный потерь выполняется по следующей формуле:

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

где $T_{\text{max}}=4000$ ч - продолжительность использования установленной мощности генераторов ГЭС.

Время работы блока в течение года.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728 \text{ ч} \quad (4.3)$$

где $\mu = 1 \frac{1}{\text{год}}$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных);

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

$\omega = 0,025 \frac{1}{\text{год}}$ – параметр потока отказов трансформатора блока;

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

Далее выполняется расчет потерь ЭЭ в трансформаторе. Расчет выполняется для одиночного блока, который будет использоваться при построение главной схемы Алтайской ГЭС-2.

Расчет выполняется для одиночного блока.

Потери холостого хода трансформатора.

$$\Delta W_{\text{xx}} = \Delta P_x \cdot t_{\text{раб}} = 40/1000 \cdot 8728 = 349,14 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.4)$$

Нагрузочные (переменные) потери.

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{\Delta P}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{рачс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau \quad (4.5)$$

$$\Delta W_{\Pi} = 310/1000 \cdot \left(\frac{64,05}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 478,09 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

где $n_T = 1$ – количество параллельно работающих трансформаторов.

Издержки на потери ЭЭ, для одного трансформаторного блока определяются по следующей формуле.

$$I_{1 \text{ блок}}^{\text{потери}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\Pi} \quad (4.6)$$

$$I_{1 \text{ блок}}^{\text{потери}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 349,14 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 478,09 = 6,39 \text{ тыс.руб/год}$$

Так как 2 гидроагрегата, следовательно, будут использоваться 2 одиночных блока, суммарные издержки рассчитываются по формуле.

$$I_{\text{суммарные}}^{\text{потери}} = I_{1 \text{ блок}}^{\text{потери}} \cdot 2 = 6,39 \cdot 2 = 12,78 \text{ тыс.руб/год} \quad (4.7)$$

4.3 Выбор трансформатора собственных нужд станции

Трансформатор собственных нужд выбирается таким образом, чтобы в случае аварийной ситуации, все собственные нужды могли возлагаться на один трансформатор. С учетом этого условия производится расчет собственных нужд станции и после чего выбирается трансформатор собственных нужд.

$$P_{\text{СН}}^{\text{станции}} = P_{\text{установленная}} \cdot 0,01 = 101 \cdot 0,01 = 1,01 \text{ МВт} \quad (4.8)$$

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд. По подходящей мощности выбирается трансформатор ТСЗ-1600/10/0,4. [10]

- Т-трансформатор.
- С-сухой.
- З-защищённый.
- 1600- номинальная мощность трансформатора, кВА.
- 0,4 - значение низшего напряжения, кВ.
- 10- значение высшего напряжения, кВ.

Параметры трансформатора ТСЗ-1600/10/0,4 представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2-Параметры трансформатора ТСЗ-6300/6-УЗ.

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{НОМ}$, МВА	1,6
Высшее напряжение	$U_{ВЫС}$, кВ	10,5
Низшее напряжение	$U_{НИЗ}$, кВ	0,4
Потери активной мощности	ΔP , кВт	11,5
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP_x , кВт	3,1
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	0,3
Напряжение короткого замыкания	ΔU_k , %	6

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{СН}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) = 2 \cdot \left(\frac{101 - 1,01}{0,85} \right) = 235,27 \text{ МВА.} \quad (4.9)$$

Число отходящих линий 220 кВ.

$$n_{Л} = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{P_{перед} \cdot k}{\cos(\varphi)}} + 1 = \frac{235,27}{\frac{30 \cdot 1,4}{0,85}} + 1 = 3,02 \quad (4.10)$$

где $P_{перед} = 30$ МВт-Предельная активная мощность на одну цепь 110.

$k = 1,4$ - коэффициент приведения для ВЛ 110 кВ.

Полученное число количества линий округляется в наибольшую сторону, следовательно, число отходящих линий $n_{Л} = 4$.

Рабочий ток ВЛ 220 кВ.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{235,27}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,175 \text{ кА} \quad (4.11)$$

Расчетный ток ВЛ 110 кВ.

$$I_{расч} = \alpha_{\Gamma} \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1 \cdot 1,05 \cdot 0,175 = 0,184 \text{ кА} \quad (4.12)$$

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

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

По полученному значению сечения провода, а также с учетом расчетного тока в соответствие с ПУЭ [20] производится выбор провода АС-185/24.
АС-185/24.

- А-токопроводящая жила из алюминия.
- С-сердечник из стали.
- 185-сечение алюминиевой части провода, мм².
- 24-сечение стального сердечника, мм².

Параметры линии АС-185/24 приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3- Параметры линии АС-300/39.

Число проводов в фазе	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	Допустимый ток, А
1	0,157	0,4	520

После определения типа провода выполняется проверка его на допустимость по аварийному току.

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{235,27}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 100} = 262,40 \text{ А.} \quad (4.13)$$

Значение полученного аварийного тока не превышает значения в паспортных значениях, следовательно, провод выбран правильно. В качестве РУ ВН была выбрана ячейка КРУЭ.

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономических расчетов

Окончательным типом главной схемы ГЭС (одионочный, объединённый) выбирается тот, который будет наиболее экономичен. Расчет выполняется для схемы с одионочными блоками.

Капитальные вложения рассчитываются по формуле:

$$K = K_T \cdot n + m \cdot K_{CH} + K_{КРУЭ} \quad (4.14)$$

$$K = 2 \cdot 27995 + 2 \cdot 1236 + 8 \cdot 9700 = 136082 \text{ тыс.руб}$$

где n=2 - количество силовых трансформаторов;

K_T=27995 тыс.руб - стоимость силового трансформатора;

m=2-число трансформаторов собственных нужд;

K_{CH}=1236 тыс.руб - стоимость трансформатора собственных нужд;

K_{КРУЭ}=9700 тыс.руб - стоимость элегазовой ячейки КРУЭ;

t=8-количество ячеек КРУЭ.

Полные приведенные затраты для схемы с одионочными блоками:

$$Z = E \cdot K + I = 0,15 \cdot 136082 + 6,3 = 20412 \text{ тыс.руб} \quad (4.15)$$

где $E=0,15$ -номинальный коэффициент.

Итоговые значения полных приведенных затрат для схем с разных типов блоков приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 -Итоговые значения полных приведенных затрат.

Наименование затрат	Одиночный блок
Полные приведенные затраты, тыс.руб	20412

Исходя от результатов за полные приведенные затраты, экономически целесообразно для дальнейших расчетов главную схему Алтайской ГЭС-2 из одиночных блоков.

4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»

На рисунке 4.1 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.2 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ц
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		11		
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		11		
3	<input type="checkbox"/>			у	3	В1		11		
4	<input type="checkbox"/>			у	4	В2		11		
5	<input type="checkbox"/>			у	5	КРУЭ		115		
6	<input checked="" type="checkbox"/>			у	6	Система		115		

Рисунок 4.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г	r0
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	3			Г1 - В1								
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	4			Г2 - В2								
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	3	5			В1 - КРУЭ	17,35	0,03					0,091	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	5			В2 - КРУЭ	17,35	0,03					0,091	
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	5	6			КРУЭ - Система								

Рисунок 4.2 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Uном	ур.Е	ур.Уном	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1	1	Система	6	5,800	110,200	5,800	110,200	5,800	110,200	115,000					0,602	-86,987				0,602	-86,987	-0,602	-26,987	0,602	33,013
2		2	2	Г1	1	0,026	0,370	0,026	0,370	0,026	0,370	11,865				0,394	-1,306				0,394	-1,306	-0,394	58,694	-0,394	-61,306	
3		3	3	Г2	2	0,026	0,370	0,026	0,370	0,026	0,370	11,865				0,394	-1,306				0,394	-1,306	-0,394	58,694	-0,394	-61,306	

Рисунок 4.3 – Исходные данные по генераторам

Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ представлены в таблице 4.5

Таблица 4.5– Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	Точка КЗ	$I_{п.0}$	i_y
1ф	5	13,08	20,34
3ф	1	18,51	47,12
3ф	5	8,73	13,58

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} \quad (4.16)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 3,56 = 3,738 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{64,7}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,39 \text{ кА}, \quad (4.17)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{118,82}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,25 \text{ кА} \quad (4.18)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{118,82}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,37 \text{ кА}. \quad (4.19)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 Кв

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}. \quad (4.20)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}. \quad (4.21)$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}}. \quad (4.22)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ. 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-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 3738 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 18,51 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 47,12 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к,расч}} = 30,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

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

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

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

4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3738 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9– Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

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

4.10 Выбор параметров КРУЭ

Ячейка КРУЭ типа ЯТЭ — 110Л/2500У2 представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов и др., помещенных в металлическую оболочку, заполненную шестифтористой серой. Это оборудование было спроектировано специально, и дополнительная проверка их, а тем более выбор, не требуется.

4.11 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты цепи 110 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-110УХЛ1 с полимерной внешней изоляцией.

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Расчет номинальных токов

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{55\cdot 10^3/0,85}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 3624 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}^1 \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{3624 \cdot 1}{4000/5} = 4,53 \text{ А} \quad (5.2)$$

Ток ротора первичный:

$$I_{\text{НОМ рот}} = \frac{1200}{1,2255} = 955,79 \text{ А}$$

Ток ротора вторичный:

$$I_{\text{НОМ рот}} = \frac{955,79}{1000/5} = 4,78 \text{ А}$$

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = I_{\text{НОМ,рот}} \cdot U_{\text{НОМ,рот}} \quad (5.3)$$

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = 955,79 \cdot 204 \cdot \sqrt{3} = 337,717 \text{ кВА}$$

Вспомогательный генератор- СТС-300-1250-2,5

U=300 В

I=1250 А

5.2 Перечень защит основного оборудования

Генератор СВ-808/130-28У4.

Система возбуждения – независимая тиристорная с вспомогательным генератором.

Силовой трансформатор ТДН 80000/110-У1.

Линии электропередачи 110 кВ.

Охлаждение обмоток статоры – воздушное.

В соответствии с ПУЭ [23] согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном гидрогенераторе СВ-808/130-28У4:

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

На силовом трансформаторе блока ТДН 80000/110-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110кВ;
- 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 повышения температуры масла в баке трансформатора.

На линиях электропередачи 110кВ:

- 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 110кВ предусматривается УРОВ 110кВ.

5.3 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 808/130-28У4
Мощность номинальная	полная	67,4 МВА
	активная	55 МВт
Номинальное напряжение		10,5 кВ
Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,85
Частота вращения		214,3 об/мин
Номинальный ток статора		3624 А
Номинальное напряжение статора		10500 В
Ток ротора при номинальной нагрузке		1200 А
Номинальное напряжение на кольцах ротора		285 В
Трансформаторы тока Кт		4000/5
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,93
	переходное $X'd$	0,35
	сверхпереходное $X''d$	0,22

Параметры трансформатора представлены в таблице 5.2

Таблица 5.2 - Параметры силового трансформатора

Тип	ТДН 80000/110-У1
Мощность номинальная	80 МВА
Номинальное напряжение	115 кВ
Напряжение короткого замыкания	$U_k = 10,5$

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 3624$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 4000/5$ А.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (5.4)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H \quad (5.5)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

$$I_{CP.0} = (0,15 - 0,2) \cdot I_H \quad (5.6)$$

Принимаем уставку:

$$I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H = 543,6 \text{ А} \quad (5.7)$$

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:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.8)$$

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = 17311,2 \text{ А}. \quad (5.9)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.8):

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 3624 = 1861,42 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

$$K_T > \frac{1861,42 \cdot 2}{17311,2}$$

$$K_T > 0,2$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

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

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

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

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

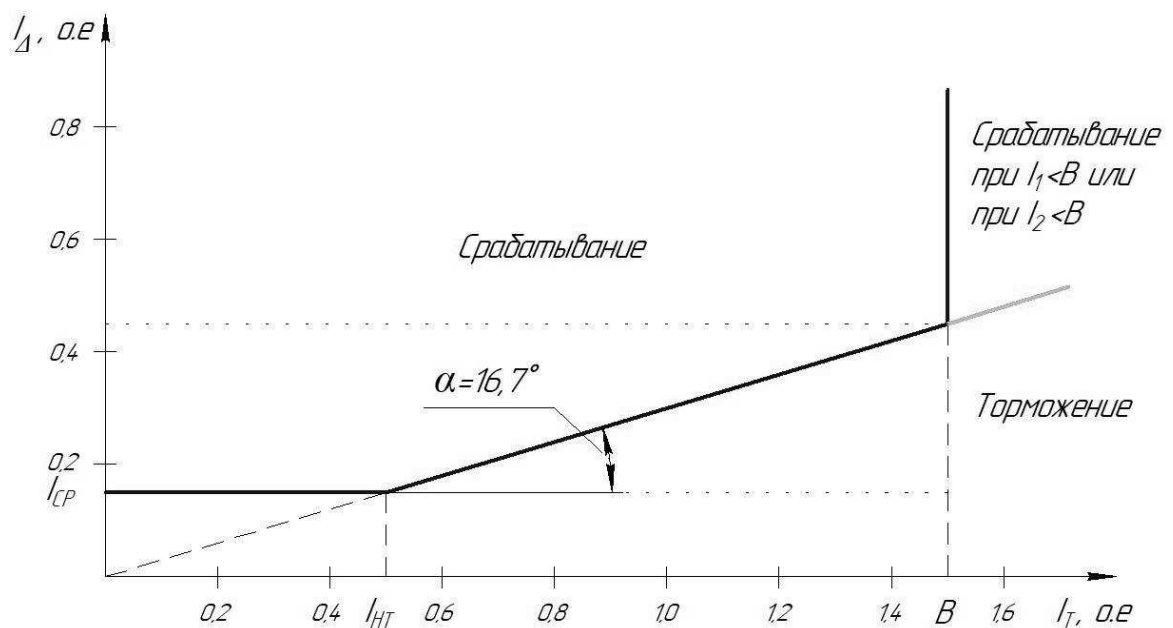


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_0) (U_0)

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

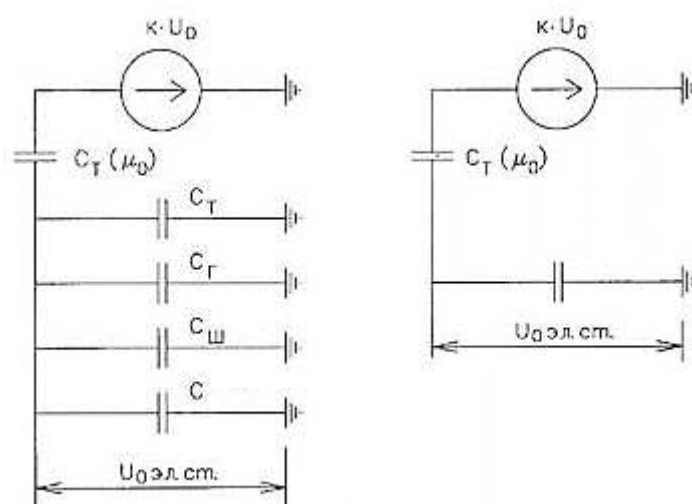


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{Г} + C_T + C_{Ш} + C_{ВГ} \quad (5.13)$$

$$C_{\Sigma} = 0,7 + 0,01 + 0,008 + 0,25 = 0,968 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 5,5 \text{ кА.} \quad (5.14)$$

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

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

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,31 \text{ кВ} \quad (5.16)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 2331 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,968} = 107 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст}} \quad (5.17)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{107}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}$$

$$U_{CP} \geq 3,08 \text{ В,}$$

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

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

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

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники 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 :

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

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

Защита с выдержкой времени 500 мс действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

Защита от повышения напряжения имеет две ступени

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

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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

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

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

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

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

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

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

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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

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

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

$$I_{2СИГН} = 0,07 \cdot I_H = 0,315. \quad (5.23)$$

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,20. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,20}{1,2} = 0,16, \quad (5.25)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,16 \cdot I_H = 579,84 \text{ А}. \quad (5.26)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,16$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,16^2} \approx 1171 \text{ с}$$

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

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

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

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

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

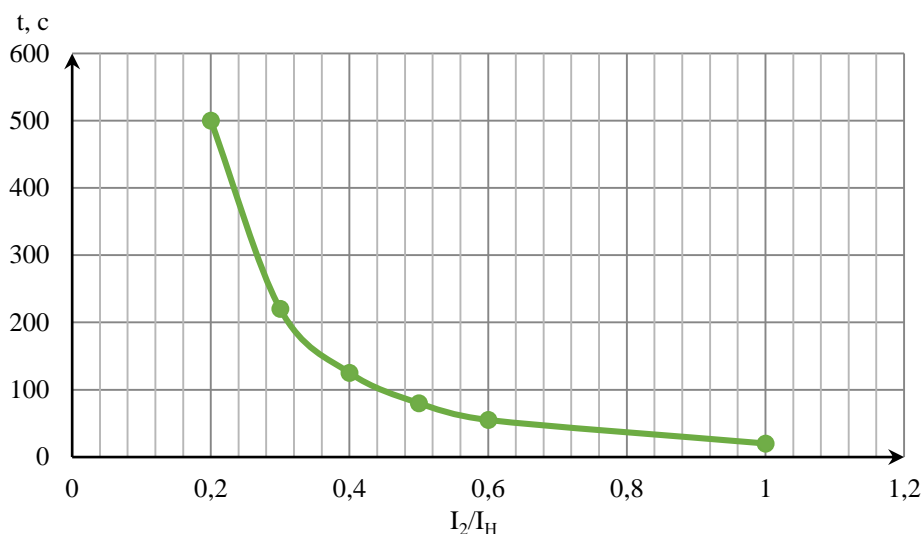


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

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

$$x_{dВН}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right)^2 = 29,20 \quad (5.29)$$

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

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 29,20 \quad (5.30)$$

где $x_{2ВН}$ - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2С.3.*} = \frac{1}{1,3 (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} \quad (5.31)$$

$$I_{2С.3.*} = \frac{1}{1,1 (29,20 + 29,20 + 2 \cdot 0,12)} = 0,013 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.*}^{(2)} = 2I_{2С.3.*} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 2 \cdot 0,013 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right) = 0,29 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

Где x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2С.3.*}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1 ((x_{dВН}'' + x_T + x_L) + (x_{2ВН} + x_T + x_L))}. \quad (5.33)$$

$$I_{2С.3.*}^* = \frac{1}{1,1 ((29,2 + 0,12 + 0,013) + (29,2 + 0,12 + 0,013))} = 0,0129 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.*}^* = 2I_{2С.3.*}^* \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 2 \cdot 0,0129 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right) = 0,29 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционных выключателей, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных

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

5.7 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 4,85 \text{ А}, \quad (5.35)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 4,99 \text{ А}. \quad (5.36)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2	2,2
Длительность, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

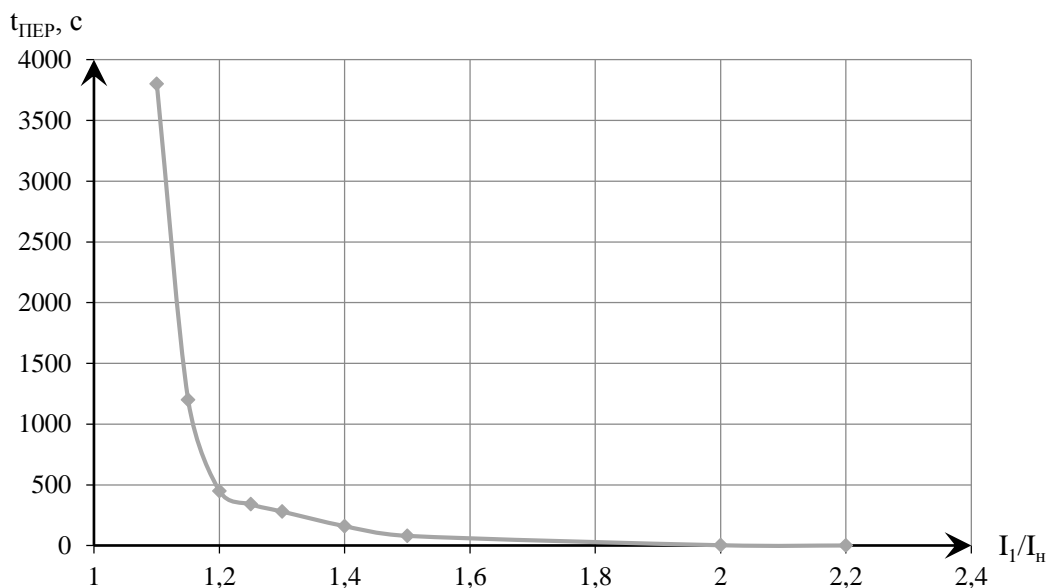


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1ОТС} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ} = 6,9 \text{ А}, \quad (5.37)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{СП} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 100} = 69,32 \text{ В}. \quad (5.38)$$

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

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 61,5 + \frac{0,8}{3} \cdot 3,01 = 50 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{u_k\% \cdot S_{\text{ном.г}}}{S_{\text{ном.т}}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_L \cdot \frac{S_{\text{ном.г}}}{U_{\text{ВН}}^2} \quad (5.40)$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{0,105 \cdot 64,7}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{64,7}{121^2} \cdot 3,01 = 0,065$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,065 \cdot 1,7 = 0,11 \text{ Ом} \quad (5.41)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{64,7} = 1,7 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,11 \cdot \frac{\frac{1500}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,315 \text{ Ом} \quad (5.43)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,4 \text{ Ом}$.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

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, $\Delta Z = 30 - 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3624} = 1,7 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1200 - 0,95}{610,5}}{0,87} = 3,4 \quad (5.45)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,28 \text{ о. е.} \quad (5.46)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,35 \quad (5.47)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69,5$

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,26}{1,1} = 0,23 \text{ о. е.} \quad (5.48)$$

$$Z_{CЗII} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,23 \cdot \frac{10,5^2}{64,7} = 0,39 \text{ Ом} \quad (5.49)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{CЗII} = \frac{Z_{C.ЗII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,39 \cdot 1500/5}{10500/100} = 1,11 \text{ Ом} \quad (5.50)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$.

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

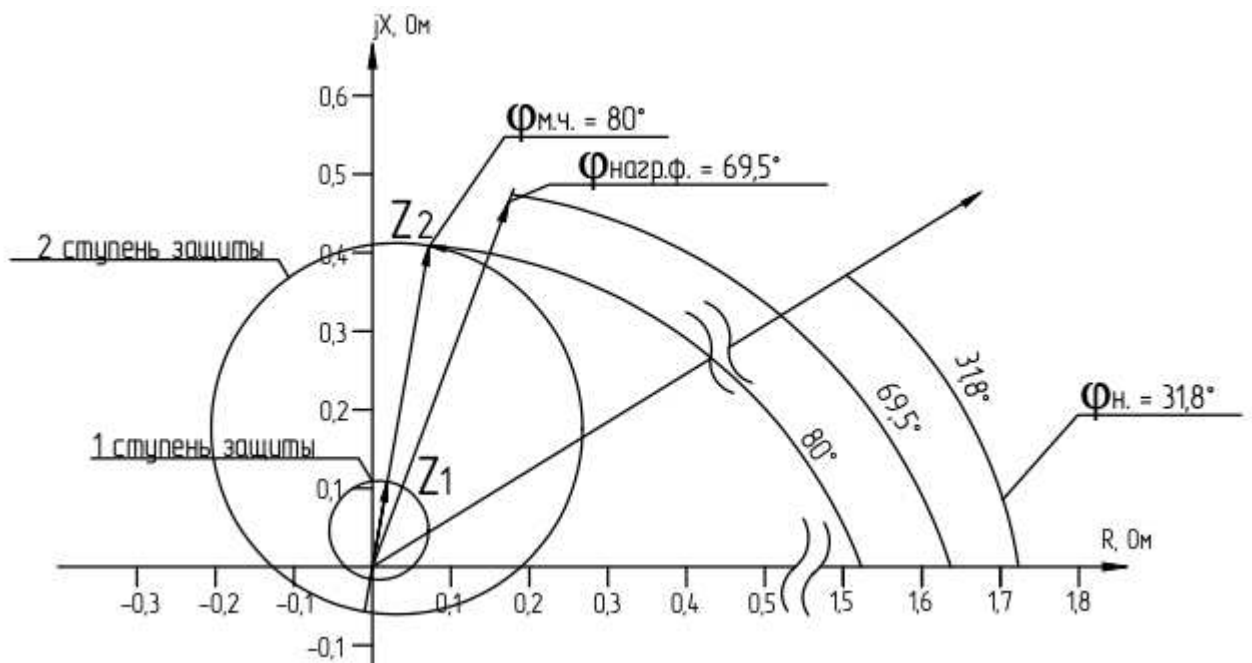
$$Z_{CM1} = 0,15 \cdot 0,11 = 0,016 \text{ Ом},$$

$$Z_{CM2} = 0,15 \cdot 0,39 = 0,058 \text{ Ом}.$$

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.



Рисунки 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.9 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} = 5,12 \text{ А} \quad (5.51)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 5,85 \text{ А.} \quad (5.52)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

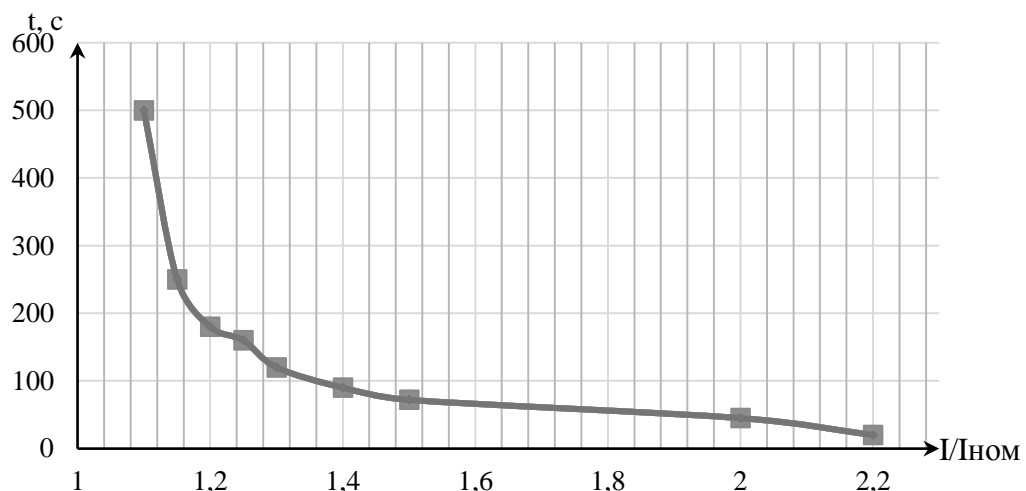


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,45 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 10,7 \text{ А.} \quad (5.53)$$

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

5.10 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА».

ЭКРА 300 предоставляет широкий спектр возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

5.11 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в Приложении Г, таблица Г.1.

Матрица отключений представлена в Приложении Г, таблица Г.2.

6 Компонровка и сооружения гидроузла

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты (55,5 м) и типа грунтов основания [25], присвоен : II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [25]. По установленной мощности: 101 МВт - III.

В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (Число людей, которые могут пострадать от аварии ГТС - 1000 чел).II

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

6.1 Определение отметки гребня плотины

Так как ширина створа 592,5 м, выполним глухие плотины из бетона.

Максимальная скорость ветра в районах проектирования гидроузла составляет $V_w = 30$ м/с.

Длина разгона волны, исходя из карты со спутника составила, $L = 1350$ м.

За отметку гребня бетонной плотины $\nabla ГБП$ принимается отметка, высчитанная по формуле:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.1)$$

где a - величина запаса, для II класса составляет 0,6 м.

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d)} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.2)$$

где V_w – скорость ветра;

L – разгон, м;

K_w – коэффициент, принимаемый по таблице 4;

d – средняя высота водохранилища;

g – ускорение свободного падения.

Методом последовательных приближений, величине Δh_{set} находящейся в знаменателе присваиваем нулевое значение.

Для дальнейших вычислений в таблице 6.1 представлены расчетные характеристики ветра.

Таблица 6.1 – Расчётные характеристики ветра

V_w м/с	10	20	30	40	50
$K_w \cdot 10^6$	1,2	2,1	3	3,9	4,8

Для скорости ветра $V_w = 30$ м/с принимаем $K_w = 3 \cdot 10^{-6}$.

$L = 1350$ м – длина разгона.

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНА}}{2} = \frac{497 - 447}{2} = 25,0 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Таким образом, высота волнового разгона равна:

$$\Delta h_{set} = \frac{3 \cdot 10^{-6} \cdot 30^2 \cdot 1350}{9,81 \cdot (30)} = 0,001238 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота волны 1%:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1350}{900} = 14,71, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{30} = 7063,2, \quad (6.6)$$

где t – время разгона волны, равное 6 часов.

С помощью полученных значений определяется период волны, время за которое развивается одна длина волны, для этого из [24] найдем следующие величины, сведённые в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – элементы ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,0	0,008

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используем наименьшие значения из таблицы 6.2:

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,0 \Rightarrow T = \frac{1,0 \cdot V_w}{g} = \frac{1,0 \cdot 30}{9,81} = 3,05 \text{ с,} \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,008 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,008 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,008 \cdot 900}{9,81} = 0,734 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,05^2}{2 \cdot 3,14} = 14,3 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Необходимо выполнить проверку удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\lambda,$$

$$25,0 > 14,3.$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,73 \cdot 2,1 = 1,53, \text{ м} \quad (6.10)$$

где $K_i = 2,1$.

Отметка гребня плотины:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a \quad (6.11)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 497 + 1,53 + 0,001238 + 0,6 = 499,13$$

Высота плотины:

$$\nabla_{\text{ГБП}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 499,13 - 447 = 52,13 \text{ м.} \quad (6.12)$$

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{\text{гэс}}$:

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - Q_{\text{ГЭС}}(n - 1); \quad (6.13)$$

где $Q_{\text{осн.мах}}$ - максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений [25].

$$Q_p = 2904,40 - 123,44(2 - 1) = 2780,96 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (6.14)$$

где q_b - удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.15)$$

где q_p - удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{нр} \cdot h_{нб}, \quad (6.16)$$

где $V_{нр}$ – не размывающая скорость для скального грунта 5 м/с [27];
 $h_{нб}$ – глубина воды в НБ при $Q_{осн.мах}$ 1% – 4,6м.

Таким образом:

$$q_p = 5 \cdot 4,6 = 23 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_b = 1,25 \cdot 14 = 28,75 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B = \frac{2780,96}{28,75} = 96,73 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому округляем B до 98 м. Стандартная ширина пролета b принимается в соответствии с тех.регламентом. Принимаем $b=14$. В итоге: 7 пролетов по 14м, так как число пролетов больше шести, добавляем еще один пролет, следовательно, число пролетов - 8 шт.

Березинский А.Р. рекомендует принимать толщину неразрезного быка в зависимости от ширины водосливного пролета.

$$\text{При } b \text{ до } 20 \text{ м. } \delta'_b = 0,12 - 0,16b$$

$$\delta'_b = 0,16b = 0,16 \cdot 14 = 2,2 \text{ м} \quad (6.17)$$

Толщина разрезного быка

$$\delta_b = \delta'_b + 1 = 2,2 + 1 = 3,2 \text{ м} \quad (6.18)$$

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_b = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 14 \cdot 7 + (7 - 1) \cdot 3,2 = 117,2 \text{ м.} \quad (6.19)$$

6.3 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера - Офицерова типа А.

$m = 0,49$, B – принимается только для водосливного фронта без быков.

Таким образом:

$$H_{01} = \left(\frac{2780,96}{0,49 \cdot 98 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,55 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.21)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{п}$ – коэффициент подтопления (принимается равным единице).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.22)$$

где b – ширина одного пролёта;

ε – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива представлен на рисунке 6.1.

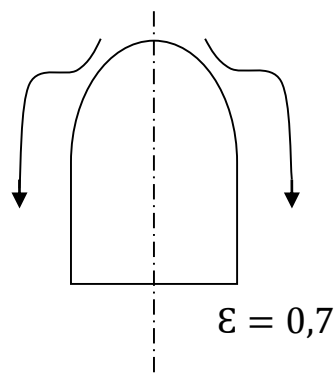


Рисунок 6.1 – форма боковых устоев

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{4,93}{14} = 0,95. \quad (6.23)$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{2780,96}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1,98 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,75 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.25)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$ коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}) \cdot B}, \quad (6.26)$$

где $\nabla_{НПУ}$ и $\nabla_{ДНА}$ отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

B - полная ширина с учётом быков.

$$V_0 = \frac{2780,96}{(497 - 447) \cdot 98} = 0,57 \text{ м/с}.$$

Таким образом:

$$H = 5,75 - \frac{1,1 \cdot 0,57^2}{2 \cdot 9,81} = 5,73 \text{ м}.$$

$$H_{ст} = 6 \text{ м}.$$

6.4 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

При количестве пролетов больше 6 учитываем вероятную невозможность открытия одного затвора и исключаем его из расчета. По этой причине добавляем еще один пролет. Поэтому при расчете основного случая количество пролетов принимаем равным 7, но для поверочного случая все пролеты участвуют в пропуске поверочного расхода, то есть число пролетов равно 8. Ширина водосливного фронта с дополнительным пролетом:

$$B_{пов} = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 14 \cdot 8 + (8 - 1) \cdot 3,2 = 134,4 \text{ м}. \quad (6.27)$$

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3203,76}{0,49 \cdot 112 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,58 \text{ м}. \quad (6.28)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3203,76}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 112 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,78 \text{ м.} \quad (6.29)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot B} = \frac{3203,76}{(497 - 447) \cdot 112} = 0,57 \text{ м/с.} \quad (6.30)$$

Таким образом:

$$H = 5,78 - \frac{1,1 \cdot 0,57^2}{2 \cdot 9,81} = 5,76 \text{ м.}$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, округляем до $H_{ст} = 6,0$ метра [21].

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla \text{НПУ} - H_{ст} = 497 - 6 = 491,00 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 H_{ст} = 491 + 1,6 \cdot 6 = 500,60 \text{ м.} \quad (6.32)$$

6.5 Построение профиля водосливной грани

Рассчитаем координаты оголовка водослива [2, стр 66, табл 6-12] . Для получения действительных координат кривой необходимо умножить их на $H_{ст} = 6 \text{ м}$. Расчеты сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (Кригера-Офицера)

№ точки	x	y
1	0	0,756
2	0,6	0,216
3	1,2	0,042
4	1,8	0
5	2,4	0,042
6	3,6	0,36
7	4,8	0,882
8	6	1,536
9	7,2	2,358
10	8,4	3,39
11	10,2	5,238
12	12	7,41

Окончание таблицы 6.3

№ точки	x	y
13	15	11,76
14	18	16,944
15	21	22,908
16	24	29,58
17	27	37,32

Оголовок изображен на рисунке 6.2.

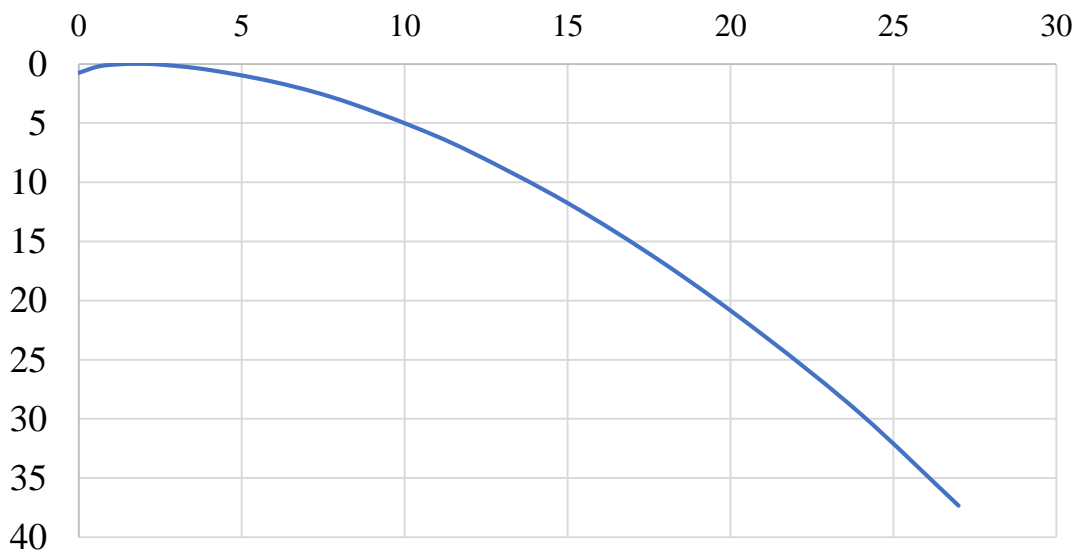


Рисунок 6.2 – оголовок водосливной плотины

6.6 Расчет сопряжения потока 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 представлен на рисунке 6.3. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

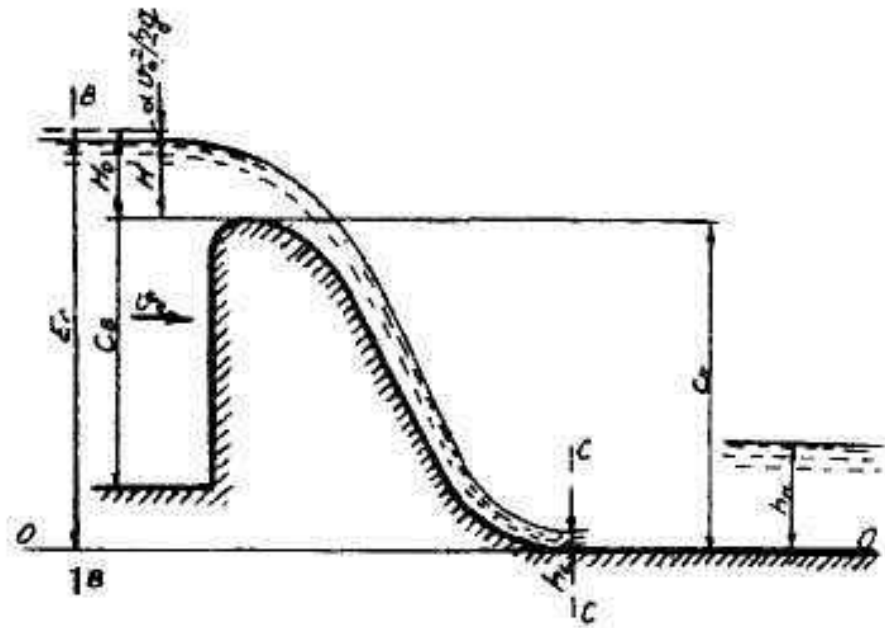


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяется критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2780,96^2}{9,81 \cdot (134,4)^2}} = 3,63 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = C_в + H_{ст} + \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 44,5 + 6 + \frac{1,1 \cdot 0,47^2}{2 \cdot 9,81} = 50,5 \text{ м,} \quad (6.34)$$

$$C_в = \nabla ГВ - \nabla ДНА = 491,5 - 447 = 44,5 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{50,5}{3,63} = 13,91 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Определяю 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} , определяю $\xi_c = 0,2$ и $\xi_{T_0}'' = 3,1$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,2 \cdot 3,63 = 0,73 \text{ м,} \quad (6.37)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,1 \cdot 3,63 = 11,25 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Глубина в НБ при $h_{\text{НБ}} = 4,6$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{\text{НБ}}$).

Так как за плотиной должен быть затопленный прыжок, следовательно, рассчитаем гасители.

6.7 Расчет элементов в нижнем бьефе

6.7.1 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{\text{НБ}} + 1 = 4,6 + 1 = 5,6 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где $h_{\text{НБ}} = 4,6$ м – глубина в НБ при $Q = 0,1\%$.

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 447 + 5,6 = 452,6 \text{ м}. \quad (6.40)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 497 - 452,6 = 44,4 \text{ м}. \quad (6.41)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 44,4} = 26,56 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.42)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{20,69}{26,56} = 0,78 \text{ м}, \quad (6.43)$$

$$q = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{B + \sum \delta_{\text{б}}} = \frac{2780,96}{134,4} = 20,69 \text{ м/с} \quad (6.44)$$

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{26,56^2}{9,81 \cdot 0,78} = 92,2. \quad (6.45)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.46)$$

где K_a – Коэффициент аэрации, $K_a = 0,9$;
 α – угол наклона носка, $\alpha = 35$.

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 497 - 451,6 = 45,4 \text{ м.} \quad (6.47)$$

По формуле (6.54):

$$L = 62,0 \text{ м.}$$

Проверим на выполнение условия $L > 0,5 \cdot H_{\text{пл}}$.

$$62 > 0,54 \cdot 5,4$$

$62 > 22,7$ – условие выполняется.

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.48)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}; \quad (6.49)$$

где d – средняя крупность отдельностей, принимает $d=1$ м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{92,2}) \cdot \sqrt{92,2} \cdot \sqrt[4]{\frac{4,6}{1}} \cdot 0,78 = 16,34 \text{ м}$$

$$H_p = 16,34 - 4,6 = 11,74 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (6.50)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.51)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 35 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,78 \cdot \cos 35 + 5,6 - 4,6)}{26,56^2 \cdot \cos^2 35}} = 0,726,$$

$$L_1 = 62 + \frac{16,34}{0,726} = 84,50 \text{ м.}$$

6.8 Конструирование плотины

6.8.1 Определение ширины подошвы плотины

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.

Отметку подошвы плотины принимаем из условия, что срежем три метра глины.

Высота плотины:

$$h_{пл} = \nabla НПУ - \nabla_{под} = 497 - 444 = 53 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Таким образом, ширина подошвы плотины равна:

$$B_{под} = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 53 = 37,1 \text{ м.} \quad (6.53)$$

6.8.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

В бетонных плотинах предусматривается устройство межсекционных и межстолбчатых деформационных швов. 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:

$$B_{сек} = b + \delta_б = 14 + 3,2 = 17,2 \text{ м} \quad (6.54)$$

где b – пролет водосливного фронта;
 $\delta_б$ – толщина разрезного быка.

6.8.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. В плотинах на скальном основании разрезку швами в основном производят по осям быков, во избежание возможности заклинивания затворов.

Толщина разрезного быка $\delta_{\sigma}=3,2$ м.

Толщина пазового перешейка $d_0=0,8$ м.

Пазы ремонтных затворов со стороны ВБ размещаются на расстоянии 1,5 метра от рабочего затвора.

Ширина (n) и длина (m) паза рабочего затвора принимаются:

$$n = \frac{m}{2} = \frac{2}{2} = 1 \text{ м} \quad (6.55)$$

$$m = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{10}\right) b = \frac{1}{7} \cdot 14 = 2 \text{ м} \quad (6.56)$$

где b - ширина водосливного отверстия в свету.

Ширину и длину паза ремонтного затвора принимаем равной 0,5 м. Отметка гребня быка была рассчитана ранее.

6.8.4 Устой

Устой предназначен для защиты примыкающего к водосливной плотине здания ГЭС, от воздействия воды, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе; служит опорой для мостов.

Для данного гидроузла принимается разделительный устой для отделения водослива от глухой части бетонной плотины и здания ГЭС. Устой выступает в сторону нижнего бьефа на $l = 14$ м.

6.8.5 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею. Диаметр скважин принимаем 10 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$, а также до верховой грани продольной галереи назначаем при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (6.57)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

Икр, m – критический средний градиент напора для бетона плотины (для гравитационных плотин равен 25).

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{ВХК}} \quad (6.58)$$

$$H_d = 497 - 447,75 = 49,25 \text{ м.}$$

$$a_{др} \geq \frac{49,25 \cdot 1,25}{25} = 2,46 \text{ м.}$$

Принимаем $a_{др} = 3 \text{ м.}$

6.8.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

Принимается нижняя галерея для устройства дренажа шириной 3,5 м и высотой - 4 м на отметке $\nabla = 447,00 \text{ м}$

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеют ширину 1,5 м, высоту 2. Смотровые галереи находятся на отметках: $\nabla 461,75 \text{ м; } \nabla 476,75 \text{ м.}$

6.8.7 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3м. Для гравитационной плотины II класса без полостей у основания.

$$\frac{H_{ас}}{H_{max}} = 0,4; , \quad (6.59)$$

$$\frac{H_{др}}{H_{max}} = 0,15. \quad (6.60)$$

Напор на дренаже равен:

$$\frac{H_{ас}}{H_{max}} = 0,4, \text{ отсюда}$$

$$H_{ас} = 0,4 H_{max} = 0,4 \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{мин}}) = 19,7 \text{ м;} \quad (6.61)$$

$$H_{ас} = 0,4 \cdot (497 - 447,75) = 19,7 \text{ м}$$

Тогда потери напора на дренаже равны:

$$\Delta H_{др} = H_{max} - H_{ас} = 49,05 - 19,7 = 29,35 \text{ м}; \quad (6.62)$$

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{др} = 0,5H_{max} = 0,5 \cdot 49,04 = 24,52 \text{ м}; \quad (6.63)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажных скважин:

$$l_{др} = 0,15B = 0,15 \cdot 48,8 = 5,56 \text{ м}; \quad (6.64)$$

6.9 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления на подошву плотины

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.4.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{п}, \quad (6.65)$$

где $B_{п}$ – ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,1 \cdot 37,1 = 3,71 \text{ м.}$$

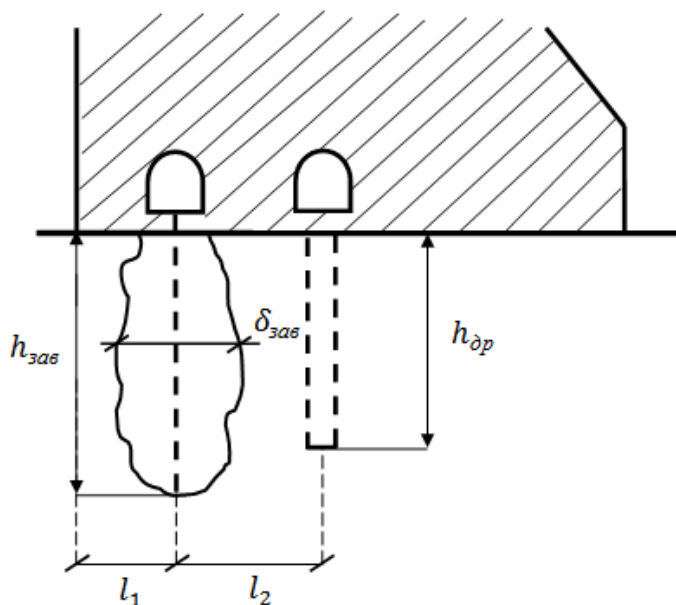


Рисунок 6.4 - Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно $l_2 = 5 \text{ м.}$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 49,05 = 24,52 \text{ м.} \quad (6.66)$$

где H_{max} – максимальный напор.

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

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n, \quad (6.67)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}} = 15$ – критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,12$ – коэффициент надёжности.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. Завесой в основании [25] находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.68)$$

где H_d – полный фильтрационный напор;

H_{as} – напор на цем. Завесе (рассчитано в п.4).

$$\Delta H = 49,25 - 14,76 = 34,49 \text{ м.}$$

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{34,49}{15} \cdot 1,2 = 2,64 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 24,52 = 12,26 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,3 м, расстояние между ними 2,5 м.

6.10 Определение основных нагрузок на плотину

6.10.1 Фильтрационные расчеты

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla \text{НПУ} = 497$ м, нижнего бьефа - $\nabla \text{УНБ}_{\min} = 447,75$ м

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (II класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (6.70)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15. \quad (6.71)$$

где H_{as} – напор на цем. завесе;

H_{dr} – напор на дренаже.

Зная величину $H_d = 497 - 447,75 = 49,3$ м, вычисляем из соотношений H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,3 \cdot 49,3 = 19,7 \text{ м.} \quad (6.72)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 49,3 = 7,4 \text{ м.} \quad (6.73)$$

6.10.2 Вес сооружения

Для облегчения сооружения, вырезаем часть бетона под носком.

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы $G_{пл}$ определяются в программе AutoCAD.

$$S_{пл} = 627 \text{ м}^2 .$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_б}{b + \delta_б}, \quad (6.74)$$

$$G_{пл} = \frac{627 \cdot 14 \cdot 24}{14 + 3,2} = 12248,4 \text{ кН/м} ,$$

где $\gamma_б$ – плотность бетона;

$S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина пролета;
 δ_6 – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6}, \quad (6.75)$$

$$G_6 = \frac{806 \cdot 14 \cdot 24}{14 + 3,2} = 15745 \text{ кН/м},$$

где S_6 – площадь поперечного сечения быка, $S_6 = 806$.

Вес плоского затвора определяется по формуле:

$$Q_3 \approx 0.055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.76)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\PYU - \nabla\GammaВ + 0.5) \cdot b, \quad (6.77)$$

$$f = (498 - 491 + 0,5) \cdot 14 = 105 \text{ м}^2$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 105 \cdot \sqrt{105} \cdot 9,81 = 580,52 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6}, \quad (6.78)$$

$$q_3 = \frac{580,52}{14 + 3,2} = 33,75 \text{ кН/м},$$

6.10.3 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа для основного случая:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} \quad (6.79)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 497 - 444 = 53 \text{ м}$,
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды.

$$T_B = \frac{10 \cdot 53^2}{2} = 14045 \text{ кН/м.}$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2}, \quad (6.80)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 447,75 - 444 = 3,75 \text{ м}$

$$T_H = \frac{10 \cdot 3,75^2}{2} = 68,98 \text{ кН/м.}$$

6.10.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = \gamma_w \cdot V \cdot h_2 = 10 \cdot 37,1 \cdot 3,75 = 1391,25 \text{ кН/м}, \quad (6.81)$$

6.10.5 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \gamma_w \cdot S_\phi = 10 \cdot 198,3 = 1983 \text{ кН/м}, \quad (6.82)$$

где S_ϕ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна $198,3 \text{ м}^2$.

6.10.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.83)$$

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

$$p_H = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 14,7 \text{ кПа.} \quad (6.84)$$

Равнодействующая давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2}, \quad (6.85)$$

$$E_H = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,05 \text{ кН.}$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта боковое давление грунта определяется дважды, считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, погруженному весом наносов.

$$P'_{гр} = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.86)$$

$$P'_{гр} = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 5,14 \text{ кН/м}^2$$

где $\varphi_{гр} = 45^\circ$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$ где действуют вес наносов и грунта

$$P''_{гр} = (\gamma_H^{взв} \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.87)$$

$$P''_{гр} = (10 \cdot 3 + 16,1 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 13,4 \text{ кН/м}^2$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w \quad (6.88)$$

$$\gamma_{гр}^{взв} = 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,1 \text{ кН/м}^3$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 23,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость условиях естественной влажности грунта, $n_0 = 0,25$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 3 \text{ м}$;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 45^\circ$;

γ_w – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_a = \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{5,14 + 13,4}{2} \cdot 3 = 27,81 \text{ кН/м} \quad (6.89)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

$$P'_{пн} = 0 \text{ кН/м}^2$$

$$P''_{пн} = [(\gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл}) + (\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр})] \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.90)$$

$$P''_{пн} = [(23,5 \cdot 3,01)] tg^2 \left(45 + \frac{45}{2} \right) = 12,1 \text{ кН/м}^2$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{п} = \frac{(P'_{пн} + P''_{пн})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{0 + 12,1}{2} \cdot 1 = 6,05 \text{ кН/м} \quad (6.91)$$

6.10.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.92)$$

где $h_{1\%}$ - высота волны 1%-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda}$ - средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,53^2}{14,3} = 0,51 \text{ м} \quad (6.93)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,53 \left(\frac{24,3}{3,14} + \frac{0,51}{2} \right) = 36,79 \text{ кН/м},$$

6.11 Расчет прочности плотины

6.11.1 Определение напряжений

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+».

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Для удобства расчёта составим таблицу 6.4, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила с учетом γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	↓	14045	18,00	252739,8
Тн	1	↓	69	1,05	72,1
Gб	0,95	↓	14958	6,70	100217,7
Gпл	0,95	↓	11636	6,21	72201,1
Wвзв	1	↑	1391	0,00	0,0
Wф	1	↑	1983	6,46	12810,2
qз	0,9	↓	30	13,70	416,2
Wволн	1	→	61	52,10	3186,1
Ен	1,2	→	22	4,00	88,2
ΣN		↓↑	23250		
ΣM			95917		

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2}, \quad (6.94)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B_{Π} – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{23250}{37,1} + \frac{6 \cdot 95917}{37,1^2} = -208,56 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.95)$$

где $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 497 - 444 = 53 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

m_u – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения, $m_u = 0$.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.96)$$

$$\sigma_x^u = -208,56 \cdot 0 - 10 \cdot 53 \cdot (1 - 0) = -530 \text{ кН/м}^2.$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.98)$$

$$\sigma_1^u = -208,56 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 53 \cdot 0 = -208,556 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.99)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 53 = -530 \text{ кН/м}^2.$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2}, \quad (6.100)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{23250}{37,1} - \frac{6 \cdot 95917}{37,1^2} = -1044,8 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.101)$$

$$\sigma_x^t = -1044,8 \cdot 0,73^2 - 10 \cdot 3,75 \cdot (1 - 0,73^2) = -574,29 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где $m_t = \text{ctg } \alpha_2$, где $\alpha_2 = 54^\circ$ – угол между низовой гранью и линией подошвы;
 $H_d^t = \nabla \text{НБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 447,75 - 444 = 3,75$ м – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.102)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 3,75 - 1044,8) \cdot 0,73 = 735,3 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.103)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 3,75 = -37,5 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.104)$$

$$\sigma_3^t = -1581,6 \text{ кН/м}^2;$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.5

Таблица 6.5 - Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-208,56	-1044,80
σ_x	-530,00	-574,29
τ_{xy}	0	735,3304
σ_1	-208,56	-37,5
σ_3	-530	-1581,59

6.12 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

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

где $\gamma_n = 1,25$ – 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 $\gamma_{cd} = 0,9$.

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1581,6}{0,9} = 1977 \text{ кН/м}^2$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 1977 \text{ кН/м}^2$$

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$- 208,56 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.106)$$

$$208,56 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 53 ,$$

$$208,56 \text{ кН/м}^2 \geq 132,5 \text{ кН/м}^2.,$$

где H_d – напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефов.
Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.13 Расчет устойчивости плотины на сдвиг

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (6.107)$$

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot tg \varphi + c \cdot \omega \quad (6.108)$$

$$R = 19344,96 \text{ кН/м}$$

где $tg \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 37,1 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H \quad (6.109)$$

$$F = 14045 - 69 + 61 + 22 = 14059,2 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{19344,96 \cdot 0,95}{14059,2 \cdot 1} \geq 1,2 ,$$

$$1,31 \geq 1,2 .$$

По проведенным проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном

сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий представлены в приложении Д.

7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Алтайской ГЭС-2 является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Алтайской ГЭС-2 регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» [25] является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Алтайской ГЭС-2 оснащаем контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным

правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

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

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными

органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;

- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

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

Каждый работающий на 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.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Алтайской ГЭС-2 -2 гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Алтайскую ГЭС-2 гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании

защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

8 Охрана окружающей среды

8.1 Общие сведения о районе строительства

Проектируемый Алтайский гидроузел будет располагаться в Республике Алтай и Алтайском крае России, на реке Катунь. Длина реки — 688 км. Площадь бассейна — 60 900 км².

Катунь берёт начало на южном склоне Катунского хребта у подножия горы Белухи, у южной оконечности ледника Геблера.

По общему характеру долины, река делится на три участка: Верхняя Катунь — от истока до реки Коксы, длиной 186 км; Средняя Катунь — от Коксы до реки Большой Сумульты, длиной 206 км; Нижняя Катунь — от Большой Сумульты до слияния с Бией, длиной 296 км.

На верхнем участке река огибает Катунский хребет с южной и западной сторон и обладает наибольшими уклонами с общим падением до 1000 м. На этом участке Катунь принимает множество притоков с южного и западного склонов Катунского хребта, а также с хребтов Листвяга и Холзун. Леса здесь представлены черневой тайгой.

В водоёмах обитают 25 видов рыб из семейства осетровых, лососевых, хариусовых, окуневых, тресковых и карповых. Здесь обитают следующие животные: лось, северный дикий олень, сибирская кабарга, соболь, росомаха, заяц, песец, белка, белка-летяга, горностай, бурундук, ондатра, рысь, выдра, ласка, крот, хомяк, водяная крыса, пищуха. И птицы: глухарь, тетерев, рябчик, белая куропатка, гусь, множество различных видов уток, белая и полярная совы, чернозобая гагара, чайка, кукушка, мохноногий сыч, филин, ястребиная сова, кукушка, дятел, большой крохаль, кедровка, малый тундряной лебедь и лебедь-крикун.

При строительстве Алтайского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Катунь в нижнем бьефе АГЭС;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» [29] в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» [27], 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, 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.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двутрети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Объём попадающего под сведение леса составляет порядка 27 млн м³.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные:

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

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

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

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод; 1.7

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

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2. Санитарно-технические:

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

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

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

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

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

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

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

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

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

8.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, будет образовываться большое количество отходов.

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5):

$$M_6 = \frac{N_6 \cdot q_6}{100\%} \cdot \rho_6 = \frac{6964520 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,4 = 300867,3 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где N_6 – объем бетонных работ, м³;

q_6 – удельный норматив образования, %;

ρ_6 – плотность бетона, т/м³.

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5):

$$M_M = \frac{N_M \cdot q_M}{100\%} \cdot \rho_M = \frac{350 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 7 \text{ т}, \quad (8.2)$$

где N_M – количество арматуры, т;

q_M – удельный норматив образования, %

ρ_M – удельный вес арматуры, т/м³.

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., [28], норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

Таким образом в результате строительства будет образовано 300867,3 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 7 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Алтайской ГЭС-2 воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 6 км вниз по течению от ГЭС находится населенный пункт – п. Еланда, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» [27], требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» [28], требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Катунь от сбросов Алтайской ГЭС-2 ниже по течению реки.

9 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1 Расчет себестоимости электроэнергии

В данной части будет произведен расчёт основных экономических показателей, всех затрат, определение чистой прибыли и определение себестоимости электрической энергии.

9.2 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике. – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	101	101	101	101	101
Число часов использования установленной мощности	Часы	4980	4980	4980	4980	4980
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	502980	502980	502980	502980	502980
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды за год	МВт·ч	5029,8	5029,8	5029,8	5029,8	5029,8
Объём реализации электроэнергии за год	МВт·ч	497950,2	497950,2	497950,2	497950,2	497950,2
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1483	1525	4868	1604	1642
Выручка от реализации электроэнергии за год	млн.руб.	738,5	759,4	2424,0	798,7	817,6
НДС к выручке от реализации электроэнергии	млн.руб	12,1	12,4	39,7	13,1	13,4

Вследствие суточного регулирования водохранилища проект имеет небольшое число часов использования установленной мощности, что отрицательно влияет на годовую выработку электроэнергии.

9.3 Текущие расходы по гидроузлу

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности представлены в таблице 9.2

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	25,8
Прочие	274,0	27,7
Итого по ГЭС	529,2	53,4

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
0,06	0,09	0,14	0,2

Стоимость услуг регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии едиными сценарными условиями «РусГидро» представлена в таблице 9.4

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	13,7
НП АТС	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	0,9
ЦФР	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,27
Итого		14,9

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Катунь составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	31,1	47,7	56,5	56,5	56,5

Окончание таблицы 9.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Расходы на страхование, млн.руб.	23,4	30,6	33,9	33,9	33,9
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,9	3,8	4,2	4,2	4,2
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
Налог на воду, млн.руб.	5,7	6,3	6,3	6,3	6,3
Итого, млн.руб.	134,5	156,8	169,3	169,3	169,3

Особенностью производства электроэнергии на ГЭС является большая доля амортизационных отчислений в структуре текущих затрат.

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

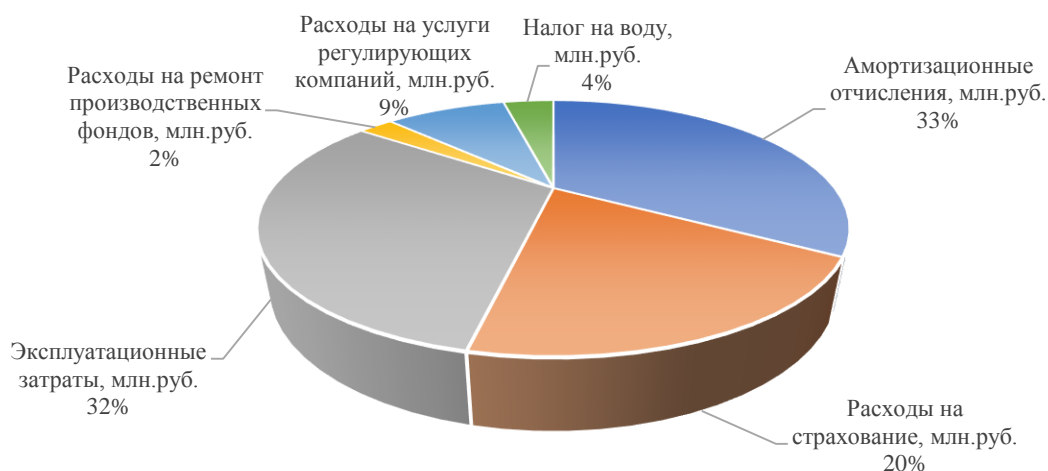


Рисунок 9.1– Структура текущих затраты по гидроузлу

Вывод: в структуре затрат наибольшие затраты приходятся на амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты генерирующего объекта и в среднем составляет 30-40% от суммарных издержек для ГЭС средней мощности. Основными составляющими эксплуатационных расходов являются:

Заработная плата эксплуатационного персонала с начислениями;

Расходы по текущему ремонту сооружений и оборудования;

Общестанционные и прочие расходы — на отопление помещений, содержание транспорта, на охрану, командировки и т. д.;

Дополнительные расходы на борьбу с шугой, наносами и т. п.

9.4 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20%;

НДС – 20%;

Взносы в социальные фонды – 34%;

Налог на имущество – 2,2%;

Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн.руб.	209,8	215,9	221,7	226,4	229,2
НДС, млн.руб.	194,4	224,7	250,2	254,8	257,5
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	209,3	215,4	221,1	225,9	228,9
Налог на имущество, млн.руб.	73,7	72,4	71,2	69,9	68,7
Итого, млн.руб.	687,2	748,3	764,2	777,1	784,2

Структура налогов представлена на рисунке 9.2.

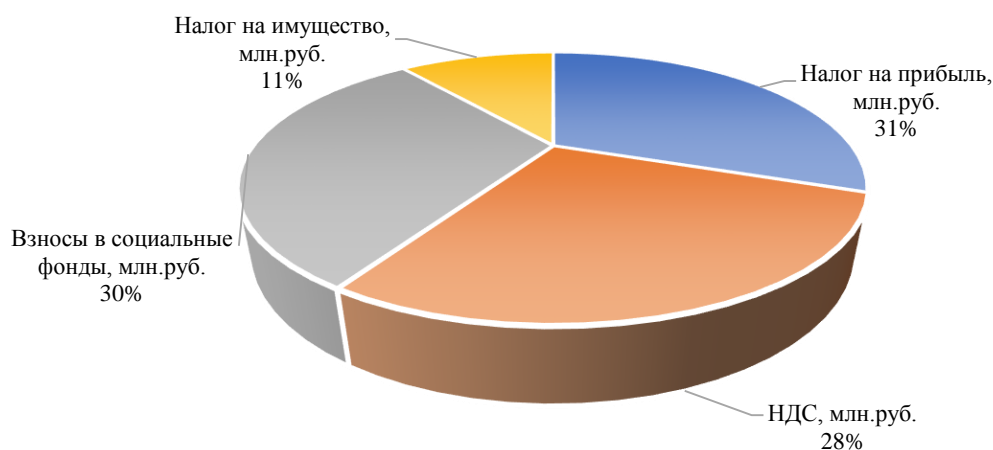


Рисунок 9.2 – Структура налогов

Со стороны государства оказывается серьезное налоговое давление, возросшее после повышения налога на добавленную стоимость в 2019 году с 18% на 20%. Около 30% всей выручки уплачивается в виде отчислений в социальные фонды и такой же процент относится к налогам на прибыль. В период с 2017 по 2020 год включительно 3% зачисляются в федеральный бюджет, а 17% — в региональный.

9.5 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2028	2033	2038	2043
Выручка (нетто), млн.руб.	1105,5	1136,7	1166,9	1196,7	1225,7
Текущие расходы, млн.руб.	134,5	156,8	169,3	169,3	169,3
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1099,2	1130,7	1160,7	1190,5	1219,5
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1001,7	1004,7	1018,2	1049,2	1079,5
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	173,7	200,9	203,6	209,8	215,9
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	827,9	803,7	814,5	839,4	863,6
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Чистая прибыль по проекту составляет около 75% от выручки (нетто).
Изменение суммы чистой прибыли по проекту представлена на рисунке 9.3

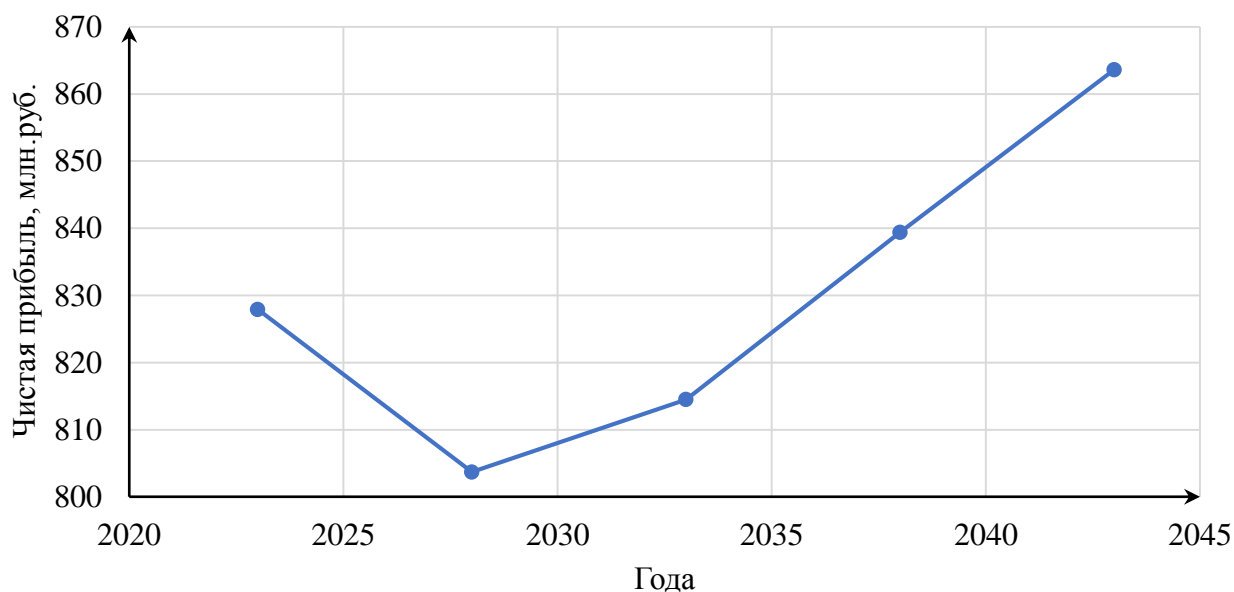


Рисунок 9.3 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту, млн. руб.

Вывод: Как видно из диаграммы с 2023 по 2026 идет уменьшение прибыли, поскольку в это время идут самые большие затраты на строительство ГЭС и ввод агрегатов в работу: ГА1 – 2022 и ГА2 - 2024. После активного этапа строительства, оканчивающегося в 2034 г. объем прибыли увеличивается, так как инвестиционные затраты уменьшились, и кривая принимает более резкий уклон.

9.6 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.4 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

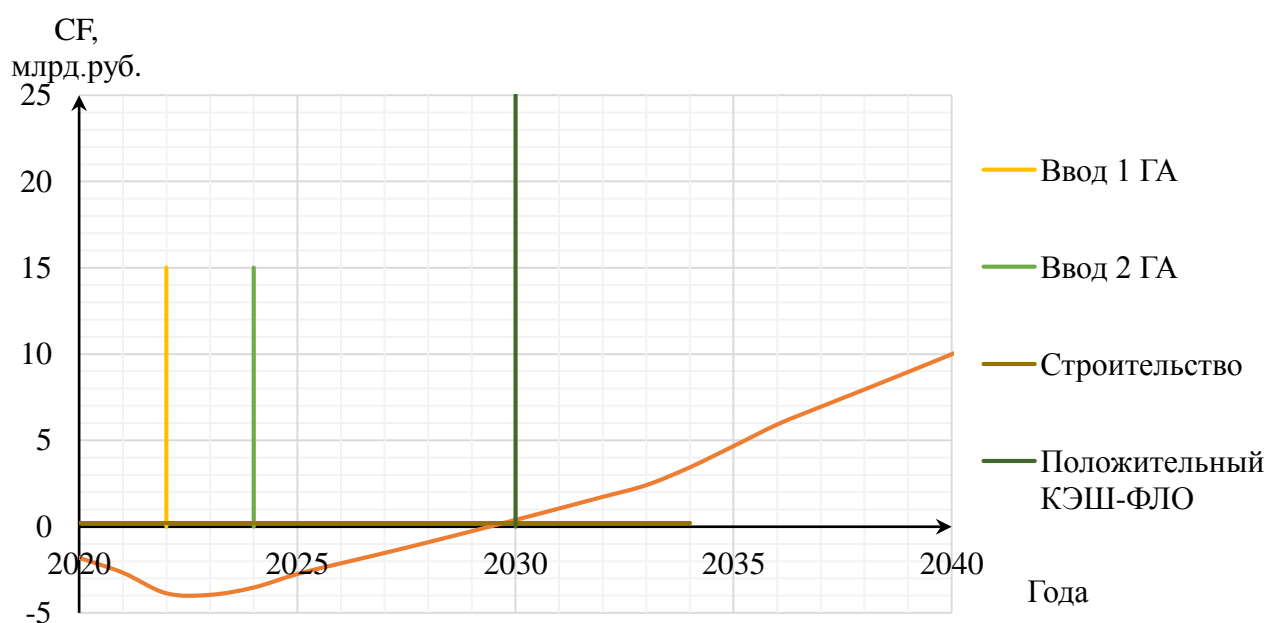


Рисунок 9.4 – График Cash-Flow

Строительный период составляет около 10 лет. Характерность графика (его ориентированность в отрицательную сторону) связана с особенностью в виде высоких удельных капиталовложений, например, ввод агрегатов в работу (турбина и генератор) как показано на графике 9.4. Так же к крупным финансовым вложениям можно отнести покупку трансформаторного оборудования в период с 2020 по 2022 гг, что отчетливо видно по максимально уклону в отрицательную сторону кривой и дальнейшее выравнивание в положительную после 2022. Сравнительно небольшое число часов использования установленной мощности, высокие налоги приводят к снижению прибыли, что также оказывает негативное влияние.

9.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 - Показатели эффективности реализации проекта Алтайской ГЭС-2 на реке Катунь

Наименование	Значения
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	123
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	864,6
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,25
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,85
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	0,55
Удельные капиталовложения, руб./кВт	50830
Удельные капиталовложения, долл./кВт	782

Гидроэлектростанции являются самыми капиталоемкими источниками электрической энергии, их срок окупаемости составляет 5-8 лет, однако этот показатель можно отнести к мощным электростанциям, установленная мощность которых варьируется в пределах от 1000 МВт. Если рассматривать ГЭС средней мощности, то срок их окупаемости довольно велик, иногда он достигает до 15 лет. Расчеты для данного проекта показали, что он сможет окупиться, учитывая ставку дисконтирования через 10 лет, что не много учитывая его мощность в 101 МВт.

9.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых представлена в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млрд.руб.	164,6	208,6	208,9	410,0	466,3
В региональный бюджет, млрд.руб.	53,3	62,0	79,7	76,4	75,2
Итого налоговых поступлений, млрд.руб.	217,9	270,6	288,7	486,4	541,5

В федеральный бюджет поступают налоги: НДС, налог на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды. В региональный – налог на

имущество. Также на федеральном уровне происходит перераспределение налога на прибыль, и 17/20 от него возвращаются в пользование субъекта. Однако этот факт не учтен в данной таблице.

9.9 Анализ чувствительности

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Им уделено особое внимание. Соответствующие параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 9.10.

Таблица 9.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметр финансовой модели
Рыночный	Цена продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности к изменениям:

- а) ставки налогов;
- б) объема инвестиций;
- в) цены сбыта;
- г) ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов представлена на рисунке 9.5

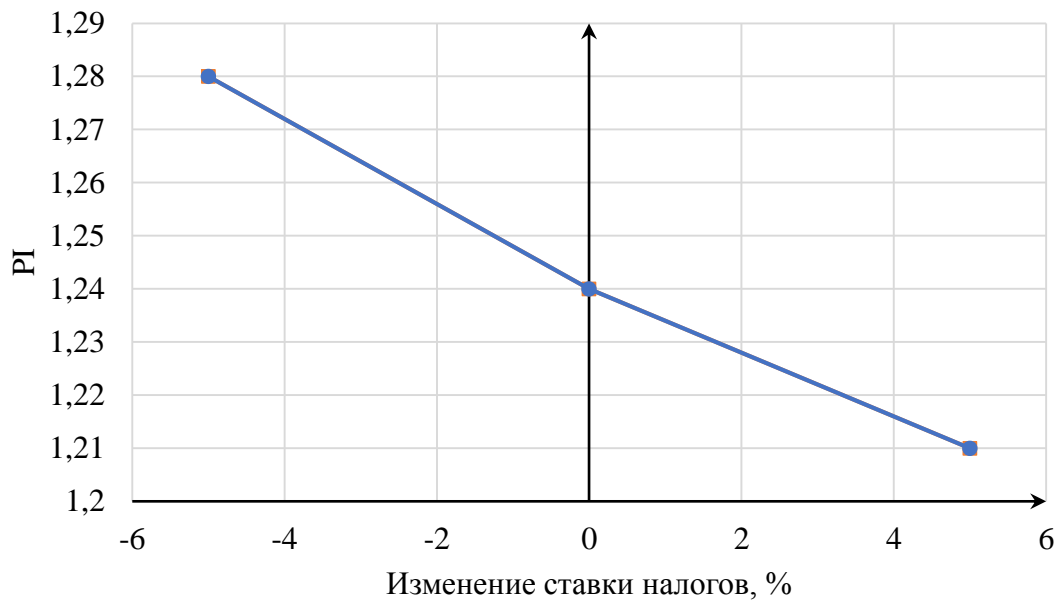


Рисунок 9.5 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению доходности проекта.

Зависимость PI от изменения цены сбыта представлена на рисунке 9.6

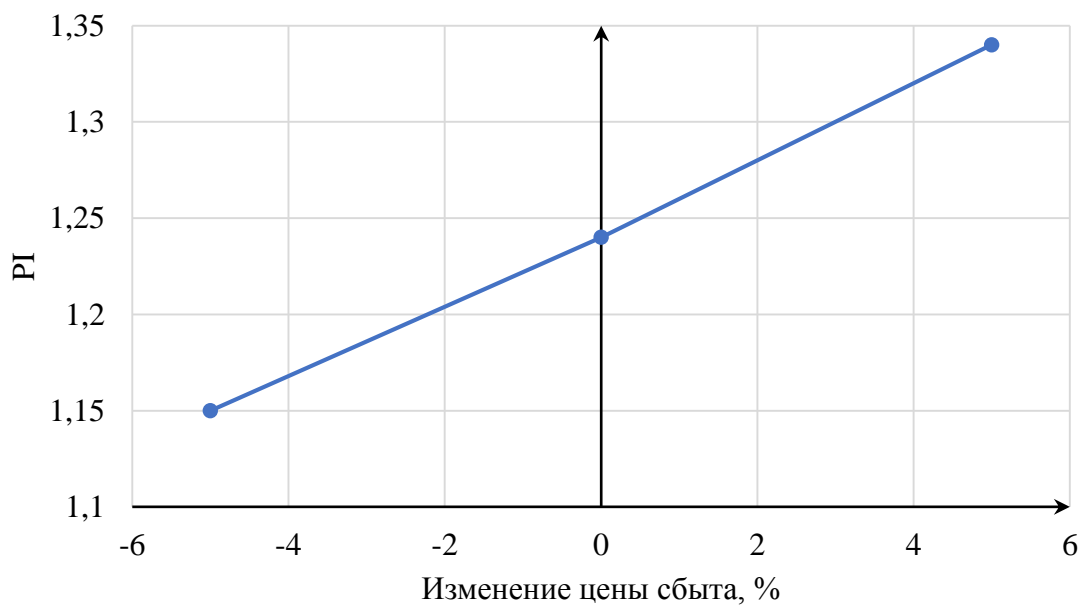


Рисунок 9.6 - Зависимость PI от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта приводит к увеличению доходности проекта.

Зависимость PI от изменения ставки дисконтирования представлена на рисунке 9.7

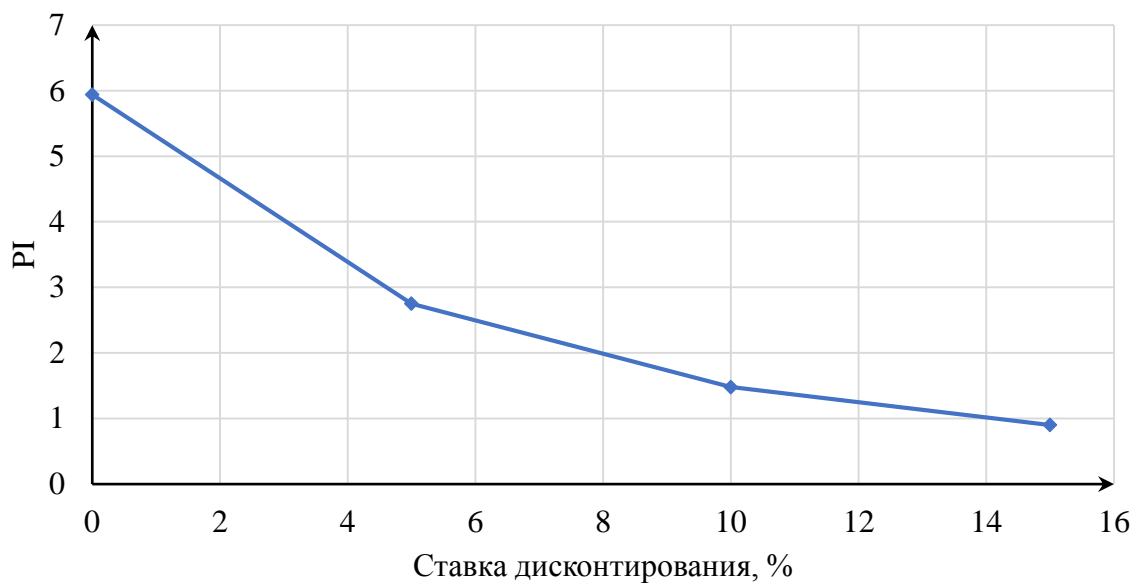


Рисунок 9.7 - Зависимость PI от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта.

Сильнее всего на индекс доходности влияют ставка дисконтирования и цена сбыта продукции.

10 Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения

Направляющий подшипник гидротурбины вместе с подшипником генератора обеспечивает строгую вертикальность вала агрегата и его безвибрационную работу, воспринимая боковые усилия, действующие на вал в процессе работы турбины. Применяемые в настоящее время турбинные подшипники могут быть разделены по роду антифрикционного материала на две группы: с резиновыми вкладышами, смазываемые и охлаждаемые водой; с баббитовыми сегментами, смазываемые и охлаждаемые жидким маслом.

Подпятники и подшипники современных гидрогенераторов располагаются в кольцевых ваннах, заполненных маслом (маслованнах), и работают на самосмазке (без принудительной прокачки масла). В процессе работы гидрогенератора масло в ваннах нагревается потерями трения. Охлаждение масла осуществляется водяными трубчатыми охладителями, размещенными внутри маслованн. Циркуляция масла в маслованне с его переходом через охладители обеспечивается вращением диска и системой перегородок. Маслоохладители делятся на два основных типа: с U-образными трубками, размещенными перпендикулярно стенкам маслованны, и с кольцевыми трубками, окружающими подпятник. Маслоохладители первого типа устанавливаются в специальные люки ванн, а их крышки и фланцы для присоединения к трубопроводам находятся снаружи. Маслоохладители второго типа целиком размещаются внутри маслованн; соединения охладителей с подводящими и отводящими трубопроводами также находятся внутри ванн.

Трубки маслоохладителей обычно изготавливаются из латуни. Их наружный диаметр 19 мм, а толщина стенки 1 мм. Общая длина трубок охладителей определяется потерями в подпятнике или подшипнике и типом охладителя.

10.1 Назначение и краткая характеристика

10.1.1 Турбинный подшипник на масляной смазке

Турбинный подшипник предназначен для фиксации положения вращающегося вала турбины. На СШГЭС выполнен сегментным, самосмазывающимся, на жидкой масляной смазке. В процессе работы подшипник воспринимает радиальные нагрузки, возникающие от механического, гидравлического и электрического дисбалансов ротора агрегата и не препятствует его осевому перемещению.

Конструктивно подшипник состоит из следующих основных корпусных деталей: цельный сварной корпус, ванна из четырех частей,

верхняя и нижняя крышки, выгородка вала. Выгородка окончательно собирается, сваривается и отгружается на ГЭС с валом турбины.

Корпус установлен на крышке турбины и закреплен шпильками и коническими штифтами. Для ужесточения крепления корпус дополнительно расклинен относительно крышки турбины установкой фиксирующих клиньев подшипника. В корпусе установлены двенадцать самоустанавливающихся сегментов с баббитовым покрытием по поверхности трения. Зазор между валом и сегментами регулируется с помощью мерных прокладок, которые окончательно обрабатываются на ГЭС.

В нижней наружной части корпуса установлены десять встроенных маслоохладителей с радиаторами из латунных трубок размером 19x1 мм. По трубкам маслоохладителей циркулирует охлаждающая вода, которая подводится от системы технического водоснабжения ГЭС и отводится в нижний бьеф.

На корпусе каждого маслоохладителя имеются патрубки и фланцы для подсоединения трубопроводов подвода охлаждающей воды. Давление подводимой воды должно составлять 0,30-0,35 МПа (3-3,5 кгс/см²). Давление и расход воды контролируется манометром и датчиком-реле расхода. Подшипник может работать при одном удаленном маслоохладителе.

Предохранение от попадания пыли и влаги в верхнюю ванну и корпус подшипника осуществляется войлочными уплотнительными кольцами.

В верхней крышке подшипника предусмотрены смотровые окна, закрытые органическим стеклом. На верхней крышке также установлено защитное ограждение вала.

Подшипник оснащён датчиками температурного контроля сегментов и масла и датчиками уровня масла.

Для заполнения подшипника маслом и слива масла из него предусмотрены шаровые краны с фланцами, установленные на ванне (для заполнения) и нижней крышке (для слива).

Объем масла в направляющем подшипнике составляет около 3,2 м³.

Марка используемого масла одинакова с маркой масла, заливаемого в систему регулирования.

Необходимый расход охлаждающей воды: $Q=10\div 12$ л/с (36÷42 м³/ч).

Объем масла в ванне – 3,2 м³.

Подшипник допускает:

работу в течение 15 минут без подачи охлаждающей воды в маслоохладители при нормальной рабочей температуре сегментов;

работу при одном удаленном маслоохладителе.

Предельно допустимая температура сегментов:

Предупредительный сигнал: $t^{\circ} = +64^{\circ}\text{C}$;

Аварийный сигнал: $t^{\circ} = +70^{\circ}\text{C}$.

10.1.2 Турбинный подшипник на водяной смазке

Направляющий подшипник выполнен с резиновым вкладышем на водяной смазке. Для смазки и охлаждения подшипника вода подводится в его водяную ванну из верхнего бьефа по специальным трубопроводам. Резервный подвод воды предусматривается от трубопроводов технической воды. Отводится вода из подшипника в полость над рабочим колесом.

Подшипник на водяной смазке изображен на рисунке 10.1

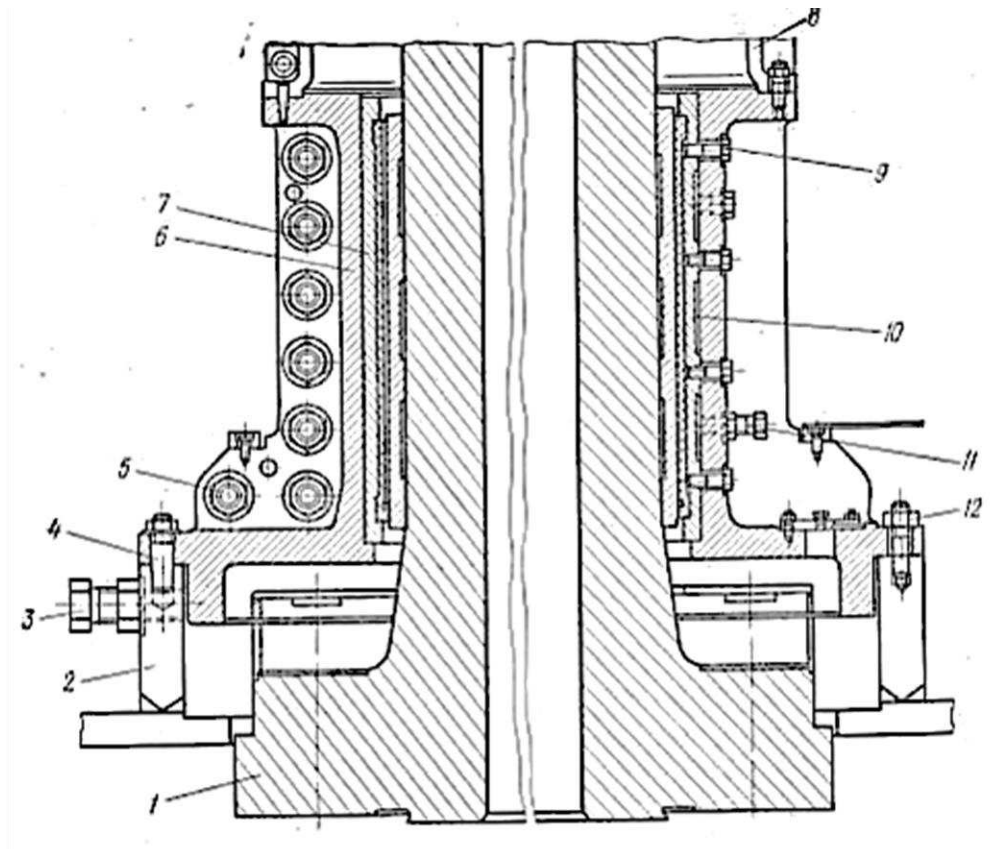


Рисунок 10.1 - Турбинный подшипник с водяной смазкой Красноярской ГЭС

По исполнению подшипников приняты два варианта: кольцевой и сегментный. Сегментные подшипники более технологичны, менее трудоемки при изготовлении и удобнее в эксплуатации на ГЭС.

10.1.3 Генераторный подшипник

Направляющий подшипник генератора воспринимает радиальную нагрузку от механического и электрического дисбаланса ротора и отклонения линии вала от оси вращения. Направляющий подшипник - сегментный. В радиальном направлении сегменты опираются на сферическую поверхность винтовых регулируемых опор, снизу сегменты опираются на изоляционное кольцо, соединенное с центральной частью.

Поверхность трения сегментов облицована эластичным металлопластмассовым покрытием. Это покрытие не требует шабровки на монтаже, оно подготовлено к работе на заводе - изготовителе. Для фиксации сегментов при регулировке зазоров в цилиндре центральной части крестовины имеются по два резьбовых отверстия на каждый сегмент для отжимных болтов.

Циркуляция масла в ванне обеспечивается радиальными отверстиями во втулке подшипника, работающими при вращении как центробежные насосы.

Направляющий подшипник генератора СШГЭС:

- Тип – сегментный на жесткой винтовой опоре.
- Сегменты с эластичным металлопластмассовым покрытием.
- Число сегментов – 12.
- Система охлаждения – проточной технической водой через трубчатые охладители.
- Предупредительный сигнал температуры сегментов +750С.
- Аварийный сигнал температуры сегментов +800С.
- Примечание: уставки температуры сегментов и масла подшипника уточнены по опыту эксплуатации и отражены в «Инструкции по эксплуатации теплового контроля».
- Нормальный уровень масла в ванне подшипника $h=310$ мм от дна ванны.
- Предупредительная сигнализация: высокий уровень масла +80 мм, низкий уровень масла -40 мм;
- Аварийная сигнализация: аварийно-высокий уровень масла +110 мм, аварийно-низкий уровень масла -70 мм.
- Объем масла в ванне – 2,3 м³.
- Подшипник допускает:
 - пуск без предварительного подъема ротора на тормозах-домкратах при нормальных рабочих пусках, независимо от времени стоянки агрегата, предшествующих пуску;
 - работу в течении 15 минут при отсутствии подачи воды в маслоохладители при нормальной рабочей температуре сегментов;
 - пуск сразу же после остановки агрегата;
 - остановку агрегата на выбеге без торможения.

10.1.4 Подпятник

Подпятник является одним из наиболее ответственных сборочных единиц гидрогенератора. Нормальная работа подпятника во многом зависит от его правильного и тщательного монтажа. Поэтому работы по подготовке втулки подпятника, диска подпятника, а также сборке и регулировке подпятника должны выполняться высококвалифицированными работниками.

Подпятник Саяно- Шушенской ГЭС: предназначен для восприятия осевой нагрузки от массы вращающихся частей гидроагрегата и осевого давления воды и для передачи этих нагрузок через опорные промежуточные детали на фундаментные конструкции.

Тип – сегментный двухрядный на жесткой винтовой опоре с балансирной связью между сегментами наружного и внутреннего рядов.

Сегменты – с эластичным металлопластмассовым покрытием.

-Число сегментов в одном ряду – 20.

-Расчетная нагрузка на подпятник – 3250 т.с.

-Предельно-допустимая температура сегментов подпятника и аварийная сигнализация:

-Наружного ряда – +65°C;

-внутреннего ряда – +60°C.

-Допустимая температура масла в ванне подпятника:

-максимальная температура: $t^{\circ\text{макс}} = +55^{\circ\text{C}}$;

-минимальная температура: $t^{\circ\text{мин}} = +10^{\circ\text{C}}$.

Система охлаждения масла – проточной технической водой через трубчатые охладители.

Объем масла в ванне – 16,5 м³

Нормальный уровень масла в ванне подпятника $h=310$ мм от плоскости верхнего фланца ванны.

Предупредительная сигнализация: высокий уровень +100 мм, низкий уровень -50 мм;

Аварийная сигнализация: аварийно-высокий уровень +130 мм, аварийно-низкий уровень -80 мм.

Подпятник допускает:

– пуск без предварительного подъема ротора на тормозах-домкратах при нормальных рабочих пусках, независимо от времени стоянки агрегата, предшествующих пуску;

– работу в течении 15 минут при отсутствии подачи воды в маслоохладители при нормальной рабочей температуре сегментов;

– пуск сразу же после остановки агрегатов;

– остановку агрегата на выбеге без торможения.

Образование масляной пленки, создаваемой вращением диска, облегчается эксцентриситетом, создаваемым сдвигом тарельчатой опоры относительно оси сегмента в сторону вращения.

Для контроля уровня масла в ванне подпятника установлены датчики уровня масла.

Охлаждение масла осуществляется охладителями, установленными на боковых поверхностях маслованны.

10.2 Маслоохладители

Эффективное охлаждение масла в подпятнике осуществляется за счет встроенных в масляную ванну водяных трубчатых охладителей. Маслоохладители выполняются из прямых или U-образных латунных трубок, концы которых развальцованы. Внутри трубок протекает охлаждающая вода. С наружной стороны трубки омываются маслом. К трубным доскам посредством болтов прикреплены на резиновых прокладках сварные стальные или литые чугунные крышки. Верхняя крышка снабжена двумя патрубками для присоединения трубопровода подачи и отвода воды. Маслоохладители с U-образными трубками и одной крышкой при одинаковых внешних размерах имеют увеличенную поверхность теплоотдачи и меньше гидравлических соединений внутри масляной ванны, отчего уменьшается вероятность попадания воды в масло по сравнению с маслоохладителями с прямыми трубками и двумя крышками.

В качестве материала трубок могут быть использованы: медь, мельхиор или латунь – в зависимости от типа охлаждающей воды. В редких случаях может применяться нержавеющая сталь или титан. Так же для увеличения продолжительности службы маслоохладителей возможно применение трубок с большей толщиной стенки.

В процессе изготовления трубкам придается необходимая форма, в дальнейшем происходит их вальцевание в трубную доску.

После сборки все охладители подвергаются испытаниям гидравлическим давлением в 5 атмосфер в течение 30 минут.

Маслоохладители представлены на рисунке 10.2

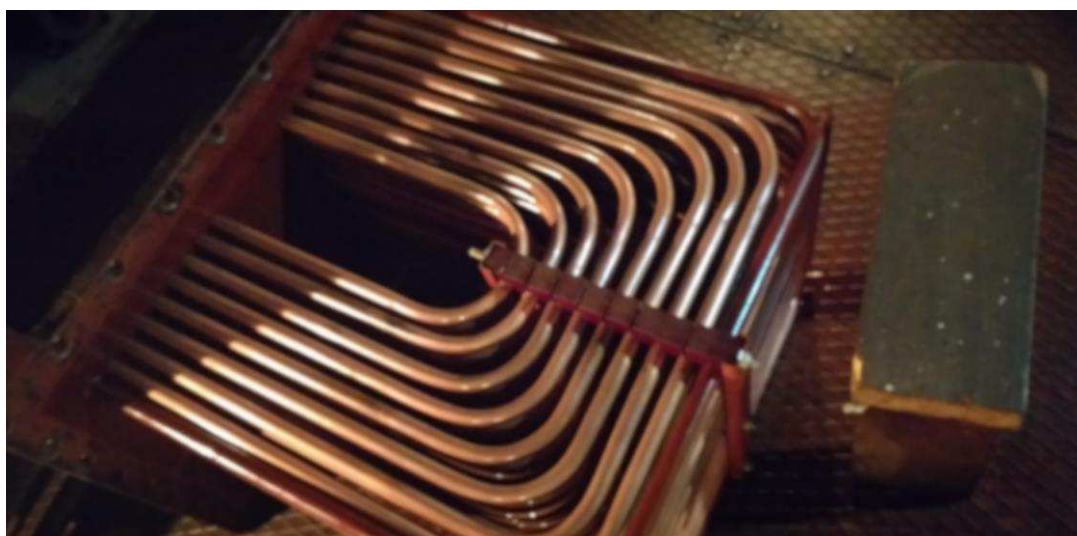


Рисунок 10.2 – Маслоохладители подпятника

10.3 Сравнение турбинного подшипника на водяной и масляной смазке

Преимуществами турбинного подшипника на масляной смазке являются:

- меньше межремонтный период, тем самым достигается более высокая надежность;
- более точная установка зазоров;
- допускается прекращение подачи воды на охлаждение в течении 15 мин.

Недостатки турбинного подшипник на масляной смазке:

- существуют утечки масла;
- масло- пожароопасная среда.
- необходимости в ряде вспомогательного оборудования для смазки подшипника (резервуары, насосы и т.п.) и в ответственных и трудоемких операциях по приемке, подготовке, заполнению, доливке, замене и утилизации турбинного масла;

Преимуществами направляющих подшипников на резиновой основе с водяной смазкой перед баббитовыми со смазкой маслом являются:

- Простота, удобство и надежность эксплуатации вследствие отсутствия необходимости в ряде вспомогательного оборудования для смазки подшипника (резервуары, насосы и т.п.) и в ответственных и трудоемких операциях по приемке, подготовке, заполнению, доливке, замене и утилизации турбинного масла;

- Способность частичного демпфирования вибраций вала вследствие эластичности резины;

- Уменьшение консольности рабочего колеса турбины за счет возможности более низкого высотного расположения резинового подшипника;

- Уменьшение механических потерь вследствие меньшего коэффициента трения;

- Отсутствие необходимости в сложных уплотнениях, предотвращающих попадание воды из зоны рабочего колеса в баббитовый подшипник, а также попадание масла из подшипника в проточную часть турбины, применение которых усложняет конструкцию турбины, а значит, снижает надежность ее эксплуатации;

- Экологичность эксплуатации ввиду полного отсутствия масла в узле.

- Экономическая выгода ввиду более низкой стоимости материалов пар трения, технологии изготовления, эксплуатационного и ремонтного обслуживания.

Несмотря на довольно широкое распространение в гидротурбинах резиновых подшипников, традиционные конструкции как кольцевых, так и сегментных подшипников обладают и некоторыми недостатками, в числе которых:

- Обрастание элементов подшипника моллюском дрейссеной;
- Необходимость облицовки вала в зоне подшипника нержавеющей сталью;
- Высокая трудоемкость регулировки зазоров у подшипников кольцевого типа;
- Более быстрое возрастание биения вала турбины в ходе эксплуатации у сегментных резиновых подшипников по сравнению с другими типами подшипников;
- Низкая надежность опорных элементов сегментного резинового подшипника.
- Немедленный выход подшипника из строя (сгорание резины) при внезапном прекращении подачи водяной смазки или ее недостаточности вследствие плохой теплопроводности резины.

10.4 Выбор систем смазки и охлаждения основных узлов ГА в проектируемой ГЭС

В проектируемой Алтайской ГЭС-2 принимаем генераторный подшипник на масляной смазке. В следствии высоких эксплуатационных характеристик подшипников на резиновой основе с водяной смазкой, было принято решение о применении его в качестве турбинного направляющего подшипника.

Расходы охлаждающей воды, необходимые для гидроагрегата, задают заводы-изготовители генератора и турбины на основании теплового расчета.

На предварительных стадиях проектирования ориентировочные расходы можно определить по аналогам или следующим формулам.

Расход воды на охлаждение подпятника генератора:

$$Q_M = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} A \cdot G_{oc}^{\frac{3}{2}} \cdot n^{\frac{3}{2}}}{\Delta t} = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} \cdot 5 \cdot 500^{\frac{3}{2}} \cdot 214,3^{\frac{3}{2}}}{2} = 75 \text{ м}^3/\text{час} \quad (10.1)$$

где A - коэффициент типа генератора.

G_{oc} - расчетная нагрузка на подпятник, т

n - номинальная частота вращения генератора, об/мин;

Δt - температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе маслоохладителей.

Расход воды на подшипник турбины с водяной смазкой:

$$Q_{тп} = (0,7 - 1,0) \cdot D_v = 0,85 \cdot 0,75 = 0,64 \text{ л/с} \quad (10.2)$$

где D_v – диаметр турбинного вала, м

Расход воды на охлаждение генераторного подшипника на масляной смазке составляет 25 м³/час.

Объем масла в маслованне подпятника составляет 10 м³.

Объем масла маслованны генераторного подшипника составляет 3 м³

Марка масла, заливаемая в основные узлы гидроагрегата Shell Turbo T146.

10.4.1 Прием и обработка турбинного масла Алтайской ГЭС-2

Для обработки и хранения масла SHELL TURBO T46 предусмотрены два бака емкостью по 30 м³ установленные в баковом помещении.

В аппаратной SHELL TURBO T46 установлены:

- маслоочистительная установка ОТМ-5000;
- два насоса предназначенных для перекачки и выдачи масла.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс]// ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. Ч. 1. Водно–энергетические расчеты режимов ГЭС /сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014
4. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. – 541с.
5. ГОСТ 21.501–2011 СПДС Правила выполнения рабочей документации архитектурных и конструкторских решений. – Введен 01.05.2013. Стандартинформ. 2013. – 45с.
6. ГОСТ 108.023.105–84 Турбины гидравлические вертикальные поворотно–лопастные осевые. – Введен 08.05.1984. Ленинград. 1986.–12с.
7. СТО 17330282.27.140.022–2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования. – Введен 30.07.2008. «ЕЭС России». Москва. 2008. – 82 с.
8. СТО РусГидро 01.01.78–2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введен 30.07.2012. ОАО «РусГидро». Москва. 2012. – 290с.
9. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.1 Основное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
10. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.2 Вспомогательное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
11. ГОСТ Р 56302–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартинформ, 2015. – 28с.
12. ГОСТ Р 56303–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартинформ, 2015. – 21с.
13. ГОСТ Р 57114–2016 Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно–технологическое

управление. Термины и определения. Введен 04.10.2016 – Москва: Стандартиформ, 2016. – 20с.

14. СТО 17330282.27.140.008–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введен 15.05.2008 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 166с.

15. СТО 17330282.27.140.020–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введен 30.07.2008 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 38с.

16. СТО 56947007–29.240.10.249–2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. Введен 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19с.

17. СТО 56947007–29.240.30.047–2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Введен 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128с.

18. СТО 59012820–29.240.30.003–2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Введен 31.12.2009 – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132с.

19. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий /Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал, 2010. – 180с.

20. Файбесович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д.Л. Файбесовича. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376с: ил.

21. Неклепаев, Б.И. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.; ил.

22. Толстихина, Л.В. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования / сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал СФУ, 2012. – 40с.

23. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706с.

24. СНиП 2.06.06–85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

25. СНиП 2.06.04–82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

26. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.

27. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
28. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
29. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.2. – 536 с.
30. СНиП 2.02.02–85. Основания гидротехнических сооружений. – М.: Госстрой, 1989.
31. СНиП 2.06.05–84. Плотины из грунтовых материалов. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
32. Гидрология и гидротехнические сооружения: Учеб. для вузов по спец. «Водоснабжение и канализация»/ Г.Н. Смирнов, Е.В. Курлович, И.А. Витрешко, И.А. Малыгина; Под редакцией Г.Н. Смирнова. М.: Высш. шк., 1988 – 472 с.: ил.
33. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016–2042 гг.»
34. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117–ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153–154.
35. 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;
36. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Таблица А.1 - Гидрологический ряд реки Катунь

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. Год.
1936	96	88	85	144	835	1048	852	705	497	338	169	125	415
1937	77	73	77	302	562	713	646	669	446	177	142	96	332
1938	92	85	81	86	898	1222	704	640	496	308	169	115	408
1939	62	62	81	160	1050	1101	773	473	254	162	104	77	363
1940	77	72	69	97	478	2036	1090	715	392	246	161	100	461
1941	71	69	73	135	886	1700	1078	621	485	276	138	96	469
1942	81	77	77	348	1445	1162	1377	816	589	385	169	104	553
1943	65	64	69	158	1119	1075	1162	605	281	230	118	85	419
1944	87	79	72	208	778	1255	727	635	473	292	169	112	407
1945	92	84	75	274	1054	1562	994	626	558	369	262	121	506
1946	75	72	78	112	691	1608	942	755	396	269	142	99	437
1947	65	65	72	197	815	1312	765	615	304	192	120	84	384
1948	67	65	70	161	858	1323	1018	532	374	231	132	92	410
1949	56	55	67	366	813	647	490	500	227	153	92	74	295
1950	142	115	106	228	626	1678	1008	876	835	599	315	191	560
1951	77	69	77	208	916	1572	1468	809	458	285	157	100	516
1952	62	61	69	208	759	1308	984	585	288	223	108	77	394
1953	66	65	69	197	885	1370	946	551	335	207	118	85	408
1954	68	65	73	85	1224	1205	729	605	374	192	125	85	403
1955	55	54	65	197	852	654	602	388	196	149	92	72	281
1956	70	68	77	139	1048	1721	1322	753	404	200	128	88	502
1957	62	60	69	122	831	885	599	438	273	168	110	80	308
1958	69	62	72	115	955	899	518	473	381	230	135	94	334
1959	81	51	45	182	1314	1501	986	583	463	311	152	105	481
1960	68	63	69	197	886	1371	950	554	332	210	115	88	409
1961	100	107	90	144	512	1577	858	800	428	312	145	106	432
1962	100	92	55	168	840	1647	1803	1012	575	327	196	131	579
1963	75	91	78	262	867	1225	944	601	387	232	135	115	418
1964	77	81	104	160	510	1647	1369	908	542	276	159	95	494
1965	158	131	110	344	804	1485	1055	918	585	299	204	192	524
1966	69	65	75	208	1048	835	550	493	269	176	153	116	338
1967	65	51	69	105	560	1220	668	468	277	192	180	101	330
1968	56	65	73	135	640	1197	831	555	250	161	127	88	348
1969	113	108	85	174	956	751	612	489	488	330	207	213	377
1970	61	59	75	169	665	2331	1276	652	381	251	130	92	512
1971	86	85	85	220	679	647	768	861	519	334	156	107	379
1972	57	59	75	205	2114	680	678	372	235	168	122	92	405
1973	85	74	72	181	2384	2000	1288	621	491	397	211	146	663
1974	71	71	56	220	1051	1505	654	675	474	342	168	100	449
1975	85	65	71	190	1000	1589	1072	561	331	207	126	75	448
1976	77	62	65	234	974	1360	713	535	350	230	124	92	401
1977	58	71	75	282	767	1993	1108	657	373	230	142	101	488
1978	55	58	69	282	668	566	516	387	222	155	92	73	262
1979	88	58	70	121	493	1800	878	541	265	282	140	69	400
1980	105	99	99	144	984	948	680	555	331	413	136	108	384
1981	90	102	103	312	796	1236	818	718	357	346	197	128	434
1982	91	96	86	168	648	991	638	569	183	180	123	105	323
1983	83	83	75	148	848	1342	765	512	395	292	235	108	407
1984	82	79	83	134	1010	1113	770	479	355	215	142	90	379
1985	79	70	70	222	1023	902	602	432	328	210	106	96	345

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

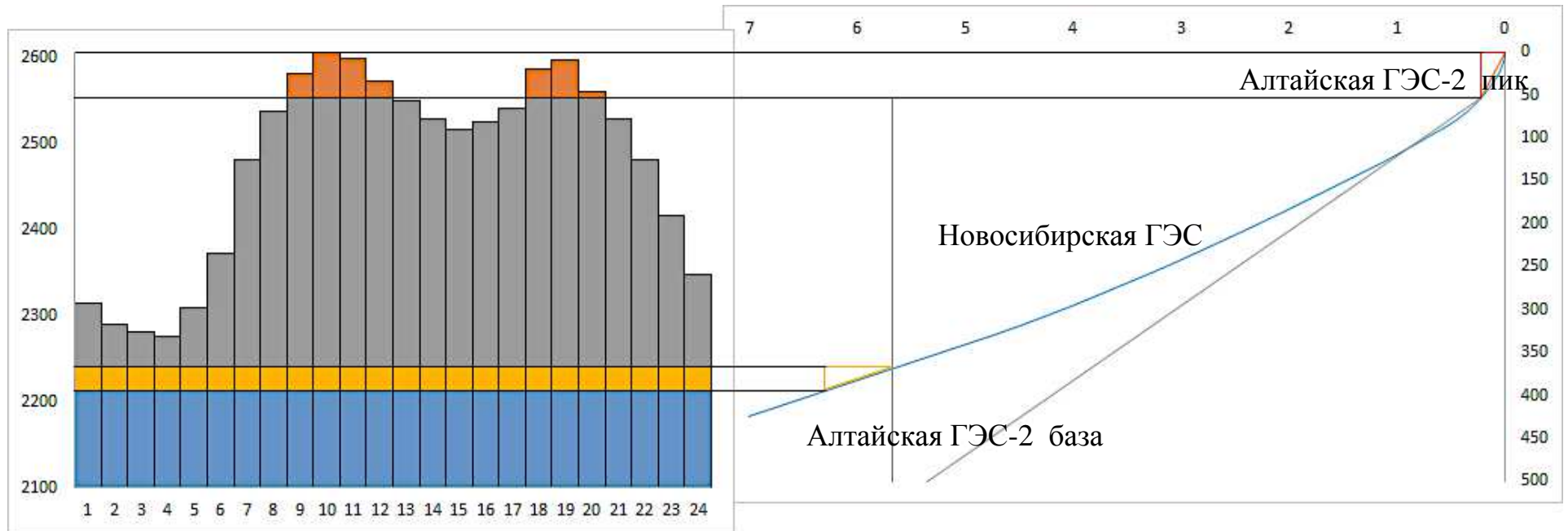


Рисунок Б.1- Зоны работы Алтайской ГЭС-2 в январе месяце.

Продолжение приложения Б

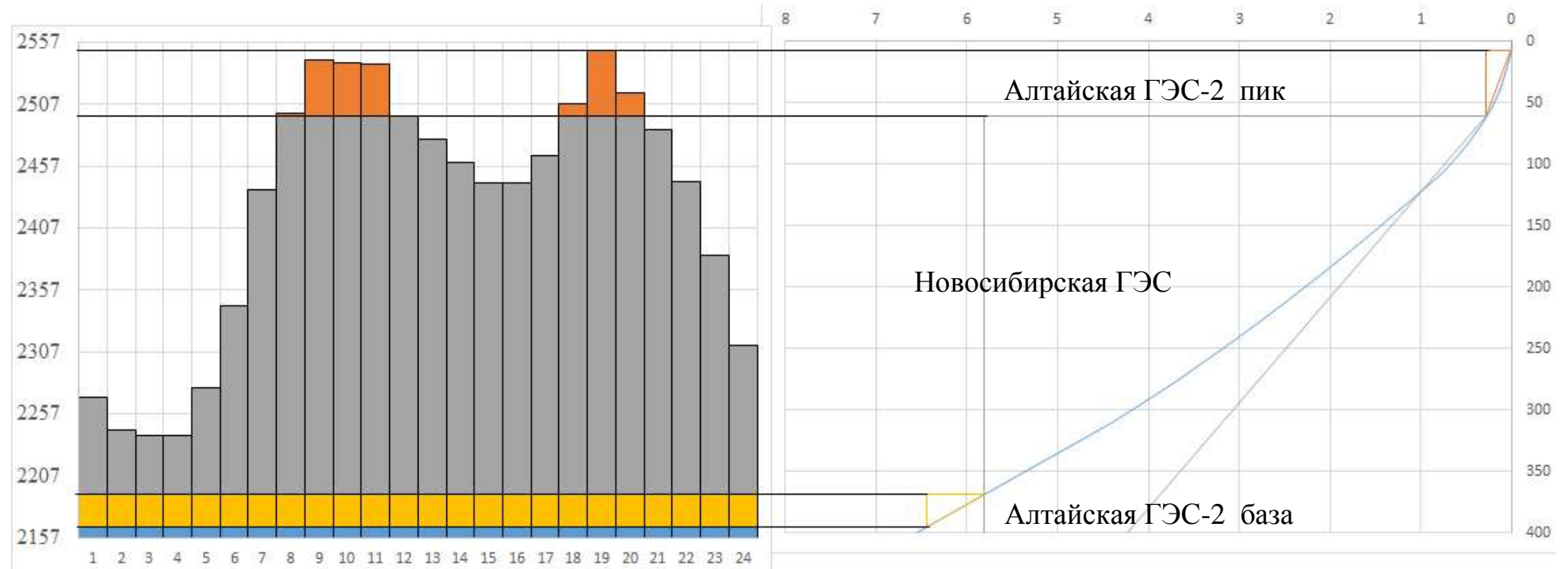


Рисунок Б.2- Зоны работы Алтайской ГЭС-2 в феврале месяце

Продолжение приложения Б

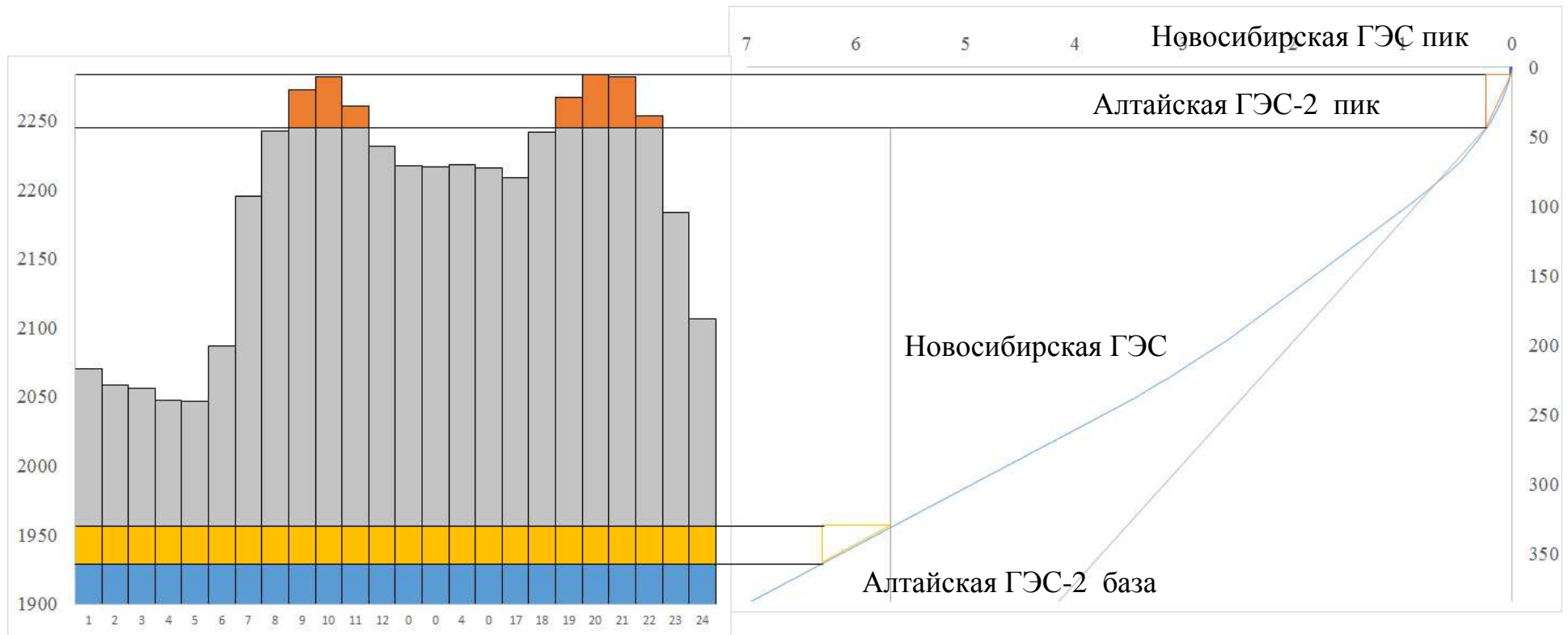


Рисунок Б.3- Зоны работы Алтайской ГЭС-2 в марте месяц

Продолжение приложения Б

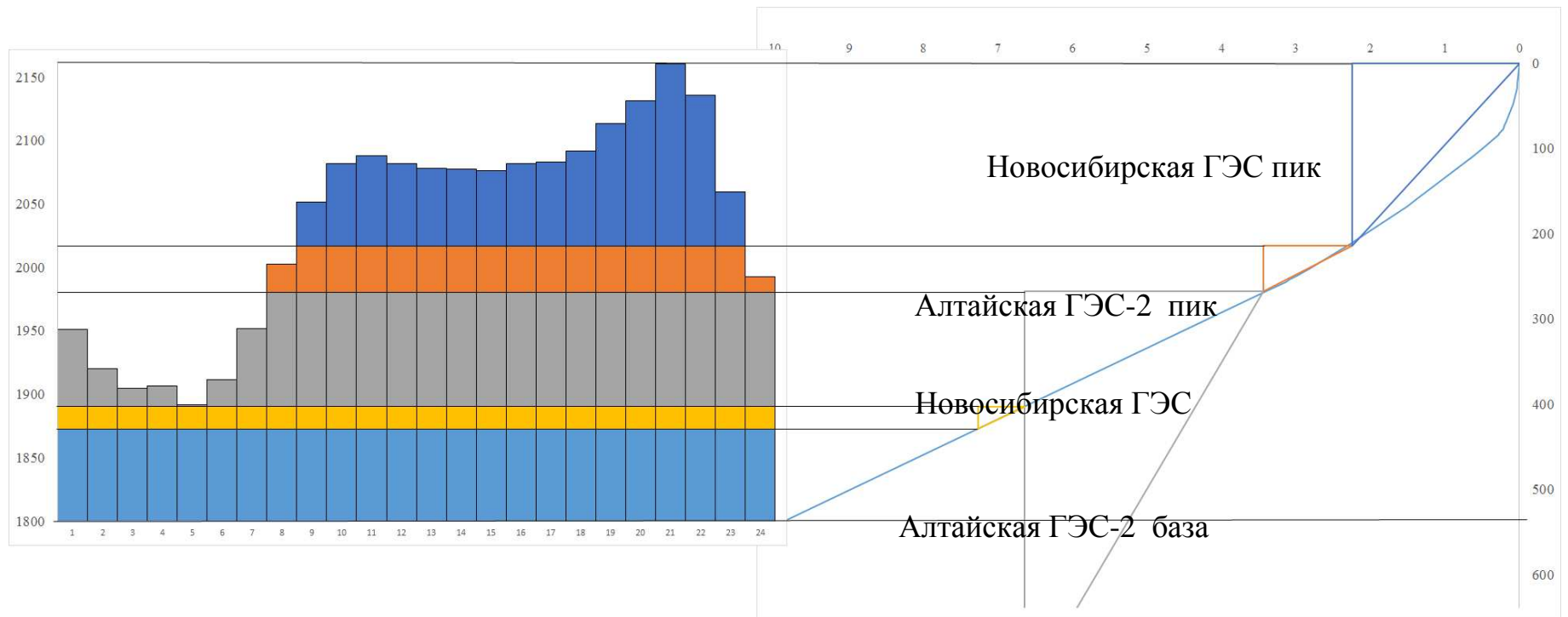


Рисунок Б.4- Зоны работы Алтайской ГЭС-2 в апреле месяце.

Продолжение приложения Б

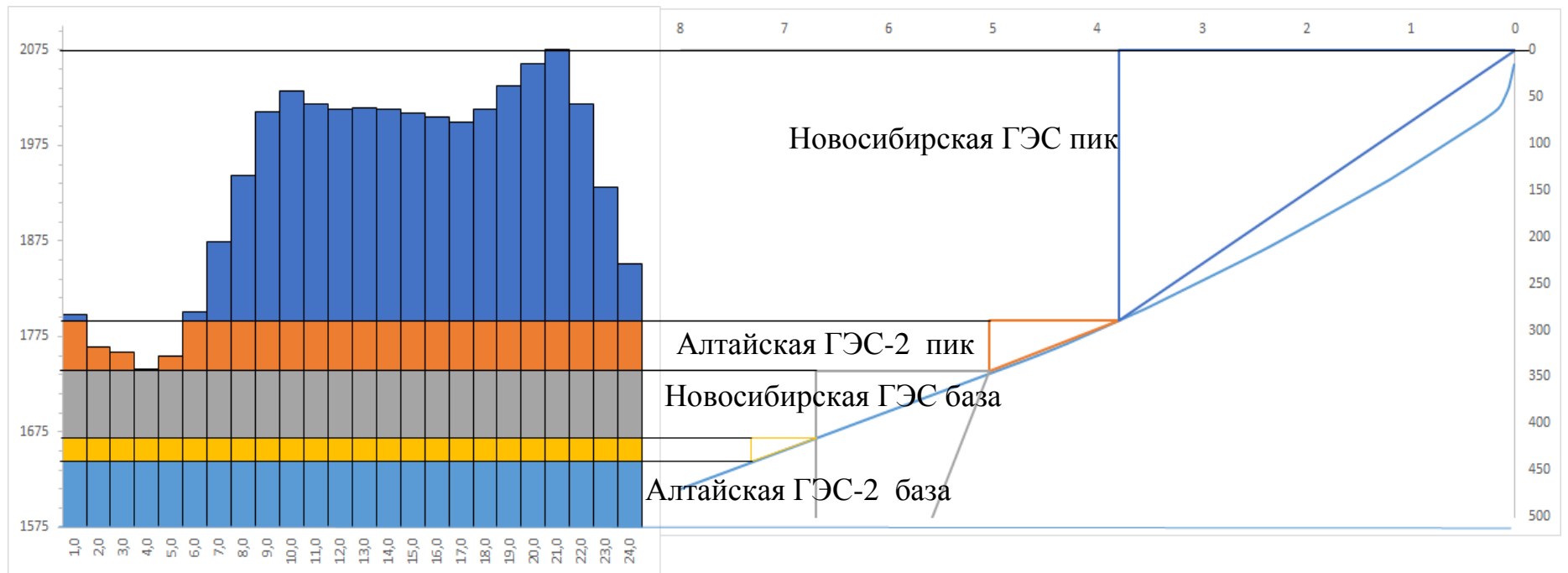


Рисунок Б.5- Зоны работы Алтайской ГЭС-2 в сентябре месяце

Продолжение приложения Б

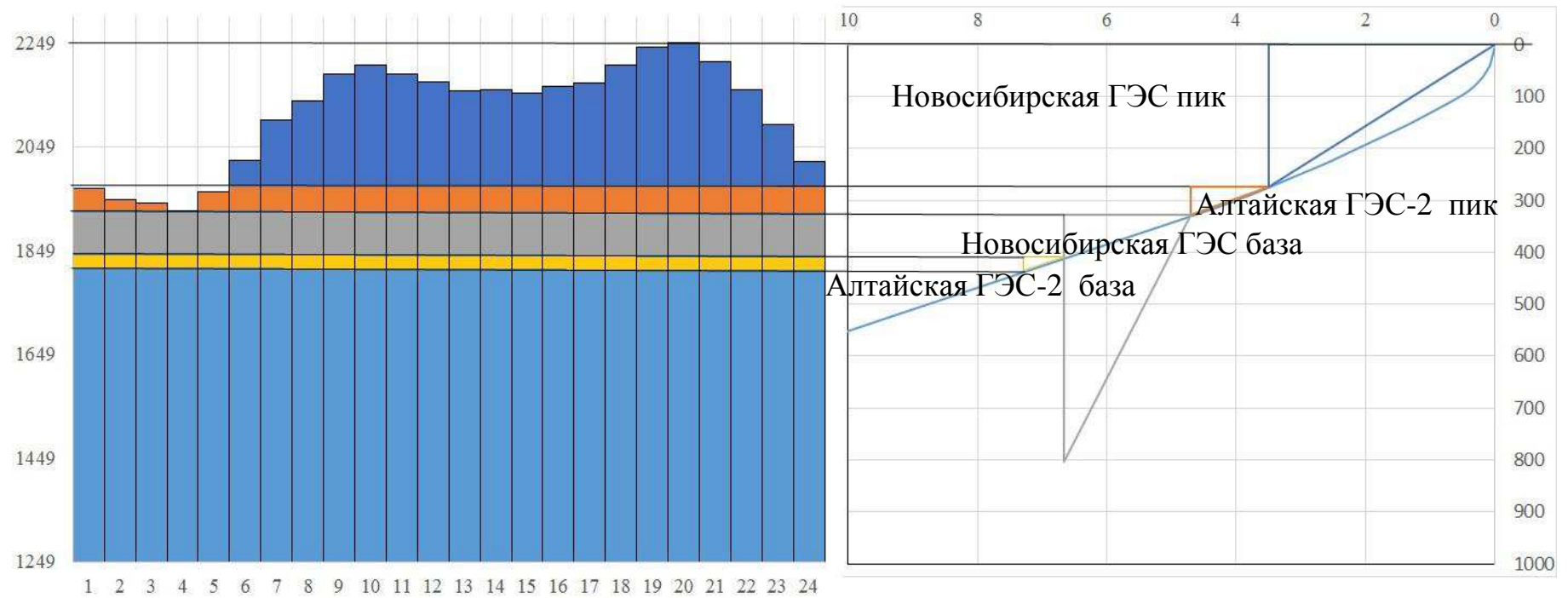


Рисунок Б.6- Зоны работы Алтайской ГЭС-2 в октябре месяце

Продолжение приложения Б

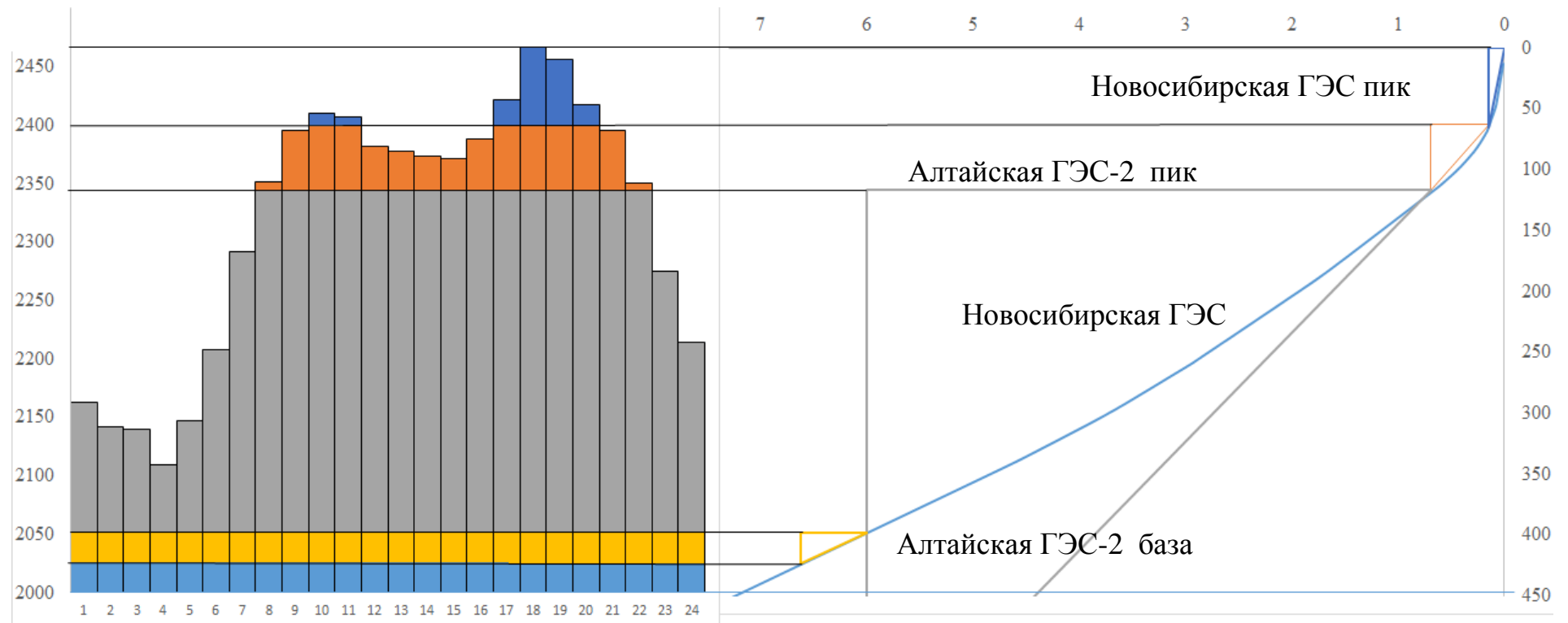


Рисунок Б.7- Зоны работы Алтайской ГЭС-2 в ноябре месяце

Продолжение приложения Б

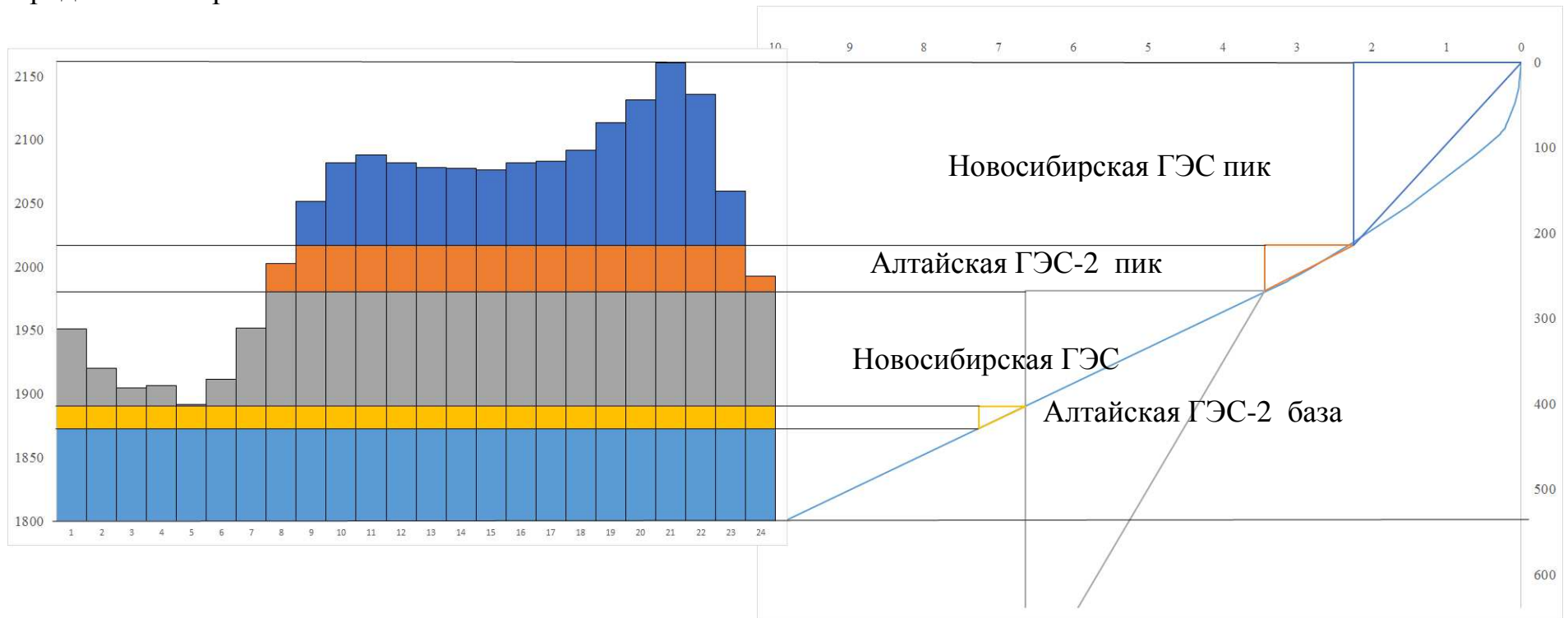


Рисунок Б.8- Зоны работы Алтайской ГЭС-2 в декабре месяце

Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 - Сработка и наполнение водохранилища Январь

t, ч	Q нб, м ³ /с	Qсан.попуск м ³ /с	Qвдхр, м ³ /с	Q х.сб, м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Q пол.быт, м ³ /с	Vнач, к м ³	dV, км ³	Vкон, км ³	Zнач, м	Zкон, м	Zср, м	Zнб, м	Напор, м	Мощность, МВт	N раб, МВт
10:00	188,31	60	107,31	0	188,31	81	0,3000	0,000386	0,300	497,0000	496,99	497,00	448,17	48,32	80,08	80,08
11:00	169,08	60	88,08	0	169,08	81	0,2996	0,000317	0,299	496,99	496,99	496,99	448,08	48,41	72,03	72,03
12:00	107,50	60	26,50	0	107,50	81	0,2993	0,000095	0,299	496,99	496,98	496,99	447,76	48,73	46,10	46,10
13:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2992	-0,000076	0,299	496,98	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
14:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2993	-0,000076	0,299	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
15:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2994	-0,000076	0,299	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
16:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2994	-0,000076	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
17:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2995	-0,000076	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
18:00	139,36	60	58,36	0	139,36	81	0,2996	0,000210	0,299	496,99	496,99	496,99	447,93	48,56	59,55	59,55
19:00	165,30	60	84,30	0	165,30	81	0,2994	0,000303	0,299	496,99	496,98	496,98	448,06	48,42	70,43	70,43
20:00	77,08	60	-3,92	0	77,08	81	0,2991	-0,000014	0,299	496,98	496,98	496,98	447,57	48,91	33,18	33,18
21:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2991	-0,000076	0,299	496,98	496,98	496,98	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
22:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2992	-0,000076	0,299	496,98	496,98	496,98	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
23:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2992	-0,000076	0,299	496,98	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
0:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2993	-0,000076	0,299	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
1:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2994	-0,000076	0,299	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
2:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2995	-0,000076	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
3:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2995	-0,000076	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан. попуск
4:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2996	-0,000076	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,04	25,89	сан. попуск
5:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2997	-0,000076	0,300	496,99	497,00	496,99	447,46	49,04	25,89	сан. попуск
6:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2998	-0,000076	0,300	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан. попуск
7:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2998	-0,000076	0,300	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан. попуск
8:00	60	60	-21,00	0	60,00	81	0,2999	-0,000076	0,300	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан. попуск
9:00	127,15	60	46,15	0	127,15	81	0,3000	0,000166	0,300	497,00	497,00	497,00	447,87	48,63	54,41	54,41

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 - Сработка и наполнения водохранилища Февраль

t, ч	Q нб, м ³ /с	Q сан.попуск м ³ /с	Qвдхр, м ³ /с	Q х.сб, м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Q пол.быт, м ³ /с	Vнач, км ³	Vкон, км ³	Zнач, м	Zкон, м	Zср, м	Zнб, м	Напор, м	Мощность, МВт	N раб, МВт
9:00	185,79	60,00	99,79	0	185,79	86,00	0,300	0,300	497,00	496,99	497,00	448,16	48,34	79,03	79,03
10:00	180,53	60,00	94,53	0	180,53	86,00	0,300	0,299	496,99	496,99	496,99	448,14	48,35	76,82	76,82
11:00	176,95	60,00	90,95	0	176,95	86,00	0,299	0,299	496,99	496,98	496,98	448,12	48,36	75,31	75,31
12:00	78,15	60,00	-7,85	0	78,15	86,00	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	447,58	48,90	33,63	33,63
13:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	447,46	49,02	25,89	сан.попуск
14:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
15:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,299	496,98	496,99	496,98	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
16:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,299	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
17:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,299	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
18:00	102,92	60,00	16,92	0	102,92	86,00	0,299	0,299	496,99	496,99	496,99	447,73	48,76	44,16	44,16
19:00	188,36	60,00	102,36	0	188,36	86,00	0,299	0,299	496,99	496,98	496,98	448,17	48,31	80,08	80,08
20:00	121,57	60,00	35,57	0	121,57	86,00	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	447,84	48,64	52,04	52,04
21:00	53,50	60,00	-32,50	0	53,50	86,00	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	447,41	49,07	23,10	23,10
22:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
23:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
0:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,299	496,98	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
1:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,299	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
2:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,299	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
3:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,299	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
4:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,300	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,04	25,89	сан.попуск
5:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,300	0,300	496,99	497,00	496,99	447,46	49,04	25,89	сан.попуск
6:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,300	0,300	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан.попуск
7:00	60,00	60,00	-26,00	0	60,00	86,00	0,300	0,300	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан.попуск
8:00	84,14	60,00	-1,86	0	84,14	86,00	0,300	0,300	497,00	497,00	497,00	447,62	48,88	36,20	36,20

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3- Сработка и наполнение водохранилища Март

t, час	Qнб м³/с	Qсан попуск м³/с	Qвдхр м³/с	Qх.сб м³/с	QГЭС м³/с	Qпол.быт м³/с	Vнач Км³	dV Км³	Vкон Км³	Zнач м	Zкон м	Zср м	Zнб м	Напор М	Мощность МВт	N раб МВт
9:00	138,07	60,00	56,07	0,00	138,07	82,00	0,30	0,00020	0,300	497,00	497,00	497,00	447,93	48,57	59,01	59,01
10:00	152,50	60,00	70,50	0,00	152,50	82,00	0,300	0,00025	0,300	497,00	496,99	496,99	448,00	48,49	65,07	65,07
11:00	109,99	60,00	27,99	0,00	109,99	82,00	0,300	0,00010	0,299	496,99	496,99	496,99	447,77	48,72	47,15	47,15
12:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,299	-0,00008	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.пуск
13:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.пуск
14:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,04	25,89	сан.пуск
15:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	496,99	497,00	496,99	447,46	49,04	25,89	сан.пуск
16:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан.пуск
17:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан.пуск
18:00	66,05	60,00	-15,95	0,00	66,05	82,00	0,300	-0,00006	0,300	497,00	497,00	497,00	447,50	49,00	28,48	28,48
19:00	124,42	60,00	42,42	0,00	124,42	82,00	0,300	0,00015	0,300	497,00	497,00	497,00	447,85	48,64	53,26	53,26
20:00	152,49	60,00	70,49	0,00	152,49	82,00	0,300	0,00025	0,300	497,00	496,99	496,99	448,00	48,49	65,07	65,07
21:00	152,51	60,00	70,51	0,00	152,51	82,00	0,300	0,00025	0,299	496,99	496,99	496,99	448,00	48,49	65,07	65,07
22:00	93,50	60,00	11,50	0,00	93,50	82,00	0,299	0,00004	0,299	496,99	496,99	496,99	447,67	48,81	40,16	40,16
23:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,299	-0,00008	0,299	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.пуск
0:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,299	-0,00008	0,299	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.пуск
1:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,299	-0,00008	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.пуск
2:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.пуск
3:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	496,99	496,99	496,99	447,46	49,04	25,89	сан.пуск
4:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	496,99	497,00	496,99	447,46	49,04	25,89	сан.пуск
5:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан.пуск
6:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан.пуск
7:00	60,00	60,00	-22,00	0,00	60,00	82,00	0,300	-0,00008	0,300	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан.пуск
8:00	68,33	60,00	-13,67	0,00	68,33	82,00	0,300	-0,00005	0,30	497,00	497,00	497,00	447,51	48,99	29,46	29,46

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 - Сработка и наполнение водохранилища Апрель

t, час	Qнб м³/с	Qсан попуск м³/с	Qвдхр м³/с	Qх.сб м³/с	QГЭС м³/с	Qпол.б ыт м³/с	Vнач Км³	Vкон Км³	Zнач м	Zкон м	Zср м	Zнб м	Напор М	Мощно сть МВт	N раб МВт
7:00	196,96	60,00	22,96	8,50	188,46	174,00	0,30	0,30	497,00	497,00	497,00	448,21	48,29	80,08	80,08
8:00	196,97	60,00	22,97	8,50	188,47	174,00	0,30	0,30	497,00	497,00	497,00	448,21	48,29	80,08	80,08
9:00	196,97	60,00	22,97	8,50	188,47	174,00	0,30	0,30	497,00	497,00	497,00	448,21	48,29	80,08	80,08
10:00	196,98	60,00	22,98	8,50	188,48	174,00	0,30	0,30	497,00	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08
11:00	196,99	60,00	22,99	8,50	188,49	174,00	0,30	0,30	496,99	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08
12:00	196,99	60,00	22,99	8,50	188,49	174,00	0,30	0,30	496,99	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08
13:00	197,00	60,00	23,00	8,50	188,50	174,00	0,30	0,30	496,99	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08
14:00	197,01	60,00	23,01	8,50	188,51	174,00	0,30	0,30	496,99	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08
15:00	197,01	60,00	23,01	8,50	188,51	174,00	0,30	0,30	496,99	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08
16:00	197,02	60,00	23,02	8,50	188,52	174,00	0,30	0,30	496,99	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08
17:00	197,03	60,00	23,03	8,50	188,53	174,00	0,30	0,30	496,98	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08
18:00	197,03	60,00	23,03	8,50	188,53	174,00	0,30	0,30	496,98	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08
19:00	197,04	60,00	23,04	8,50	188,54	174,00	0,30	0,30	496,98	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08
20:00	197,04	60,00	23,04	8,50	188,54	174,00	0,30	0,30	496,98	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08
21:00	197,05	60,00	23,05	8,50	188,55	174,00	0,30	0,30	496,98	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08
22:00	197,06	60,00	23,06	8,50	188,56	174,00	0,30	0,30	496,98	496,97	496,97	448,21	48,26	80,08	80,08
23:00	197,06	60,00	23,06	8,50	188,56	174,00	0,30	0,30	496,97	496,97	496,97	448,21	48,26	80,08	80,08
0:00	197,07	60,00	23,07	8,50	188,57	174,00	0,30	0,30	496,97	496,97	496,97	448,21	48,26	80,08	80,08
1:00	68,86	60,00	-105,14	8,50	60,36	174,00	0,30	0,30	496,97	496,98	496,97	447,52	48,96	26,00	26,00
2:00	133,64	60,00	-40,36	8,50	125,14	174,00	0,30	0,30	496,98	496,98	496,98	447,90	48,58	53,49	53,49
3:00	96,61	60,00	-77,39	8,50	88,11	174,00	0,30	0,30	496,98	496,99	496,98	447,69	48,79	37,83	37,83
4:00	101,81	60,00	-72,19	8,50	93,31	174,00	0,30	0,30	496,99	496,99	496,99	447,72	48,77	40,04	40,04
5:00	60,00	60,00	-114,00	8,50	51,50	174,00	0,30	0,30	496,99	497,00	497,00	447,46	49,04	22,22	сан.по пуск
6:00	113,06	60,00	-60,94	8,50	104,56	174,00	0,30	0,30	497,00	497,00	497,00	447,79	48,71	44,82	44,82

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 - Сработка и наполнение водохранилища Сентябрь

t, час	Qнб м³/с	Qсан попуск м³/с	Qвдхр м³/с	Qх.сб м³/с	QГЭС м³/с	Qпол.быт м³/с	Vнач Км³	Vкон Км³	Zнач м	Zкон м	Zср м	Zнб м	Напор М	Мощность МВт	N раб МВт	t, час
8:00	197,45	60	18,45	9	188,45	179	0,30	0,300	497,00	497,00	497,00	448,21	48,29	80,08	80,08	1,92
9:00	197,45	60	18,45	9	188,45	179	0,300	0,300	497,00	497,00	497,00	448,21	48,29	80,08	80,08	1,92
10:00	197,46	60	18,46	9	188,46	179	0,300	0,300	497,00	497,00	497,00	448,21	48,28	80,08	80,08	1,92
11:00	197,46	60	18,46	9	188,46	179	0,300	0,300	497,00	496,99	497,00	448,21	48,28	80,08	80,08	1,92
12:00	197,47	60	18,47	9	188,47	179	0,300	0,300	496,99	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08	1,92
13:00	197,47	60	18,47	9	188,47	179	0,300	0,300	496,99	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08	1,92
14:00	197,48	60	18,48	9	188,48	179	0,300	0,300	496,99	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08	1,92
15:00	197,48	60	18,48	9	188,48	179	0,300	0,299	496,99	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08	1,92
16:00	197,49	60	18,49	9	188,49	179	0,299	0,299	496,99	496,99	496,99	448,21	48,28	80,08	80,08	1,92
17:00	197,50	60	18,50	9	188,50	179	0,299	0,299	496,99	496,99	496,99	448,21	48,27	80,08	80,08	1,92
18:00	197,50	60	18,50	9	188,50	179	0,299	0,299	496,99	496,99	496,99	448,21	48,27	80,08	80,08	1,92
19:00	197,51	60	18,51	9	188,51	179	0,299	0,299	496,99	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08	1,92
20:00	197,51	60	18,51	9	188,51	179	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08	1,92
21:00	197,52	60	18,52	9	188,52	179	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08	1,92
22:00	197,52	60	18,52	9	188,52	179	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08	1,92
23:00	197,53	60	18,53	9	188,53	179	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08	1,92
0:00	197,53	60	18,53	9	188,53	179	0,299	0,299	496,98	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08	1,92
1:00	69,33	60	-109,67	9	60,33	179	0,299	0,299	496,98	496,99	496,98	447,52	48,96	26,00	26,00	0,62
2:00	197,51	60	18,51	9	188,51	179	0,299	0,299	496,99	496,98	496,98	448,21	48,27	80,08	80,08	1,92
3:00	144,72	60	-34,28	9	135,72	179	0,299	0,299	496,98	496,99	496,99	447,96	48,52	57,95	57,95	1,39
4:00	133,78	60	-45,22	9	124,78	179	0,299	0,299	496,99	496,99	496,99	447,90	48,58	53,35	53,35	1,28
5:00	90,10	60	-88,90	9	81,10	179	0,299	0,300	496,99	497,00	496,99	447,65	48,84	34,85	34,85	0,84
6:00	124,74	60	-54,26	9	115,74	179	0,300	0,300	497,00	497,00	497,00	447,85	48,64	49,54	49,54	1,19
7:00	197,45	60	18,45	9	188,45	179	0,300	0,30	497,00	497,00	497,00	448,21	48,29	80,08	80,08	1,92

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 - Сработка и наполнение водохранилища Октябрь

t, час	Qнб м³/с	Qсан попуск м³/с	Qвдхр м³/с	Qх.сб м³/с	QГЭС м³/с	Qпол.быт м³/с	Vнач Км³	dV Км³	Vкон Км³	Знач м	Zкон м	Zср м	Знб м	Напор М	Мощность МВт	N раб МВт
6:00	188,30	60	12,30	0,00	188,30	176	0,300	0,00004	0,300	497,00	497,00	497,00	448,17	48,33	80,08	80,08
7:00	188,30	60	12,30	0,00	188,30	176	0,300	0,00004	0,300	497,00	497,00	497,00	448,17	48,33	80,08	80,08
8:00	188,31	60	12,31	0,00	188,31	176	0,300	0,00004	0,300	497,00	497,00	497,00	448,17	48,33	80,08	80,08
9:00	188,31	60	12,31	0,00	188,31	176	0,300	0,00004	0,300	497,00	497,00	497,00	448,17	48,32	80,08	80,08
10:00	188,31	60	12,31	0,00	188,31	176	0,300	0,00004	0,300	497,00	497,00	497,00	448,17	48,32	80,08	80,08
11:00	188,32	60	12,32	0,00	188,32	176	0,300	0,00004	0,300	497,00	496,99	497,00	448,17	48,32	80,08	80,08
12:00	188,32	60	12,32	0,00	188,32	176	0,300	0,00004	0,300	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
13:00	188,33	60	12,33	0,00	188,33	176	0,300	0,00004	0,300	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
14:00	188,33	60	12,33	0,00	188,33	176	0,300	0,00004	0,300	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
15:00	188,33	60	12,33	0,00	188,33	176	0,300	0,00004	0,300	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
16:00	188,34	60	12,34	0,00	188,34	176	0,300	0,00004	0,300	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
17:00	188,34	60	12,34	0,00	188,34	176	0,300	0,00004	0,299	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
18:00	188,34	60	12,34	0,00	188,34	176	0,299	0,00004	0,299	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
19:00	188,35	60	12,35	0,00	188,35	176	0,299	0,00004	0,299	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
20:00	188,35	60	12,35	0,00	188,35	176	0,299	0,00004	0,299	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
21:00	188,35	60	12,35	0,00	188,35	176	0,299	0,00004	0,299	496,99	496,99	496,99	448,17	48,31	80,08	80,08
22:00	188,36	60	12,36	0,00	188,36	176	0,299	0,00004	0,299	496,99	496,99	496,99	448,17	48,31	80,08	80,08
23:00	188,36	60	12,36	0,00	188,36	176	0,299	0,00004	0,299	496,99	496,98	496,98	448,17	48,31	80,08	80,08
0:00	188,36	60	12,36	0,00	188,36	176	0,299	0,00004	0,299	496,98	496,98	496,98	448,17	48,31	80,08	80,08
1:00	171,39	60	-4,61	0,00	171,39	176	0,299	-0,00002	0,299	496,98	496,98	496,98	448,09	48,39	72,98	72,98
2:00	124,63	60	-51,37	0,00	124,63	176	0,299	-0,00018	0,299	496,98	496,99	496,99	447,85	48,63	53,33	53,34
3:00	107,45	60	-68,55	0,00	107,45	176	0,299	-0,00025	0,300	496,99	496,99	496,99	447,76	48,73	46,08	46,08
4:00	73,28	60	-102,72	0,00	73,28	176	0,300	-0,00037	0,300	496,99	497,00	497,00	447,55	48,95	31,56	31,57
5:00	156,97	60	-19,03	0,00	156,97	176	0,300	-0,00007	0,300	497,00	497,00	497,00	448,02	48,48	66,96	66,96

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 - Сработка и наполнение водохранилища Ноябрь

t, час	Qнб м³/с	Qсан попуск м³/с	Qвдхр м³/с	Qх.сб м³/с	QГЭС м³/с	Qпол.быт м³/с	Vнач Км³	Vкон Км³	Zнач м	Zкон м	Zср м	Zнб м	Напор М	Мощность МВт	N раб МВт
10:00	188,30	60	75,30	0,00	188,30	113	0,30	0,3	497,00	496,99	497,00	448,17	48,33	80,08	80,08
11:00	188,32	60	75,32	0,00	188,32	113	0,30	0,3	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
12:00	136,19	60	23,19	0,00	136,19	113	0,30	0,3	496,99	496,99	496,99	447,92	48,57	58,21	58,21
13:00	125,90	60	12,90	0,00	125,90	113	0,30	0,3	496,99	496,99	496,99	447,86	48,63	53,87	53,87
14:00	116,89	60	3,89	0,00	116,89	113	0,30	0,3	496,99	496,99	496,99	447,81	48,68	50,07	50,07
15:00	110,61	60	-2,39	0,00	110,61	113	0,30	0,3	496,99	496,99	496,99	447,78	48,71	47,41	47,41
16:00	152,19	60	39,19	0,00	152,19	113	0,30	0,3	496,99	496,98	496,99	448,00	48,49	64,94	64,94
17:00	188,37	60	75,37	0,00	188,37	113	0,30	0,3	496,98	496,98	496,98	448,17	48,31	80,08	80,08
18:00	188,39	60	75,39	0,00	188,39	113	0,30	0,3	496,98	496,97	496,98	448,17	48,30	80,08	80,08
19:00	188,41	60	75,41	0,00	188,41	113	0,30	0,3	496,97	496,97	496,97	448,17	48,30	80,08	80,08
20:00	188,43	60	75,43	0,00	188,43	113	0,30	0,3	496,97	496,96	496,97	448,17	48,29	80,08	80,08
21:00	168,74	60	55,74	0,00	168,74	113	0,30	0,3	496,96	496,96	496,96	448,08	48,38	71,84	71,84
22:00	62,36	60	-50,64	0,00	62,36	113	0,30	0,3	496,96	496,96	496,96	447,47	48,99	26,88	26,88
23:00	60,00	60	-53,00	0,00	60,00	113	0,30	0,3	496,96	496,97	496,96	447,46	49,01	25,88	сан.пуск
0:00	60,00	60	-53,00	0,00	60,00	113	0,30	0,3	496,97	496,97	496,97	447,46	49,01	25,88	сан.пуск
1:00	60,00	60	-53,00	0,00	60,00	113	0,30	0,3	496,97	496,97	496,97	447,46	49,02	25,88	сан.пуск
2:00	60,00	60	-53,00	0,00	60,00	113	0,30	0,3	496,97	496,98	496,98	447,46	49,02	25,88	сан.пуск
3:00	60,00	60	-53,00	0,00	60,00	113	0,30	0,3	496,98	496,98	496,98	447,46	49,02	25,88	сан.пуск
4:00	60,00	60	-53,00	0,00	60,00	113	0,30	0,3	496,98	496,98	496,98	447,46	49,03	25,89	сан.пуск
5:00	60,00	60	-53,00	0,00	60,00	113	0,30	0,3	496,98	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.пуск
6:00	60,00	60	-53,00	0,00	60,00	113	0,30	0,3	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.пуск
7:00	60,00	60	-53,00	0,00	60,00	113	0,30	0,3	496,99	497,00	496,99	447,46	49,04	25,89	сан.пуск
8:00	64,38	60	-48,62	0,00	64,38	113	0,30	0,3	497,00	497,00	497,00	447,49	49,01	27,77	27,77
9:00	167,98	60	54,98	0,00	167,98	113	0,30	0,30	497,00	497,00	497,00	448,08	48,42	71,57	71,57

Окончание приложения Б

Таблица Б.8 - Сработка и наполнение водохранилища Декабрь

t, час	Qнб м³/с	Qсан попуск м³/с	Qвдхр м³/с	Qх.сб м³/с	QГЭС м³/с	Qпол.быт м³/с	Vнач Км³	dV Км³	Vкон Км³	Знач м	Zкон м	Zср м	Zнб м	Напор М	Мощность МВт	N раб МВт
17:00	188,32	60,00	93,32	0,00	188,32	95,00	0,30	0,000	0,30	497,00	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
18:00	188,34	60,00	93,34	0,00	188,34	95,00	0,30	0,000	0,30	496,99	496,99	496,99	448,17	48,32	80,08	80,08
19:00	122,79	60,00	27,79	0,00	122,79	95,00	0,30	0,000	0,30	496,99	496,98	496,98	447,84	48,64	52,56	52,55
20:00	84,96	60,00	-10,04	0,00	84,96	95,00	0,30	0,000	0,30	496,98	496,99	496,99	447,62	48,87	36,54	36,54
21:00	86,21	60,00	-8,79	0,00	86,21	95,00	0,30	0,000	0,30	496,99	496,99	496,99	447,63	48,86	37,07	37,07
22:00	66,69	60,00	-28,31	0,00	66,69	95,00	0,30	0,000	0,30	496,99	496,99	496,99	447,50	48,99	28,75	28,75
23:00	95,79	60,00	0,79	0,00	95,79	95,00	0,30	0,000	0,30	496,99	496,99	496,99	447,69	48,80	41,14	41,14
0:00	152,21	60,00	57,21	0,00	152,21	95,00	0,30	0,000	0,30	496,99	496,98	496,98	448,00	48,48	64,94	64,94
1:00	188,37	60,00	93,37	0,00	188,37	95,00	0,30	0,000	0,30	496,98	496,98	496,98	448,17	48,31	80,08	80,08
2:00	188,41	60,00	93,41	0,00	188,41	95,00	0,30	0,000	0,30	496,98	496,97	496,97	448,17	48,30	80,08	80,08
3:00	96,45	60,00	1,45	0,00	96,45	95,00	0,30	0,000	0,30	496,97	496,97	496,97	447,69	48,78	41,40	41,40
4:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	496,97	496,97	496,97	447,46	49,01	25,88	сан.попуск
5:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	496,97	496,98	496,98	447,46	49,02	25,88	сан.попуск
6:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	496,98	496,98	496,98	447,46	49,02	25,88	сан.попуск
7:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	496,98	496,98	496,98	447,46	49,02	25,88	сан.попуск
8:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	496,98	496,98	496,98	447,46	49,02	25,88	сан.попуск
9:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	496,98	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
10:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
11:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
12:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	496,99	496,99	496,99	447,46	49,03	25,89	сан.попуск
13:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	496,99	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан.попуск
14:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан.попуск
15:00	60,00	60,00	-35,00	0,00	60,00	95,00	0,30	0,000	0,30	497,00	497,00	497,00	447,46	49,04	25,89	сан.попуск
16:00	162,92	60,00	67,92	0,00	162,92	95,00	0,30	0,000	0,30	497,00	497,00	497,00	448,05	48,45	69,46	69,46

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ГИДРОТУРБИННОЕ, ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЕ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

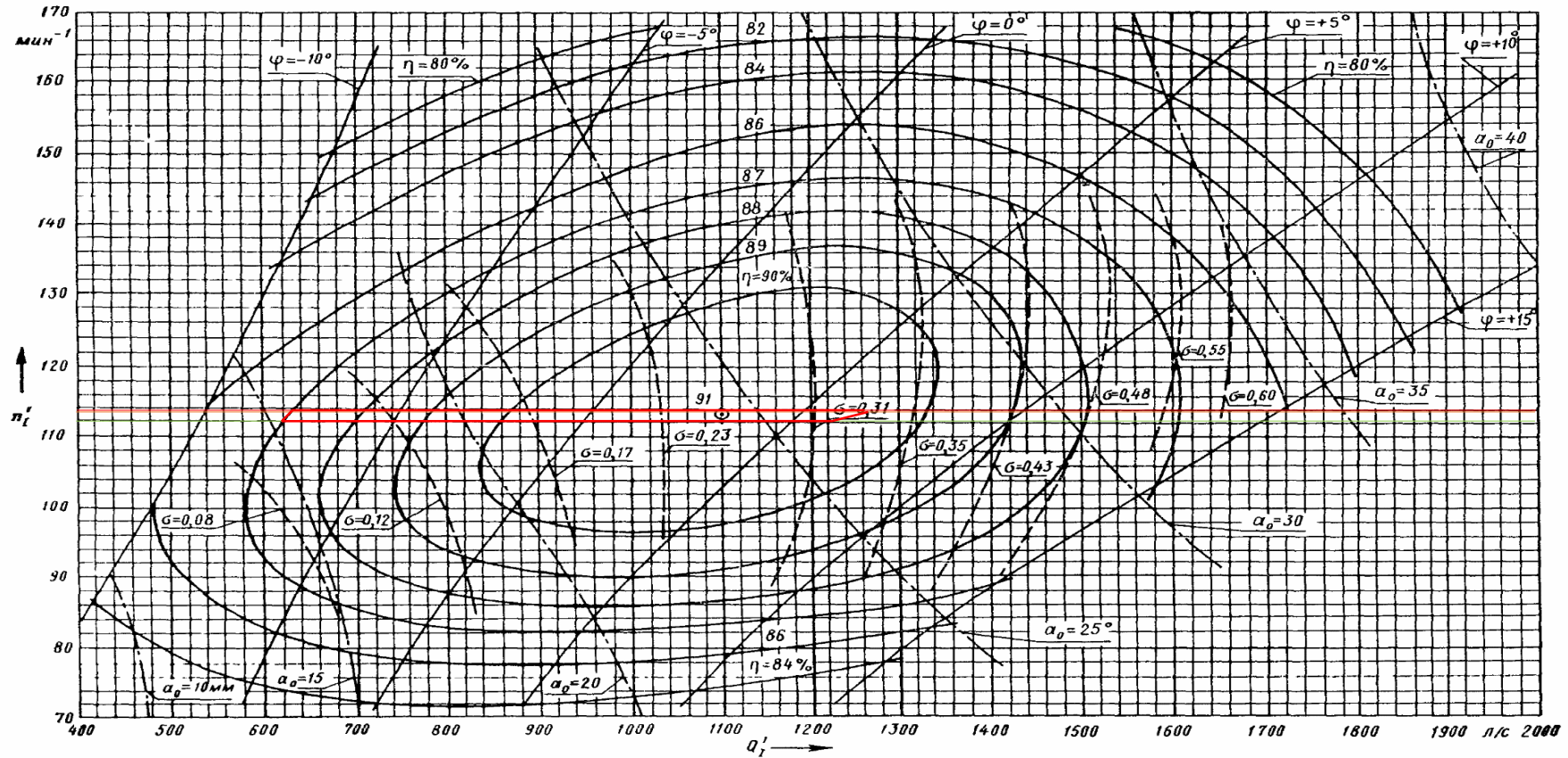


Рисунок В.1- Зона работы гидротурбины ПЛД50-В60-375

Продолжение приложения В

Таблица В.1 – Параметры турбины ПЛ50-В

ПЛ50-В	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
D1	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3
КПД г	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N' агр	32167,81	35934,27	41281,98	45537,19	51536,87	57909,34	64654,78	73611,27	83151,01	93274,25	103981,24	115272,19	129592,46
z' шт	3,14	2,81	2,45	2,22	1,96	1,74	1,56	1,37	1,21	1,08	0,97	0,88	0,78
Z a	4,00	3,00	3,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00
N агр	25250,00	33666,67	33666,67	33666,67	50500,00	50500,00	50500,00	50500,00	50500,00	50500,00	101000,00	101000,00	101000,00
d1	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05
n' с	309,49	293,00	273,57	260,61	245,13	231,39	219,11	205,48	193,46	182,76	173,19	164,57	155,30
n синх	333,30	300,00	300,00	300,00	350,00	250,00	230,80	214,30	200,00	187,50	187,50	166,70	166,70
n' max	123,72	117,63	125,98	132,25	164,03	124,12	121,01	119,81	118,77	117,86	124,38	116,37	123,32
n' расч	124,92	118,77	127,21	133,53	165,63	125,33	122,19	120,98	119,92	119,01	125,59	117,50	124,52
n' min	124,95	118,80	127,23	133,56	165,66	125,36	122,21	121,00	119,95	119,03	125,61	117,53	124,54
Q кпд расч	1,14	1,37	1,19	1,08	1,43	1,28	1,14	1,00	0,89	0,79	1,42	1,29	1,14
Q кпд max	1,11	1,33	1,16	1,05	1,39	1,24	1,11	0,98	0,86	0,77	1,38	1,25	1,11
Q'расч	1,24	1,48	1,29	1,17	1,55	1,38	1,24	1,09	0,96	0,86	1,54	1,39	1,23
Q'max	1,21	1,44	1,25	1,14	1,51	1,34	1,20	1,06	0,93	0,83	1,49	1,35	1,20

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Параметры турбины ПЛД50-В

ПЛД-В50	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
D1	2,80	3,00	3,15	3,35	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30
КПД т	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
N' agr	39558,94	45456,32	50149,70	56768,22	63799,16	71242,77	81127,90	91658,55	102835,06	114657,78	127127,02	142943,93
z' шт	2,55	2,22	2,01	1,78	1,58	1,42	1,24	1,10	0,98	0,88	0,79	0,71
Z a	3,00	3,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00
N agr	33666,67	33666,67	33666,67	50500,00	50500,00	50500,00	50500,00	50500,00	101000,00	101000,00	101000,00	101000,00
d1	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n' с	286,25	267,29	254,65	239,55	226,14	214,16	200,86	189,12	178,68	169,34	160,92	151,87
n синх	300,00	300,00	300,00	250,00	230,80	214,30	214,30	200,00	187,50	187,50	166,70	166,70
n' max	117,29	125,61	131,84	116,79	114,22	111,98	119,40	118,35	117,44	123,92	115,93	122,84
n' расч	118,43	126,83	133,12	117,93	115,33	113,07	120,56	119,50	118,58	125,12	117,06	124,04
n' min	118,45	126,85	133,15	117,95	115,35	113,10	120,58	119,52	118,60	125,15	117,08	124,06
Q кпд расч	1,37	1,19	1,08	1,43	1,28	1,14	1,00	0,89	1,59	1,42	1,29	1,14
Q кпд max	1,33	1,16	1,05	1,39	1,24	1,11	0,98	0,86	1,54	1,38	1,25	1,11
Q'расч	1,52	1,32	1,20	1,58	1,41	1,26	1,11	0,98	1,75	1,57	1,42	1,26
Q'max	1,47	1,28	1,16	1,54	1,37	1,23	1,08	0,95	1,70	1,52	1,37	1,22

Окончание приложения В

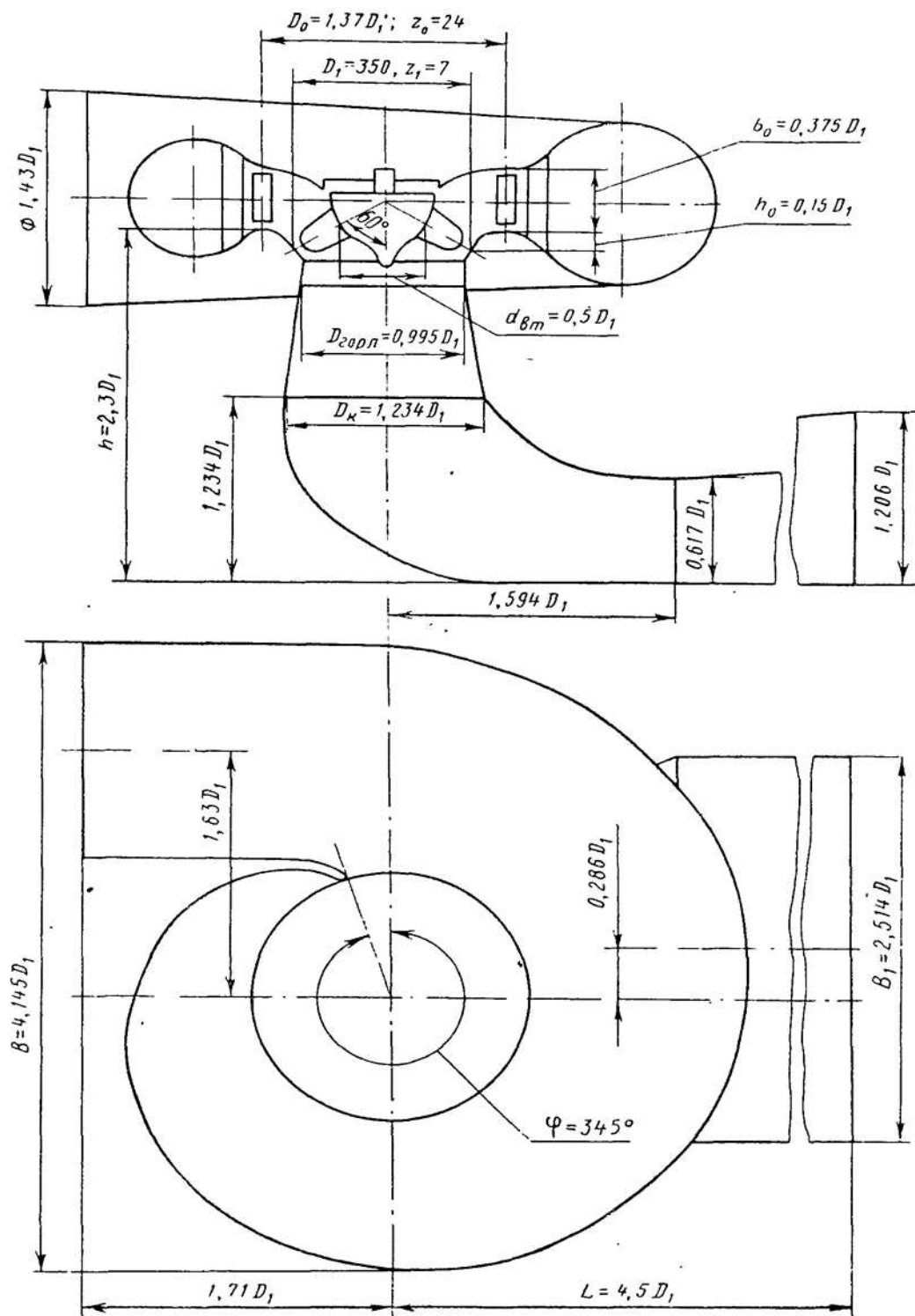


Рисунок В.2 - Проточная часть модели ПДЛ50

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{СР.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,68 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,5 \cdot I_H$	2,26 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,8 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{СР2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{СР1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,68 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,22 \cdot I_H$	0,99 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,85А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,99 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	6,9 А
		ПУСК	$U_{СР}$	$0,66 \cdot U_{НОМ}$	69,32 В
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,065	0,4 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,23	1,2 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,11 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,25 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	10,4 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-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение						
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+		
ЗЗГ	U_0	t_1					+
		t_2	+	+	+		
	U_0	t	+	+	+		
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+			
		2 ступень t_2	+	+			
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО					+
		ИО		+	+		
		ОТС I	t_1				
			t_2				+
t_3	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО					+
		ИО		+	+		
		ОТС	t_1				
			t_2				+
t_3	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+
			t_2	+	+	+	
		2 ступень	t_1				+
			t_2	+	+		
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО					+
		ИО		+	+		
		Отсечка		+	+		

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

КОМПОНОВКА И СООРУЖЕНИЯ ГИДРОУЗЛА

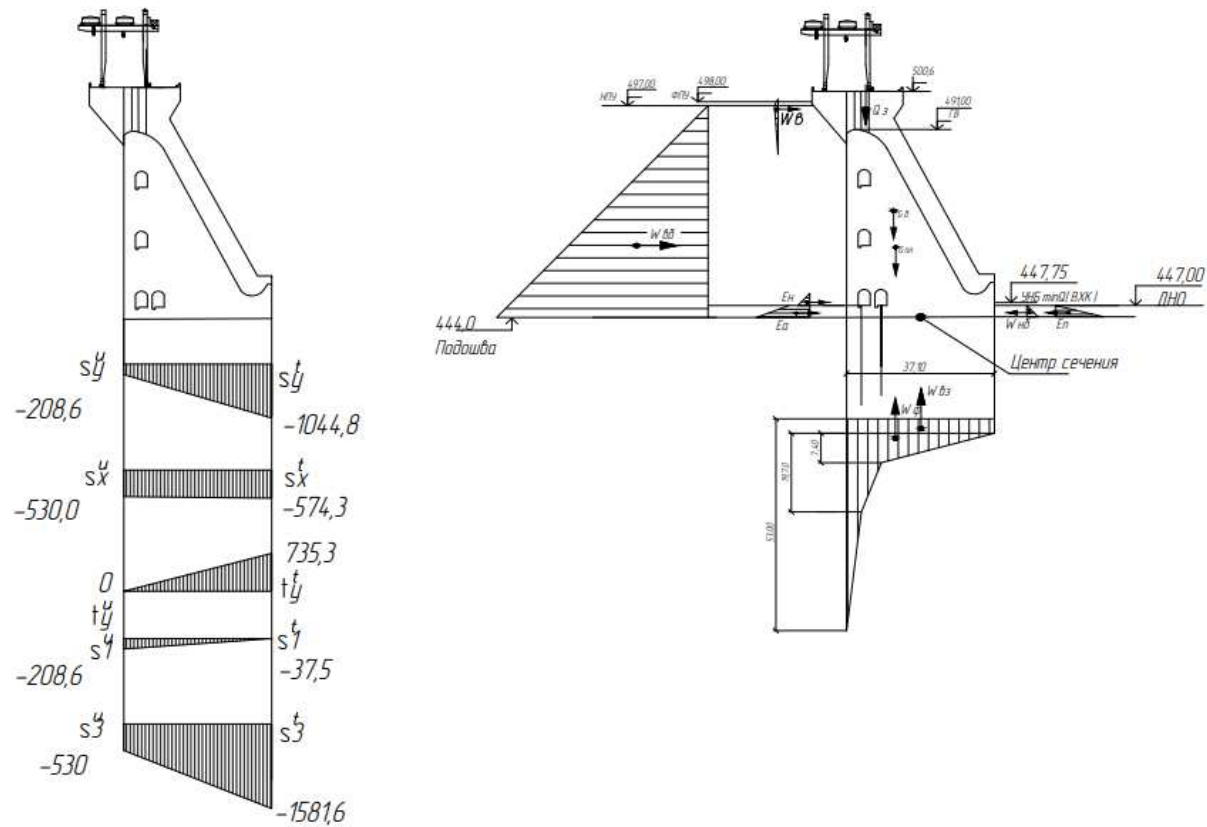



Рисунок Д.1- Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий

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

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

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

« 03 » 04 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АЛТАЙСКОЙ ГЭС-2 НА РЕКЕ КАТУНЬ. СИСТЕМЫ
СМАЗКИ И ОХЛАЖДЕНИЯ УЗЛОВ ГА, ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ И
КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ.
тема

Руководитель  03.04.2020
подпись, дата
Доцент кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенского филиала
Сибирского Федерального
Университета
должность, ученая степень

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник  20.06.2020
подпись, дата

А.В. Авдеев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алтайской ГЭС-2 на реке Катунь. Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения».

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