



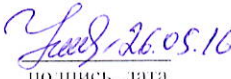
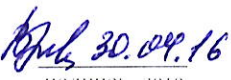
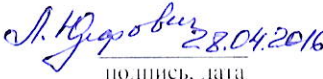



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Елогуйской ГЭС на реке Елогуй. Внутренние помещения и проходы в бетонных напорных сооружениях гидроузла».

Консультанты по
разделам:

Общая часть	 подпись, дата	<u>А.В.Масленникова</u> инициалы, фамилия
Водноэнергетические расчёты	 подпись, дата	<u>Е.Ю.Затеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	<u>А.В.Масленникова</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	 подпись, дата	<u>Л.С.Пермякова</u> инициалы, фамилия
Организация и производство Гидротехнических работ	 подпись, дата	<u>Н.П.Ульянова</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	<u>В.В.Лапасова</u> инициалы, фамилия
Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды	 подпись, дата	<u>Е.В.Юзефович</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	 подпись, дата	<u>А.А.Чабанова</u> инициалы, фамилия

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

ОТЗЫВ

Руководителя Кириченко В.В. старшего преподавателя Саяно –
Шушенского филиала Сибирского федерального университета

на ВКР Куклина Вячеслава Викторовича в форме БР «Проектирование Елогуйской
ГЭС на реке Елогуй. Внутренние помещения и проходы в бетонных напорных
сооружениях гидроузла»

ВКР, выполненная на тему «Проектирование Елогуйской ГЭС на реке
Елогуй. Внутренние помещения и проходы в бетонных напорных сооружениях
гидроузла», содержит разделы: общая часть; водно – энергетические расчеты;
гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование;
компоновка и сооружения гидроузла; организация и производство
гидротехнических работ; охрана окружающей среды, пожарная безопасность;
техничко-экономические показатели; внутренние помещения и проходы в
бетонных напорных сооружениях гидроузла.

Проект представлен на 141 листе пояснительной записки и 14 листах
чертежей. По содержанию разделов, глубине проработки и расчётному материалу
соответствует требованиям к выпускной квалификационной работе.

В работе выполнены технический анализ, в которых было доказано, что
данный проект технически может быть реализован.

Следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность
изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над дипломным проектом В.В.Куклин показал
хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к
выполнению проекта.

В целом бакалаврская работа «Проектирование Елогуйской ГЭС на реке
Елогуй. Внутренние помещения и проходы в бетонных напорных сооружениях
гидроузла» заслуживает оценки «отлично», а разработчик Куклин В.В.
присвоения квалификации «бакалавр».

Дата 14.06.2016


(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Елогуйской ГЭС	
Введение.....	
1 Общая часть.....	
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат	9
1.1.2 Гидрологические данные.....	9
1.1.3 Инженерно – геологические условия.....	11
1.1.4 Сейсмические условия	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района.....	11
2Водноэнергетические расчёты.....	
2.1 Регулирование стока воды.....	13
2.1.1 Исходные данные	13
2.1.2 Определение максимального расчетного расхода	14
2.1.3 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе	16
2.1.4 Определение типа регулирования	19
2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов	20
2.2.1 Расчет мощности ГЭС без регулирования (по бытовому стоку)	20
2.2.2 Расчет мощности ГЭС по требованиям ВХК	21
2.2.3 Перераспределение стока полноводного периода на зимний период ..	24
2.2.4 ВЭР по условиям маловодного года.....	25
2.2.5 ВЭР по условиям средневодного года	27
2.3 Баланс мощности и энергии	28
2.3.1 Баланс энергии.....	28
2.3.2 Баланс мощности	28
3 Основное и вспомогательное оборудование	
3.1 Выбор числа и типа агрегатов.....	30
3.1.1 Построение режимного поля.....	30
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	32
3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	37
3.2 Гидротурбина и её проточная часть	40
3.2.1 Расчет и построение бетонной спиральной камеры	40
3.2.2 Расчет отсасывающей трубы.....	43
3.3 Гидрогенератор.....	47
3.3.1 Определение параметров и размеров гидрогенератора.....	47
3.3.2 Определение геометрических размеров машинного зала.....	51
3.4 Подъёмно – транспортное оборудование	51
4 Компоновка и сооружения гидроузла	
4.1 Компоновка гидроузла.....	52
4.2 Проектирование бетонной водосливной плотины.....	52

4.2.1	Определение отметки гребня плотины	52
4.3	Гидравлические расчёты	58
4.3.1	Определение ширины водосливного фронта	58
4.3.2	Определение отметки гребня водослива.....	59
4.3.3	Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае.....	61
4.3.4	Построение профиля водосливной плотины по координатам Кригера-Офицера.....	62
4.3.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	62
4.3.6	Гашение энергии с помощью отброшенной струи.....	64
4.4	Конструирование плотины.....	66
4.4.1	Определение ширины подошвы плотины.....	67
4.4.2	Разрезка бетонных плотин швами	67
4.4.3	Быки	68
4.4.4	Устои.....	69
4.4.5	Галереи в теле плотины	70
4.5	Конструирование отдельных элементов подземного контура	70
4.5.1	Противофильтрационная завеса	70
4.5.2	Дренажные устройства в основании	71
4.5.3	Дренаж тела плотины.....	71
4.6	Фильтрационные расчёты подземного контура.....	71
4.6.1	Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании	71
4.7	Определение основных нагрузок на плотину	74
4.7.1	Вес сооружения и механизмов.....	74
4.7.2	Сила гидростатического давления воды.....	76
4.7.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	77
4.7.4	Сила фильтрационного давления.....	78
4.7.5	Давление грунта.....	78
4.7.6	Волновое давление	80
4.8	Оценка прочности плотины	82
4.9	Критерии прочности плотины	85
4.10	Обоснование устойчивости плотины	87
4.11	Проектирование грунтовой плотины	88
4.11.1	Расчёт кривой депрессии	89
4.11.2	Оценка фильтрационной прочности ядра.....	90
4.11.3	Расчёт устойчивости низового откоса методом круглоцилиндрической поверхности скольжения	91
5	Организация и производство гидротехнических работ	
5.1	Определение этапов строительства.....	93
5.1.1	Объёмы работ на каждом этапе	94
5.1.2	Пропуск строительных расходов через донные отверстия.....	94
5.1.3	Механизмы при производстве основных видов работ	95
5.1.4	Строительный генеральный план	96

5.2 Рабочие процессы основных работ	96
6 Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды	
6.1 Охрана труда.....	100
6.2 Противопожарная безопасность	103
6.3 Мероприятия по охране окружающей среды	105
7 Техничко – экономические показатели	
7.1 Расчёт себестоимости электроэнергии	110
7.1.1 Оценка объемов продаж	110
7.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	111
7.2 Удельные показатели	113
7.2.1 Налоговые расходы	113
7.2.2 Оценка объемов прибыли	113
7.3 Экономическая эффективность строительства	114
7.3.1 Коммерческая эффективность	114
7.3.2 Бюджетная эффективность	115
7.3.3 Анализ чувствительности	115
8 Внутренние помещения и проходы в бетонных напорных сооружениях гидроузла.....	
Заключение	
Список использованных источников	
Приложения А – Г	125

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЕЛОГУЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Елогуй;
2. Местонахождение ГЭС Красноярский край;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 562 м³/с;
 - б) всех турбин 1220 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 5% 3543 м³/с;
0,1% 4529 м³/с;
0,01% 4982 м³/с;
 - г) минимальный 172 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 60,00 м;
ФПУ 61,00 м;
УМО 48,00 м;
 - в) объемы:
полный 10,92 км³;
полезный 8,00 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 49,2 м;
 - б) расчетный 40,8 м;
 - в) минимальный 36,0 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 435 МВт;
гарантированная 430 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 8,3 млрд. кВт·ч;
8. Грунтовая плотина (общая длина)
 - а) левобережная каменно-набросная 430 м;
9. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая 110,0 м / 52,6 м;
 - б) стационарная 116,0 м / 56,6 м;
 - в) глухая сопрягающая водосливную и стационарную 24,0 м / 56,6 м;
 - г) водосливная 165,0 м / 56,6 м;
 - г) левобережная стенка 124,0 м / 56,6 м;
10. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 6 отверстий 24×6;
 - в) общая длина 165 м;
 - г) максимальная высота 56,6 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;

- б) число агрегатов 6;
- б) грунты в основании диориты;
- г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов 15,0 м;

12. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ50-В-530;
- б) тип генератора СВ-930/190-42;
- в) мощность генератора 89,5 МВт;
- г) частота вращения 142,8 об/мин;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) сметная стоимость ГУ 8,70 млрд. руб.;
- б) удельные показатели 17434 руб./кВт;
- в) себестоимость энергии 30 коп/кВт·ч;
- г) срок окупаемости 5,7 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире. Энергию рек используют Китай, РФ, Бразилия, Канада, Индия, США. Гидроресурсы России оцениваются сегодня без малого в 900 млрд. кВт·ч, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам, этот показатель в нашей стране немногим превышает 20 %, в то время как в США и Канаде составляет 50-55 %, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60 % до 90 %. Гидропотенциал России используется на 50 % в европейской части, на 20% в Сибири и всего лишь на 3 % - на Дальнем Востоке.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз, то есть на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционно привлекательная отрасль народного хозяйства.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

1 Общая часть

Елогуй – река западной части Красноярского края. Является левым притоком Енисея и впадает в него в 500 км от устья. Длина реки 460 км. Площадь бассейна 10510 км². Исток находится в месте слияния Правого и Левого Елогуя в Красноярском крае.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Рассматриваемая территория относится к IV климатическому району. Климат резко-континентальный с продолжительной морозной зимой и жарким летом. Зима на территории края начинается в конце октября — начале октября, с момента перехода температуры воздуха через 0 °С. Самая низкая средне-месячная температура воздуха наблюдается в январе: –25,4°С. Абсолютный минимум температуры составляет –46 °С. За зиму выпадают около 60 % годовой нормы осадков. Устойчивый снежный покров устанавливается во второй декаде ноября. В среднем за зиму бывает 30 дней с метелью. Зима заканчивается в первой половине мая, с устойчивым переходом температуры через ноль градусов. Продолжительность зимы 7 месяцев. Лето начинается с первой декады июня с переходом средней суточной температуры через 10 °С. Самый тёплый месяц года — июль, когда средняя месячная температура воздуха достигает 16,5 °С. Абсолютный максимум температуры: +35,5 °С. Абсолютный минимум температуры: 0 °С. Продолжительность лета 5 месяцев. Годовая сумма осадков 598 мм. Среднемесячные температуры представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура	–25,4	–23,1	–15,1	–7,9	1,3	11,4	16,5	13,1	5,6	–3	–18,6	–23,9

1.1.2 Гидрологические данные

Длина реки 460 км. Площадь бассейна 10510 км². Тип питания реки смешанный с преобладанием снегового. На период половодья приходится 52% годового стока. Водная система: Елогуй → Енисей → Карское море.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Тавда за период 1936-2013 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 562 \cdot 31536000 = 17,72 \text{ км}^3 \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;

t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}, \text{м}$	$W, \text{км}^3$	$Z_{НБ}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
50	2,85	10,0	0	10,0	0
51	3,08	10,6	350	10,5	500
52	3,51	11,2	700	11,1	1000
53	4,01	11,8	1050	11,7	1500
54	4,63	12,3	1400	12,2	2000
55	5,23	13,0	2100	13,0	3000
56	6,06	13,6	2800	13,6	4000
57	7,09	14,0	3500	14,0	5000
58	8,23	14,3	4200	14,3	6000
59	9,54	14,5	4900	14,5	7000
60	10,92	14,7	5600	14,7	8000

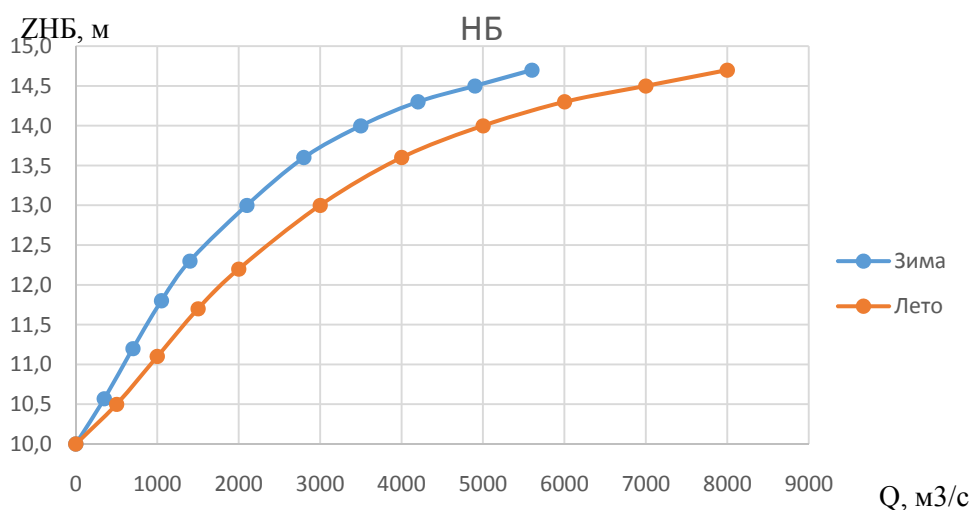


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

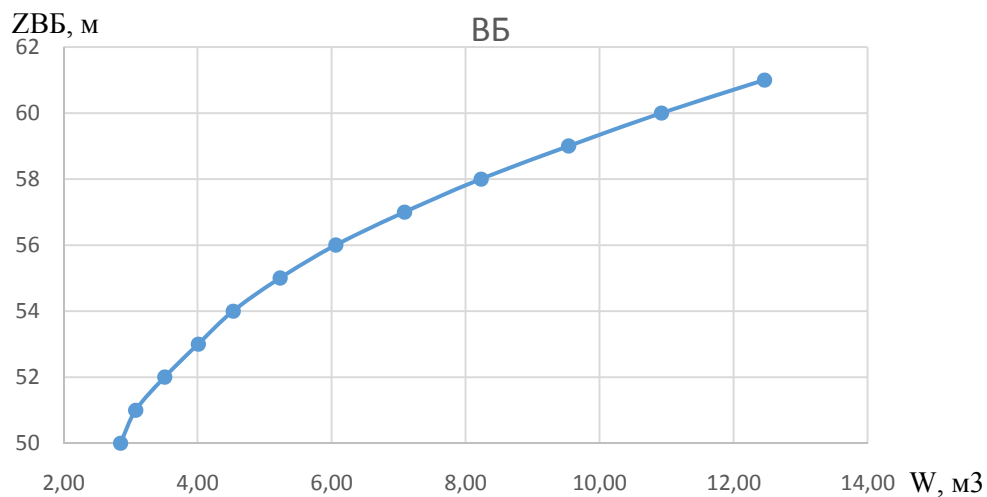


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно – геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Елогуйской ГЭС нет зон тектонического контакта. Геология створа: система – позднесилурийская.

В основании реки Елогуй – скальные породы: диориты. Диориты отличаются высокой прочностью на сжатие: 150 - 280 МПа и имеют плотность 2720-2920 кг/м³, пористость 2,91%.

Диоритные породы, как правило, имеют высокую вязкость, соответственно, для этого минерала характерна незначительная хрупкость. Он отличается высокой сопротивляемостью ударной нагрузке.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Елогуйской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 5 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1936 по 2016 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке Елогуйской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 5 баллов.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Сибири, представлена в таблице 1.3 и на рисунке 1.3.

Таблица 1.3 – Структура установленной мощности электрических станций энергосистемы

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля от установленной мощности энергосистемы, %
ГЭС	25276,4	44,2
ТЭС	26516,7	50,8
Итого	51793,1	100

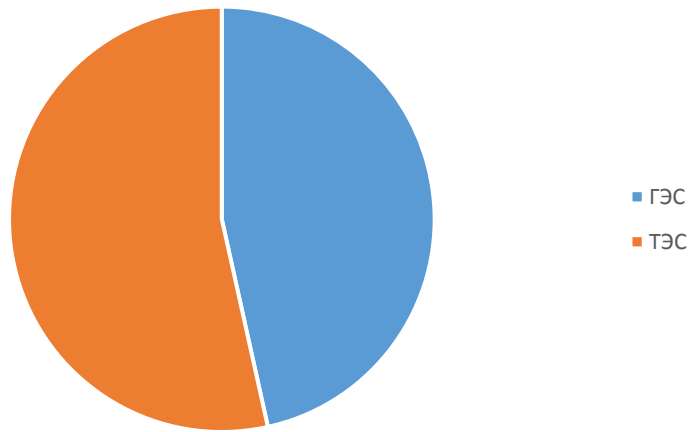


Рисунок 1.3 – Структура установленной мощности электрических станций

2 Водноэнергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:
 - 1.1 Энергосистема Сибирь
 - 1.2 Резервы: нагрузочный резерв системы 1%, аварийный резерв системы 6%.
2. Схема использования реки: одиночная ГЭС
3. Координаты уровней в верхнем бьефе и объемов, представленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты уровней в верхнем бьефе и объемов Елогуйского водохранилища.

Zвб, м	V, км ³
50	2,85
51	3,08
52	3,51
53	4,00
54	4,62
55	5,23
56	6,06
57	7,08
58	8,22
59	9,54
60	10,92
61	12,46

4. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе, представленные в таблице 2.2.

Таблица 2.2–Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла.

Qнб, м ³ /с	Zнб, м
0	10,0
500	10,5
1000	11,0
1500	11,6
2000	12,2
3000	13,0
4000	13,5
5000	14,0
6000	14,3
7000	14,5
8000	14,7

5. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней НБ 0,7.
6. Требования ВХК и потери воды представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Требования участников ВХК, и потери воды.

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Испарение	-	-	-	-	80	193	151	96	-	-	-	-

7. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$
8. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,65$ м
9. НПУ Елогуйской ГЭС 60 м.
10. Гидрологический ряд наблюдений р.Елогуй в створе Елогуйской ГЭС за период 1937-38/88-89 гг. представлен в приложении А.

2.1.2 Определение максимального расчетного расхода

Расход воды заданной обеспеченностью найдем по формуле:

$$Q_{P\%} = (\varphi_{P\%} \cdot C_v + 1) \cdot Q_{\text{ср.год}}, \quad (2.1)$$

где $\varphi_{P\%}$ - коэффициент отклонения ординат кривой обеспеченности среднеполоводных расходов от середины, определяемый в зависимости от коэффициента асимметрии C_s ;

C_v - коэффициент вариации;

$Q_{\text{ср.год}}$ - среднее значение паводковых расходов.

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k_i - 1)^2}{n}}, \quad (2.2)$$

где k_i - модульный коэффициент, который определяется по формуле:

$$k_i = \frac{Q_{\text{ср.}i}}{Q_{\text{ср.}max}}. \quad (2.3)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле:

$$C_s = \frac{\sum(k - 1)^3}{C_v^3 \cdot n}. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка коэффициента вариации: $c_v = 0,22$;

$$\delta_{c_v} = \pm \frac{\sqrt{1 + 3 \cdot C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1 + 3 \cdot 0,22^2}}{\sqrt{2(51-1)}} = 33,9\%, \quad (2.5)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка коэффициента вариации: $c_s = 0,23$;

$$\delta_{c_s} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,22^2 + 5 \cdot 0,22^4)}{51}}}{0,23} = 170,2\%. \quad (2.6)$$

Принимаем коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов равным:

$$C_s = 2 \cdot C_v = 2 \cdot 0,22 = 0,44. \quad (2.7)$$

Зная величины $Q_{cp} = 2563$ м³/с, $C_v = 0,22$, $C_s = 0,44$ вычислим теоретическую кривую обеспеченности средних годовых расходов воды.

Расход для 0,01 обеспеченности рассчитан с учетом гарантийной поправки $\Delta Q = 513$ м³/с.

Результаты расчета представлены в таблице 2.4. Кривая обеспеченности представлена на рисунке 2.1.

Таблица 2.4–

Вычисление теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов воды

p, %	0,01	0,1	1	5	10	20	30
Ф	4,22	3,43	2,48	1,71	1,3	0,83	0,5
M _s	0,94	0,77	0,55	0,38	0,29	0,19	0,11
K _s	1,94	1,77	1,55	1,38	1,29	1,19	1,11
Q	4982	4529	3985	3543	3308	3039	2850

Окончание таблицы 2.4

p, %	40	50	60	70	80	90	99,9
Ф	0,22	-0,035	-0,28	-0,55	-0,85	-1,26	-2,75
M _s	0,05	-0,01	-0,06	-0,12	-0,19	-0,28	-0,62
K _s	1,05	0,99	0,94	0,88	0,81	0,72	0,38
Q	2689	2543	2403	2248	2076	1841	987

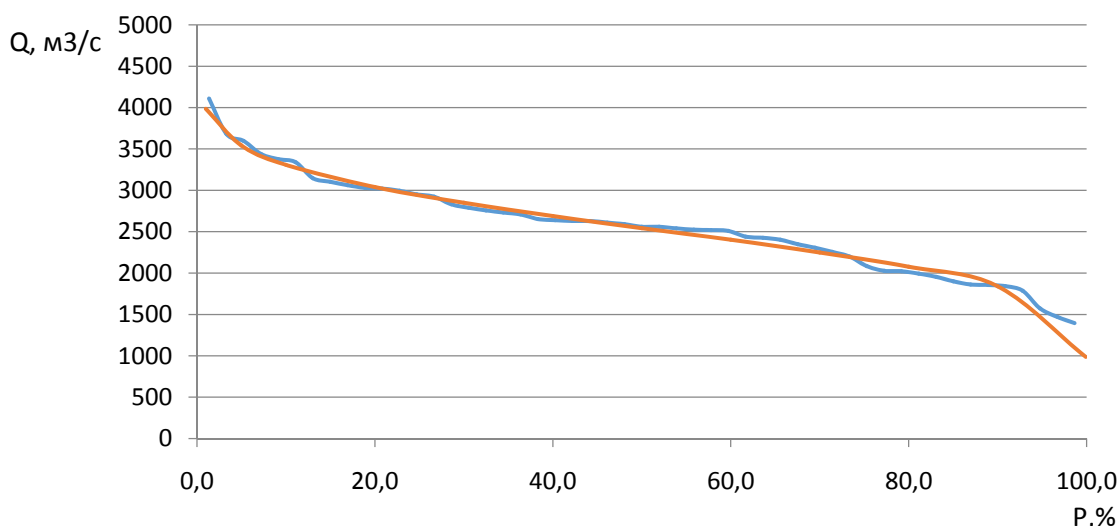


Рисунок 2.1 – Теоретическая кривая обеспеченности

2.1.3 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе

Для выбора установленной мощности ГЭС и расчёта среднемноголетней выработки необходимо разобраться с условиями водности реки в заданном створе, а именно, определить расходы маловодного и средневодного года из всего имеющегося ряда наблюдений. Для этого сначала определяются половодные и меженные месяцы в каждом году, и сравниваются среднемесячные расходы со среднегодовыми. Если средний расход за месяц больше, то данный месяц принимается половодным, и наоборот, если меньше среднегодового, то месяц меженный. Затем выявляется: какие месяцы за весь ряд лет являются половодными.

В итоге, на реке Елогуй половодными являются 4 месяца: июнь, июль, август и сентябрь (см. Приложение А). Считаются среднемеженные и среднеполоводные расходы каждого года.

Далее строятся кривые обеспеченности по среднегодовым, среднеполоводным и среднемеженным расходам. Для этого расходы располагаются от большего к меньшему, нумеруются и считаются их обеспеченности по формуле:

$$P = \frac{m}{n + 1}, \quad (2.8)$$

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

n – общее число членов ряда.

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

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определяется соответствующий расчетный год и гидрограф.

Проверяется выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

Строятся графики зависимости расхода от соответствующей обеспеченности, представленные на рисунке 2.2:

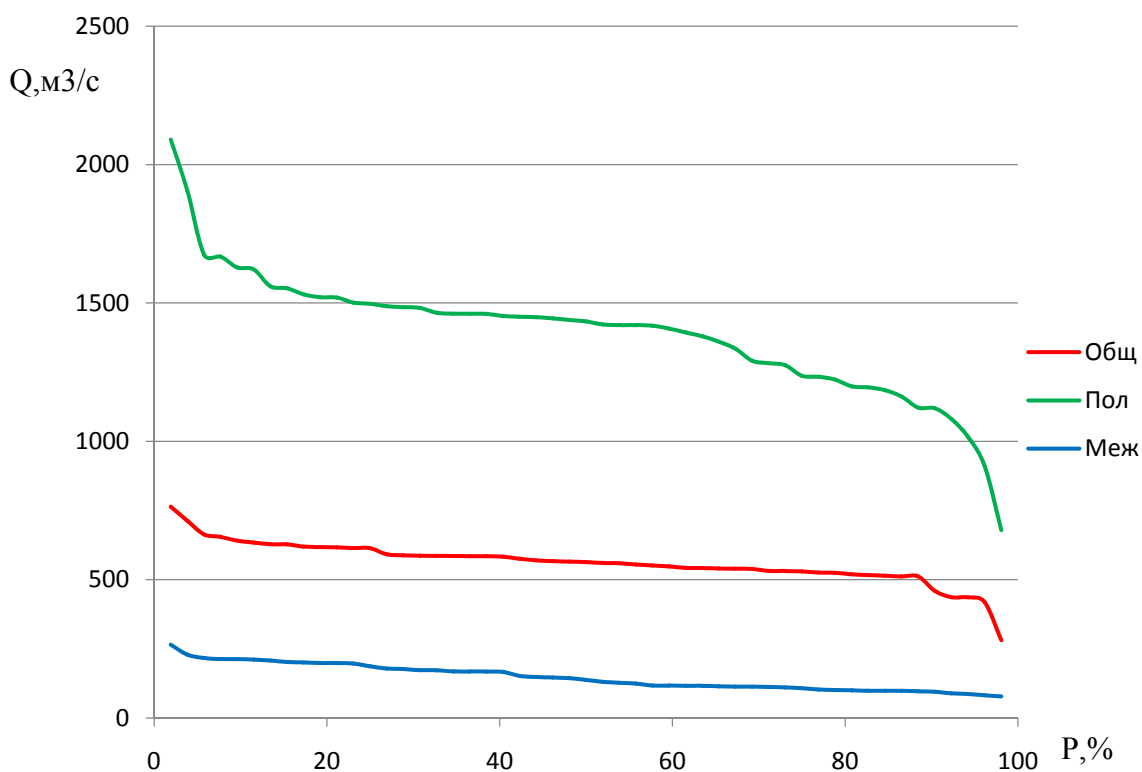


Рисунок 2.2– Кривые обеспеченности

Выбирается эталонный год по обеспеченности среднегодовых расходов. Этот год 1965-1966. Внутригодовое распределение расходов не типично для заданной обеспеченности, поэтому из среднеполоводных и среднемеженных расходов берутся те, которые соответствуют расчётной обеспеченности, а также находятся расходы соответствующие эталонному году, если они не совпадают, то вычисляются коэффициенты приведения по формуле:

$$k = \frac{Q_{92\%}}{Q_{\text{эт}}}, \quad (2.9)$$

где $Q_{92\%}$ — расход расчётной обеспеченности;

$Q_{\text{эт}}$ — расход в эталонном году.

Аналогично считаются коэффициенты для средневодного года (обеспеченность 51%).

Значения коэффициентов занесены в таблицы 2.5 и 2.6

Таблица 2.5 – Коэффициенты приведения для маловодного года

Р = 92%	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	1965-1966	459,4	-
Половодье	1976-1977	1119,5	0,96
	1965-1966	1162	
Межень	1946-1947	95,6	0,88
	1965-1966	108,1	

Таблица 2.6 – Коэффициенты приведения для средневодного года

Р = 51%	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	1948-1949	563,9	-
Половодье	1975-1976	1433,5	0,96
	1948-1949	1488,3	
Межень	1959-1960	138,1	1,36
	1948-1949	101,8	

Далее корректируются эталонные годы: расходы умножаются на соответствующие коэффициенты, представленные в таблицах 2.7 и 2.8.

Таблица 2.7 – Корректировка расходов маловодного года

IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Qcp
22	37	1281	1994	834	539	421	149	99	64	45	28	459
19	33	1230	1914	801	517	372	132	88	57	40	25	436

Таблица 2.8 – Корректировка расходов средневодного года

IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Qcp
40	60	2629	1926	844	554	284	162	115	60	53	40	564
54	81	2524	1849	810	532	386	220	156	81	72	54	568

Далее нужно скорректировать расходы так, чтобы в маловодном году по каждому месяцу они не превышали расходов средневодного года. Получится два ряда расходов в маловодном и средневодном годах, представленные в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Расчётные маловодный и средневодный года

Маловодный год	22	37	1670	1694	784	500	381	169	119	64	45	28
Средневодный год	54	81	2524	1849	810	532	386	220	156	81	72	54

Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.3:

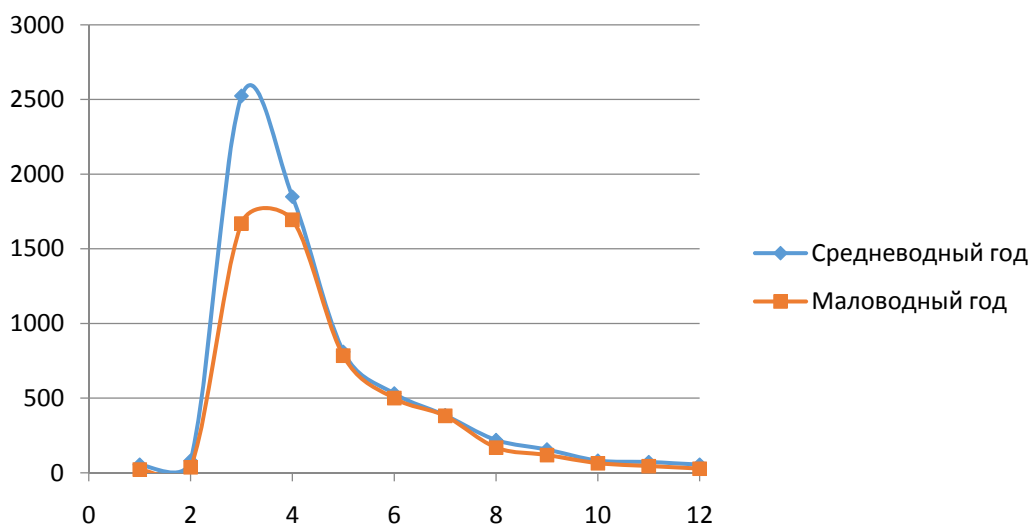


Рисунок 2.3– Расчётные гидрографы

2.1.4 Определение типа регулирования

Для вычисления $V_{\text{полезный}}$ необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Для этого принимается, что УМО соответствует снижению уровня ВБ на 30%. Если отметка НПУ 60м, а отметка сухого дна 10м, тогда:

$$\nabla_{\text{УМО}} = 60 - 0,3 \cdot (60 - 10) = 45,0 \text{ м.} \quad (2.10)$$

Объёмы соответствующие отметкам НПУ и УМО, представленные в таблице 2.10, находятся по кривой связи $V = f(Z_{\text{ВБ}})$, представленной на рисунке 2.4.

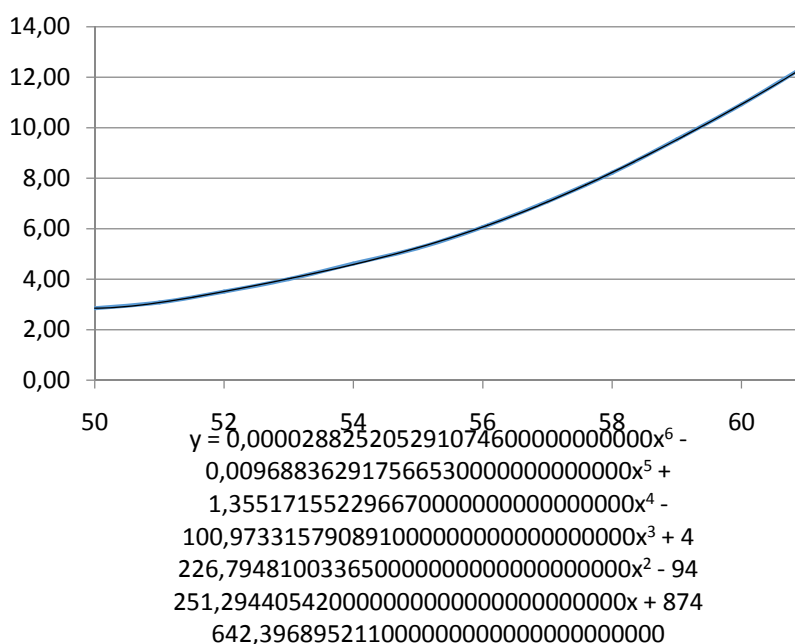


Рисунок 2.4– Кривая связи $V = f(Z_{\text{ВБ}})$

Таблица 2.10 – Кривая связи $V = f(Z_{ВБ})$ с проверкой по полученной формуле

$Z_{ВБ}$, м	V , км ³	Проверка
50	2,85	2,85
51	3,08	3,07
52	3,51	3,51
53	4,00	4,02
54	4,62	4,58
55	5,23	5,25
56	6,06	6,07
57	7,08	7,06
58	8,22	8,23
59	9,54	9,53
60	10,92	10,93
61	12,46	12,46

Объёмы водохранилища представлены в таблице 2.11:

Таблица 2.11 – Объёмы водохранилища (км³)

Полный объём (приВНПУ)	10,92
Полезный объём	8,0

Среднемноголетний сток определяется по формуле:

$$\bar{W}_{\text{многол}} = \bar{Q}_{\text{многол}} \cdot t = \frac{562,4 \cdot 31536000}{10^9} = 17,7 \text{ км}^3, \quad (2.11)$$

где t – число секунд в году.

В свою очередь, среднемноголетний расход определяется как среднее арифметическое среднегодовых расходов за ряд лет наблюдения, т.е.:

$$\bar{Q}_{\text{многол}} = \frac{\sum \bar{Q}_i}{n} = \frac{28681}{51} = 562,4 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (2.12)$$

где n – число лет наблюдения.

Коэффициент зарегулированности определяется по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полез}}}{\bar{W}_{\text{многол}}} = \frac{8,0}{17,7} = 0,45. \quad (2.13)$$

Принимается годичный тип регулирования.

2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Расчет мощности ГЭС без регулирования (по бытовому стоку)

Для выбранного расчетного маловодного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_t^{\text{быт}} = k_N \cdot Q_t^{92\%} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.14)$$

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

$Q_t^{92\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года;

$H_t^{\text{ГЭС}}$ – напор на станции, зависит только от величины составляющей $\nabla\text{НБ}$, т.к. она зависит от расходов в НБ , $\nabla\text{ВБ}$ принимается равным НПУ .

Полезный бытовой расход – это разность подведенного расхода и потерь из водохранилища (на испарение, льдообразование и фильтрацию), представленный в таблицах 2.12 и 2.13:

Таблица 2.12 – Расчет мощностей по бытовому стоку

$Q_{\text{быт}}$	64	45	28	22	37	1670	1694	784	500	381	169	119
$Q_{\text{фильтр}}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
$Q_{\text{испар}}$	0	0	0	0	80	193	151	96	0	0	0	0
$Q_{\text{льдообр}}$	30	18	12	-5	-80	0	0	0	0	0	0	25
$Q_{\text{полезн}}$	31	24	13	24	34	1474	1540	685	497	378	166	91
$\nabla\text{НБ}$	10,03	10,03	10,02	10,03	10,04	11,60	11,68	10,66	10,45	10,33	10,13	10,08
$H, \text{ м}$	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	47,7	47,6	48,6	48,9	49,0	49,2	49,2
$N_{\text{быт}}, \text{ кВт}$	13,4	10,4	5,6	10,4	14,7	619,3	646,0	293,4	213,8	163,0	71,8	39,4

2.2.2 Расчет мощности ГЭС по требованиям ВХК

Следующим этапом рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_t^{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_t^{\text{ВХК}} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.15)$$

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

$Q_t^{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованию участников ВХК;

$H_t^{\text{ГЭС}}$ – напор на ГЭС.

Таблица 2.13 – Расчет мощностей по ВХК

$Q_{\text{ВХК}}$	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
$\nabla\text{НБ}$	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12
$H, \text{ м}$	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2
$N_{\text{ВХК}}, \text{ кВт}$	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0

Полученные мощности откладываются на годовом графике среднемесячных мощностей ниже существующих ГЭС.

Отметка ВБ принимается для простоты равной НПУ, отметка НБ вычисляется по кривой связи $Z_{НБ} = f(Q)$, представленной на рисунке 2.5. Проверка кривой связи $Z_{НБ} = f(Q)$ представлена в таблице 2.14.

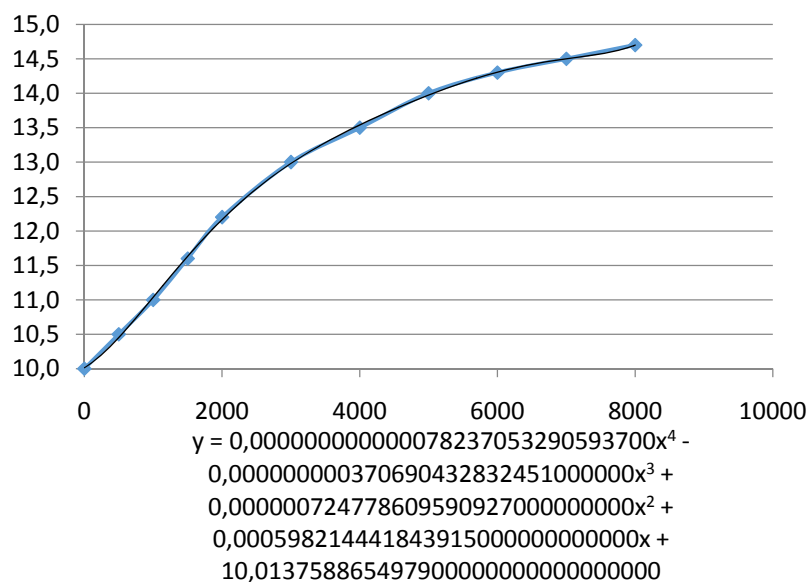
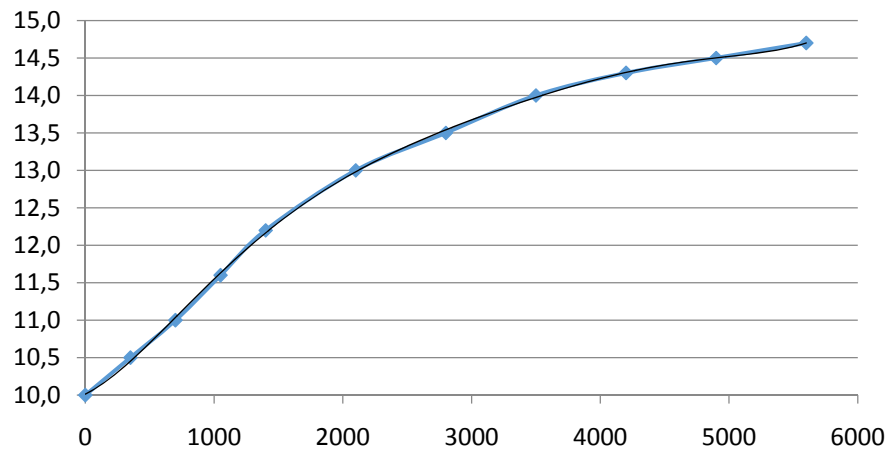


Рисунок 2.5– Кривая связи $Z_{НБ} = f(Q)$ в летние месяцы

Таблица 2.14 – Кривая связи $Z_{НБ} = f(Q)$ с проверкой формулы

Q _{НБ} , м ³ /с	Z _{НБ} , м	Проверка
0	10,00	10,01
500	10,50	10,45
1000	11,00	11,04
1500	11,60	11,63
2000	12,20	12,16
3000	13,00	12,98
4000	13,50	13,54
5000	14,00	13,97
6000	14,30	14,31
7000	14,50	14,50
8000	14,70	14,70

Отметка НБ в зимние месяцы вычисляется по кривой связи $Z_{НБ} = f(Q)$ с учётом зимнего коэффициента. За зимние принимаются месяцы в которых есть потери на льдообразование. Кривая связи $Z_{НБ} = f(Q)$ в зимние месяцы представлена на рисунке 2.6. Проверка кривой связи $Z_{НБ} = f(Q)$ в зимние месяцы представлена в таблице 2.15.



$$y = 0,0000000000000325851951351205000x^4 - 0,000000001080730127730190000000x^3 + 0,000001479140023229930000000000x^2 + 0,000854592059164078000000000000x + 10,0137588645464000000000000000$$

Рисунок 2.6– Кривая связи $Z_{НБ} = f(Q)$ в зимние месяцы

Таблица 2.15 – Кривая связи $Z_{НБ} = f(Q)$ в зимние месяцы с проверкой формулы

Q _{НБ} , м ³ /с	Z _{НБ} , м	Проверка
0	10,00	10,01
350	10,50	10,45
700	11,00	11,04
1050	11,60	11,63
1400	12,20	12,16
2100	13,00	12,98
2800	13,50	13,54
3500	14,00	13,97
4200	14,30	14,31
4900	14,50	14,50
5600	14,70	14,70

Мощности по бытовому стоку и ВХК вписываются в график среднемесячных мощностей, представленный на рисунке 2.7.

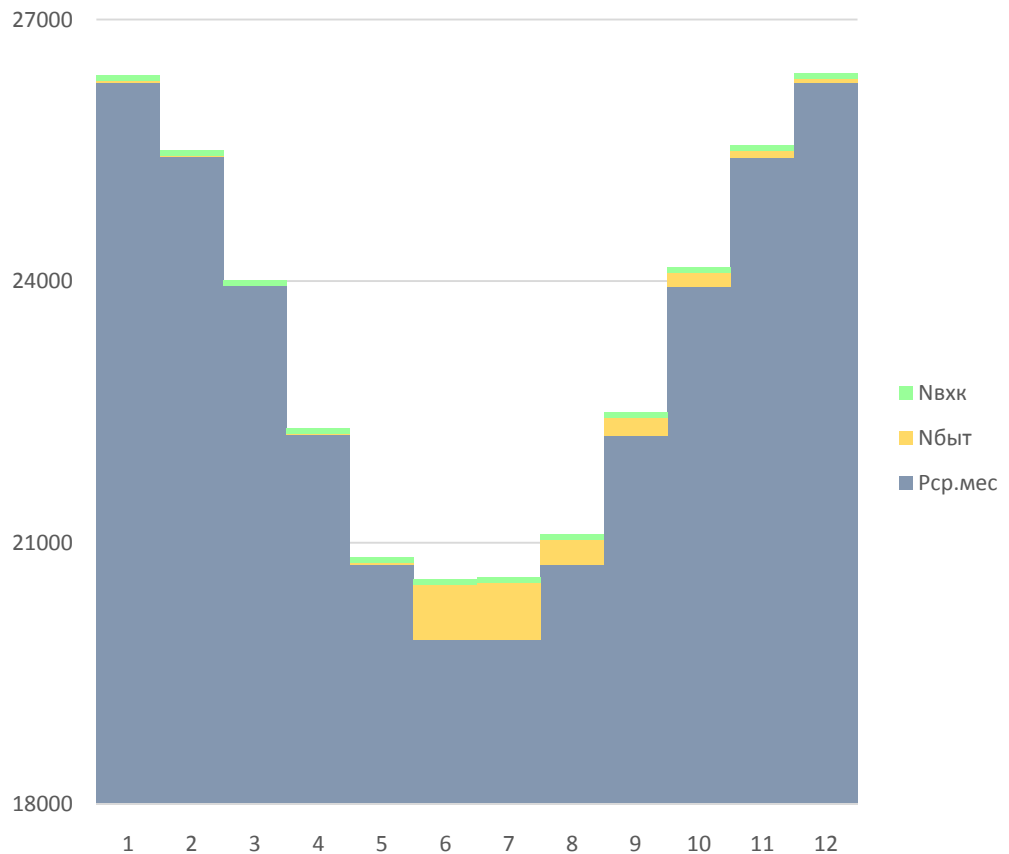


Рисунок 2.7– График среднемесячных мощностей без регулирования

2.2.3 Перераспределение стока полноводного периода на зимний период

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС, что может быть достигнуто за счет водохранилища. Поэтому в период половодья проектируемого гидроузла ГЭС работает с мощностями, соответствующими требованиям ВХК. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период.

Мощность, которую можно использовать для вытеснения, рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{изл.}} = \Sigma N_{\text{быт.}} - \Sigma N_{\text{вхк}} . \quad (2.16)$$

Полученный излишек в 1322 МВт распределяется на 2 месяца – декабрь и январь. В остальные месяцы ГЭС будет работать по требованиям ВХК, это показано в таблице 2.16 и на рисунке 2.8.

Таблица 2.16 – Работа ГЭС после перераспределения стока

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
N, МВт	661	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	661

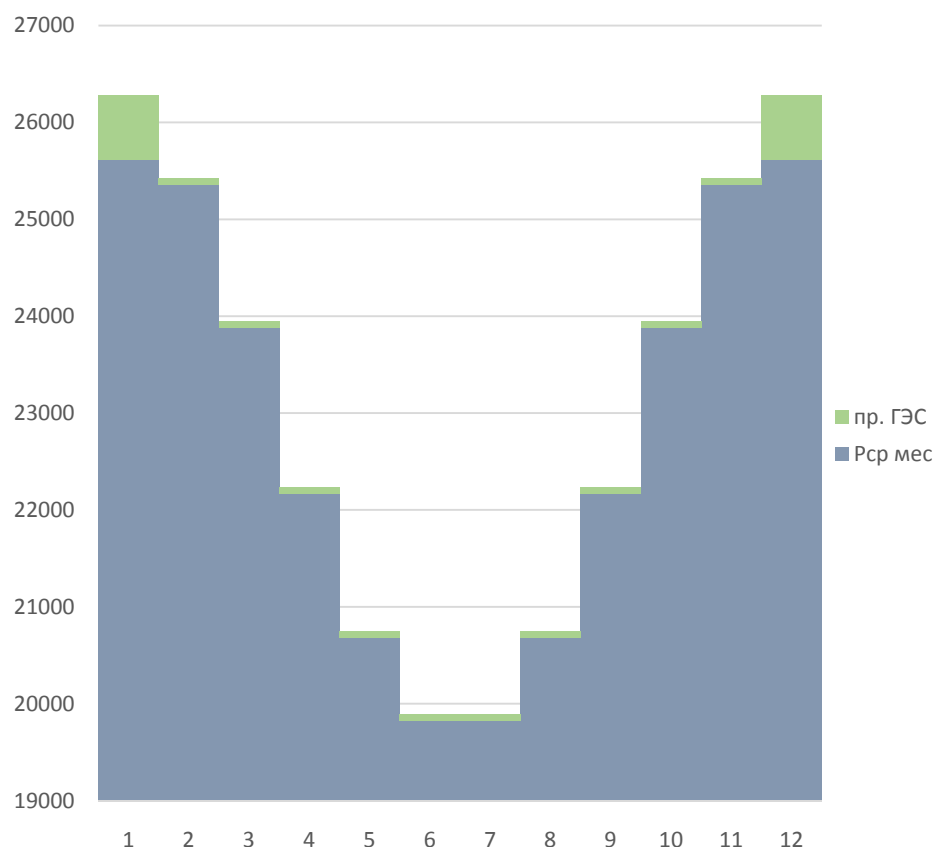


Рисунок 2.8– Работа ГЭС после перераспределения стока

2.2.4ВЭР по условиям маловодного года

В маловодном году режим работы определяется выдачей гарантированной мощности в январе и декабре, а в остальные главным условием будет выдача в НБ расхода по требованиям ВХК.

Расчет начинается с первого месяца, следующего за половодьем, когда необходимо использовать воду из водохранилища на покрытие нагрузки, т.е. когда бытового стока недостаточно, чтобы работать той мощностью. Расчет представлен в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Определение месяца начала сработки водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мощность ГЭС	661	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	661
Бытовая мощность	13	10	6	10	15	619	646	293	214	163	72	39
Разность	648	55	59	55	50	-554	-581	-228	-149	-98	-7	622

Из таблицы 2.17 видно, что сработку нужно начинать с XII месяца.

Уровень НБ вычисляется по кривой связи $Z_{нб}=f(Q_{нб})$, представленной на рисунке 2.6 и таблице 2.16.

Уровень ВБ в конце месяца определяется по кривой связи $Z_{вб}=f(V)$, представленной на рисунке 2.9.

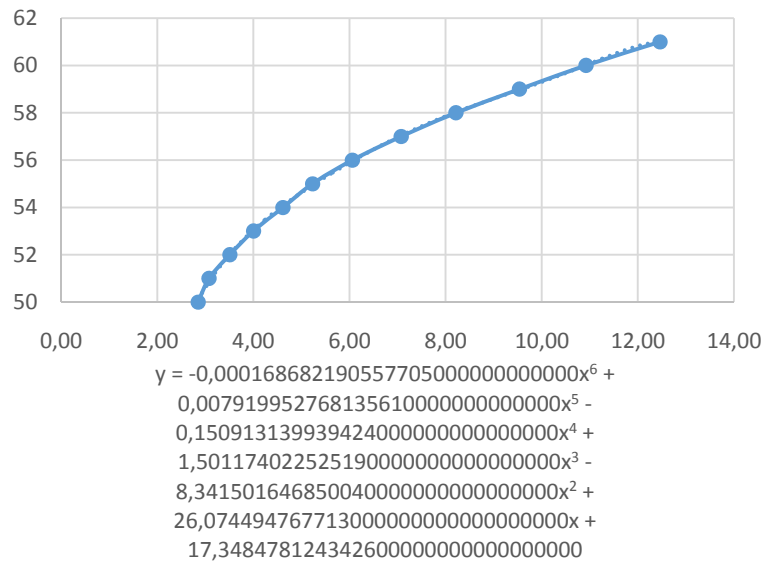


Рисунок 2.9– Кривая связи $Z=f(V)$

Таблица 2.18– Кривая связи $Z_{вб}=f(V)$ с проверкой формулы

$V, \text{ км}^3$	$Z_{вб}$	Проверка
2,85	50	2,85
3,08	51	3,08
3,51	52	3,51
4,00	53	4,01
4,62	54	4,63
5,23	55	5,23
6,06	56	6,06
7,08	57	7,09
8,22	58	8,23
9,54	59	9,54
10,92	60	10,92
12,46	61	12,46

Начальная отметка первого месяца сработки – отметка НПУ. Отметка ВБ в начале следующих месяцев принимается равной отметке в конце предыдущего месяца.

Расход в НБ рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{водохр}} + Q_{\text{фильтр}} + Q_{\text{х.сбр}} \cdot \quad (2.17)$$

Расход проходящий через ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{водохр}} \quad (2.18)$$

Начальный объём определяется по кривой связи $V=f(Z)$.

Напор на станции определяется по формуле:

$$H_{\text{ГЭС}} = z_{\text{ВБ ср.}} - z_{\text{НБ}} - \Delta h. \quad (2.19)$$

Вырабатываемая мощность в МВт:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H_{\text{ГЭС}} / 1000. \quad (2.20)$$

Выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = N_{\text{гар}} \cdot 24. \quad (2.21)$$

Цикл сработки– наполнения показан в приложении А, и на плакате «Водноэнергетические расчёты».

Из сработки по условиям маловодного года определяется отметка УМО = 47,96 м, а также гарантированная мощность и выработка за зимние сутки. По полученным данным определяется зона работы проектируемой ГЭС и установленная мощность.

Из графика зоны работы очевидно, что существующие ГЭС покрывают пики нагрузок, следовательно, проектируемая станция работает в базе. То есть её рабочие мощности будут равны гарантированным.

Установленная мощность рассчитывается с учётом установки части нагрузочного резерва системы:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}}. \quad (2.22)$$

На проектируемой станции устанавливаем часть нагрузочного резерва. Тогда установленная мощность $N_{\text{уст}} = 430 + 5 = 435$ МВт.

2.2.5 ВЭР по условиям средневодного года

По условиям средневодного года также проводится режим сработки-наполнения. Все величины находятся аналогично, отметка УМО, полученная из расчетов по условиям маловодного года не изменяется, гарантированная энергоотдача в ноябре, декабре, январе и феврале тоже не меняется. Цель расчета сработки-наполнения по условиям средневодного года – определение среднесуточной выработки.

Среднесуточная выработка проектируемой ГЭС – 13720 млн. кВт·ч.

ВЭР по условиям средневодного года и графики сработки-наполнения водохранилища представлены в приложении Б.

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии

Зная среднемесячные мощности Елогуйской ГЭС, мощности генерации и потребления энергосистемы, строим баланс энергий РДУ Сибири, представленном на плакате «Использование водной энергии».

2.3.2 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1% P_t^{max} , аварийный резерв составляет 6% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде формулы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 430 + 5 = 435 \text{ МВт.} \quad (2.23)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС}. \quad (2.24)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{435}{6} * 1 = 73 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.25)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 4 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{рем}^{ТЭС} = \left(\frac{N_{уст}^{ТЭС}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{4} \cdot 1 \text{ мес} \right) = 4466 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.26)$$

Баланс мощности энергосистемы Сибирь в маловодном году приведен в таблице 2.19 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.19 – Баланс мощности энергосистемы Сибирь в маловодном году

Месяц	ЭС			Существующие ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС			
	Pтmax	Ннагр	Нав	Нраб	Ннагр	Нр	Нраб	Ннагр	Нр	Нраб	Нав	Ннагр	Нр
1	27745	277	1665	14000	269		430	8		13316	799	133	
2	26860	269	1612	13544	261		136	8		13179	791	132	
3	25325	253	1519	12755	246		132	8		12437	746	124	
4	23552	236	1413	11844	228	1031	127	7	73	11582	695	116	
5	22016	220	1321	11054	214		119	7		10843	651	108	644
6	21128	211	1268	11083	205		54	6		9991	599	100	1584
7	21125	211	1268	11083	205		60	6		9982	599	100	1590
8	22009	220	1321	11054	213		61	7		10893	654	109	648
9	23542	235	1413	11844	228	1031	63	7		11635	698	116	
10	25314	253	1519	12755	246		63	8		12496	750	125	
11	26852	269	1611	13544	260		64	8		13244	795	132	
12	27743	277	1665	14000	269		430	8		13313	799	133	

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 60$ м, для линии расчётного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 52,60$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 47,96$ м;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 150 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.2)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность Елогуйской ГЭС из выражения;

k_N – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.4)$$

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 расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}^{\text{лето}}, \text{ м}$	$Z_{НБ}^{\text{зима}}, \text{ м}$	$H^{\nabla\text{НПУ}}, \text{ м}$	$H^{\nabla\text{УМО}}, \text{ м}$	$H^p, \text{ м}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$
0	10,01	10,01	49,34	37,30	41,94	49,11	1007	42,0	1238
200	10,20	10,16	49,19	37,15	41,79	48,28	1024	41,4	1228
400	10,42	10,35	49,00	36,96	41,60	47,45	1042	40,7	1219
600	10,63	10,56	48,79	36,75	41,39	46,63	1060	40,1	1209
800	10,90	10,80	48,55	36,51	41,15	45,80	1079	39,5	1200
1000	11,15	11,04	48,31	36,27	40,91	44,97	1099	38,8	1190
1200	11,43	11,28	48,07	36,03	40,67	44,14	1120	38,2	1180
1400	11,71	11,52	47,83	35,79	40,43	43,31	1141	37,5	1170
1600	11,98	11,74	47,61	35,57	40,21	42,48	1164	36,9	1160
1800	12,15	11,96	47,39	35,35	39,99	41,66	1187	36,3	1150
2000	12,30	12,16	47,19	35,15	39,79	40,83	1211	35,6	1140
2200	12,51	12,35	47,00	34,96	39,60	40,00	1236	35,0	1130

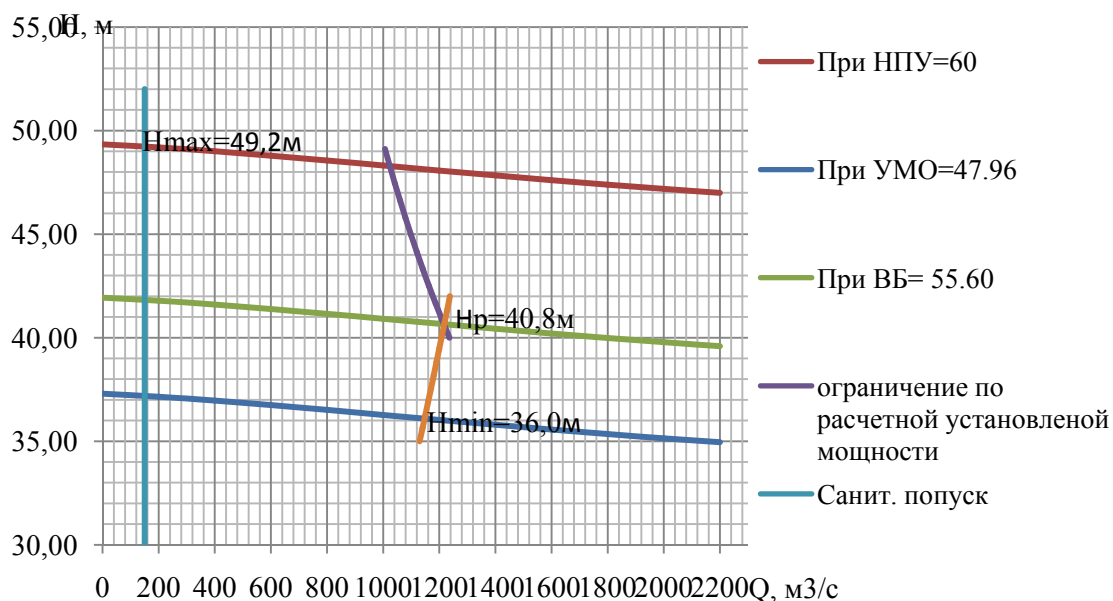


Рисунок 3.1 – Режимное поле Елогуйской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 49,2 \text{ м} . \quad (3.5)$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q_{max} = 1220 \text{ м}^3/\text{с} . \quad (3.6)$$

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

$$H_p = 40,8 \text{ м} . \quad (3.7)$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 36,0 \text{ м} . \quad (3.8)$$

3.1.2 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.

В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	50	50
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, \text{ об/м}$	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}, \text{ л/с}$	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,916	0,910
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{ л/с}$	1500	1650
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,6	0,6
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 м}, \text{ м}$	0,46	0,35
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	12	5
Температура	$t_{мод}, \text{ }^\circ\text{C}$	21	16
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	0,99	1,1

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MO}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)} \right), \quad (3.9)$$

где η_{MO} – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 3.2);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины (таблица 3.2);

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным [1];

H_M – напор на модельной гидротурбине (таблица 3.2);

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины, формула (3.7);

ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Для поворотно – лопастных гидротурбин коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, равен:

$$\varepsilon = 0,75. \quad (3.10)$$

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным [1]. Для модельных гидротурбин - таблица 3.2.

Средняя температура реки Елогуй:

$$t_H = 5 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (3.11)$$

По справочным данным [1] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 1,5. \quad (3.12)$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Г\text{ ср}} = 0,97. \quad (3.13)$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г\text{ ср}}. \quad (3.14)$$

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.15)$$

где N'_a – мощность агрегата из выражения (3.14).

Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.16)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);

Δ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точки.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [1].

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 H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведённой частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.17)$$

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:

$$\begin{aligned} & Q'_I \cdot \eta_T \\ &= \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}. \end{aligned} \quad (3.18)$$

Правая часть уравнения (3.18) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору, посчитанные по формуле (3.17).

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.19)$$

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 которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.18), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального.

Расчитанные по формулам (3.14) - (3.19) величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицы 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Расчитанные величины для разных диаметров турбины ПЛ50-В

ПЛ 50-В				
D1	5,3	5,6	6,0	6,3
КПД т	0,9418	0,9422	0,9427	0,9431
N'агр, Квт	99720,5	111377,3	127925,0	141090,0
Z' шт	4,4	3,9	3,4	3,1
z а	6	4	4	4
N агр, Квт	72500	108750	108750	108750
ΔP	1,028	1,029	1,029	1,030
n'с	141,8	134,2	125,3	119,3
n синх	142,8	136,4	136,4	125,0
n'Нmax	124,4	125,5	134,5	129,4
n'Нрасч	116,9	117,9	126,3	121,5
n'Нmin	106,4	107,4	116,6	110,6
Q*кпдрасч	1,041	1,398	1,105	1,353
Q*кпдmax	0,786	1,056	0,834	1,014
Q Нmax	407	546	476	431
Q Нmin	519	698	608	551
Q а	536	804	804	804
n'	106	107	117	111

Таблица 3.4 – Рассчитанные величины для разных диаметров турбины ПЛД50-В

ПЛД 50-В				
D1	5,3	5,6	6,0	6,3
КПД т	0,9436	0,9440	0,9445	0,9448
N'агр, Квт	112405,6	125540,2	144185,1	159018,0
Z' шт	3,9	3,5	3,0	2,7
z а	4	4	3	3
N агр, Квт	108750	108750	145000	145000
ΔP	1,037	1,037	1,038	1,038
n'с	138,7	131,3	122,6	116,7
n синх	142,8	136,4	125,0	125,0
n'Нmax	123,9	125,0	122,7	128,8
n'Нрасч	116,4	117,4	115,3	121,0
n'Нmin	106,0	106,9	105,0	110,2
Q*кпдрасч	1,561	1,398	1,624	1,473
Q*кпдmax	1,179	1,056	1,227	1,112
Q Нmax	374	335	389	353
Q Нmin	437	391	454	412
Q а	502	502	670	670
n'	106	107	105	110

Произведения $Q'_1 \cdot \eta_T$, в таблицах 3.3 и 3.4 представлены в о. е. $\cdot \text{л}/\text{с}$ для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Из анализа таблиц 3.3 и 3.4 было отдано предпочтение гидротурбине ПЛ 50-В, так как для всех диаметров гидротурбины ПЛД 50-В линия ограничения по расходу проходит за пределами ГУХ. В таблице 3.3 представлены подходящие диаметры рабочих колес гидротурбины ПЛ 50-В по количеству агрегатов ($D_1 = 5,3\text{м}$; $D_1 = 5,6\text{м}$; $D_1 = 6,0\text{м}$; $D_1 = 6,3\text{м}$;). Зона работы турбины с $D_1 = 5,6\text{м}$ и $D_1 = 6,3\text{м}$ не вмещается на ГУХ гидротурбины ПЛ 50-В. Для $D_1 = 6,0\text{м}$ точка оптимума лежит ниже зоны работы.

В результате анализа таблицы 3.3 была принята гидротурбина со следующими параметрами:

$$D_1 = 5,3 \text{ м.} \quad (3.20)$$

$$D_0 = 1,232 \cdot D_1 = 1,25 \cdot 5,3 = 6,6 \text{ м.} \quad (3.21)$$

$$z_0 = 24. \quad (3.22)$$

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ50-В-530 представлена в приложении В.

3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационной работы.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика, которая представляет собой совмещение кривой связи нижнего бьефа и характеристики $H_s(Q_{НБ})$ при различном числе работающих агрегатов ГЭС.

Для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$Z_{х.пл.} = 0. \quad (3.23)$$

Дополнительное заглубление рабочего колеса:

$$H_s = 1,5. \quad (3.24)$$

Высота отсасывания:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + Z_{х.пл.}, \quad (3.25)$$

где $B = 10$ м – барометрическое давление;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

H_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас;

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

H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{НБ}(Q_{НБ})$;

$Z_{х.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, выражение (3.23).

Пересчитаем точку пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по пропускной способности в координаты главной универсальной характеристики, используя формулу (3.17):

$$n'_1 = \frac{142,8 \cdot 5,3}{\sqrt{49,2 \cdot 1,028}} = 106,4 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.26)$$

На главной универсальной характеристике находим точку пересечения горизонтальной прямой, посчитанной частоты, и линии ограничения по генератору. В этой точке (точка 1) определяем:

$$\sigma = 0,19. \quad (3.27)$$

$$Q' = 0,86 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.28)$$

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta P \cdot H} = 0,86 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{1,028 \cdot 49,2} = 172 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.29)$$

По кривой связи НБ:

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 10,25 \text{ м}. \quad (3.30)$$

Пользуясь формулой (3.25) определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10 - \frac{10,25}{900} - 0,19 \cdot 49,2 - 1,5 = -0,9 \text{ м}. \quad (3.31)$$

Определяем отметку расположения рабочего колеса:

$$\nabla_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}} + H_S = 10,25 - 0,9 = 9,35 \text{ м}. \quad (3.32)$$

Пересчитаем точку в координаты главной универсальной характеристики, используя формулу (3.17):

$$n'_I = \frac{142,8 \cdot 5,3}{\sqrt{40,8 \cdot 1,028}} = 116,9 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.33)$$

На главной универсальной характеристике находим точку пересечения горизонтальной прямой, посчитанной частоты, и линии ограничения по генератору. В этой точке определяем:

$$\sigma = 0,32. \quad (3.34)$$

$$Q' = 1,14 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.35)$$

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta P \cdot H} = 1,14 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{1,028 \cdot 40,8} = 207 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.36)$$

По кривой связи НБ:

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 10,3 \text{ м}. \quad (3.37)$$

Пользуясь формулой (3.25) определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10 - \frac{10,3}{900} - 0,32 \cdot 40,8 - 1,5 = -4,5 \text{ м}. \quad (3.38)$$

Определяем отметку расположения рабочего колеса:

$$\nabla_{PK} = Z_{НБ} + H_S = 10,3 - 4,5 = 5,8 \text{ м.} \quad (3.39)$$

Пересчитаем эту точку в координаты главной универсальной характеристики:

$$n'_I = \frac{142,8 \cdot 5,3}{\sqrt{36,0 \cdot 1,028}} = 124,4 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.40)$$

На главной универсальной характеристике находим точку пересечения горизонтальной прямой, посчитанной частоты, и линии ограничения по генератору. В этой точке определяем:

$$\sigma = 0,3. \quad (3.41)$$

$$Q' = 1,11 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.42)$$

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta P \cdot H} = 1,11 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{1,028 \cdot 36,0} = 190 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.43)$$

По кривой связи НБ:

$$Z_{НБ}(Q_{НБ}) = 10,28 \text{ м.} \quad (3.44)$$

Пользуясь формулой (3.25) определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10 - \frac{10,28}{900} - 0,3 \cdot 36,0 - 1,5 = -2,3 \text{ м.} \quad (3.45)$$

Определяем отметку расположения рабочего колеса:

$$\nabla_{PK} = Z_{НБ} + H_S = 10,28 - 2,3 = 8,0 \text{ м.} \quad (3.46)$$

Из условия обеспечения бескавитационной работы высоту отсасывания выбирают такой, чтобы обеспечить бескавитационную работу во всех режимах:

$$H_S = -4,5 \text{ м.} \quad (3.47)$$

Отметка рабочего колеса при такой высоте отсасывания равна:

$$\nabla_{PK} = 5,8 \text{ м.} \quad (3.48)$$

3.2. Гидротурбина и её проточная часть

3.2.1 Расчет и построение бетонной спиральной камеры

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1) Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости v_r .

2) Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_u r = \text{const}$, где v_u – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

3) Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

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

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 5,3 = 9,2 \text{ м.} \quad (3.49)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ. \quad (3.50)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 5,3 = 15,5 \text{ м.} \quad (3.51)$$

Полный расход через турбину при расчётных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot \eta \cdot H_p} = \frac{72500}{9,81 \cdot 0,94 \cdot 40,8} = 193 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.52)$$

Расход через входное сечение спиральной камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot 225}{360} = \frac{193 \cdot 225}{360} = 120 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.53)$$

Средняя скорость во входного сечения равна $V_{\text{ср}} = 6 \text{ м/с}$, при этом скоростной коэффициент:

$$k_c = \frac{V_{cp}}{\sqrt{H_p}} = \frac{6}{\sqrt{40,8}} = 0,94. \quad (3.54)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{BX} = \frac{Q_{BX}}{V_{cp}} = \frac{120}{6} = 20 \text{ м}^2. \quad (3.55)$$

Радиус входного сечения принимаем из ГУХ: $r_{BX} = 9,2 \text{ м}$

Размеры статора:

$$r_a = 4,0. \quad (3.56)$$

$$r_b = 3,6. \quad (3.57)$$

$$D_0 = 8,1. \quad (3.58)$$

$$\gamma = 15^\circ. \quad (3.59)$$

$$a_{BX} = r_{BX} - r_a = 9,2 - 4 = 5,2 \text{ м}. \quad (3.60)$$

Высота направляющего аппарата по эскизу ГУХ:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 5,3 = 1,855 \text{ м}. \quad (3.61)$$

Высота входного сечения:

$$b_{BX} = 5,3 \text{ м}. \quad (3.62)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a. \quad (3.63)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i. \quad (3.64)$$

$$k_2 = \frac{m_{ex}}{a_{ex}}. \quad (3.65)$$

$$b_i = m_i + b_0. \quad (3.66)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot tg15^\circ. \quad (3.67)$$

Значения интеграла для любого сечения вычислены по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \cdot \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i. \quad (3.68)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i. \quad (3.69)$$

Величина расхода для любого сечения спирали:

$$Q_i = \frac{Q_{\text{ВХ}}}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i. \quad (3.70)$$

Далее строится график зависимости $R_i = f(\varphi_{\text{сп}})$, представленный на рисунке 3.2.

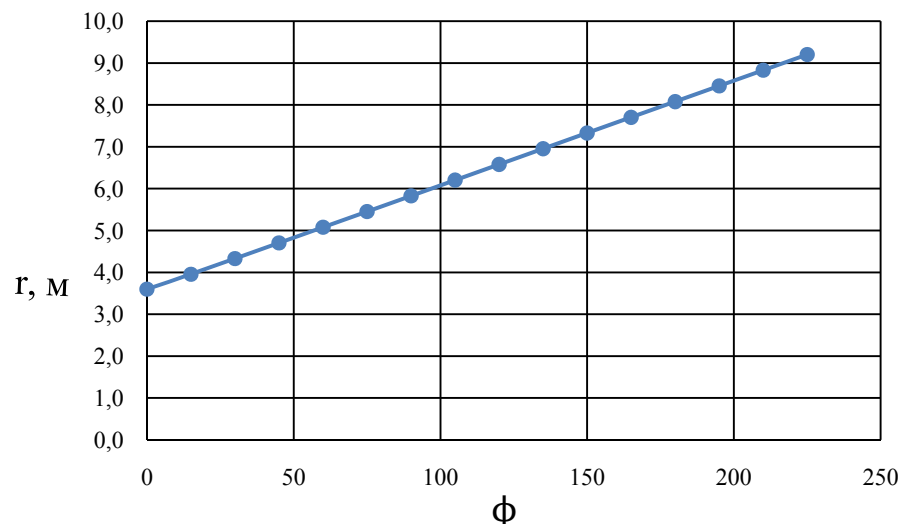


Рисунок 3.2– График зависимости $R_i = f(\varphi_{\text{сп}})$

Разобьем угол охвата спиральной камеры на интервалы с $\Delta\varphi_{\text{сп}} = 15^\circ$ (таблица 3.5) и построим план спиральной камеры.

Таблица 3.5 – Зависимость $R_i = f(\varphi_{\text{сп}})$

φ	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
$r, \text{м}$	3,6	4,0	4,3	4,7	5,1	5,5	5,8	6,2	6,6	7,0	7,3	7,7	8,1	8,5	8,8	9,2

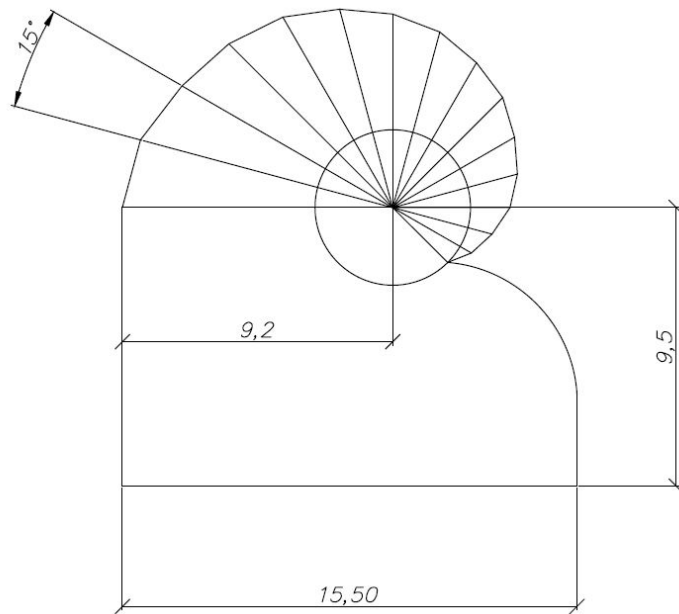


Рисунок 3.3– План спиральной камеры

Расчёт спиральной камеры представлен в приложении В.

3.2.2 Расчет отсасывающей трубы

Основные размеры отсасывающей трубы пересчитаны по отношению диаметров модели и натуре.

Для проектируемой турбины используем отсасывающую трубу геометрически подобную модельной турбине (приложение В).

Размеры входного конического раструба отсасывающей трубы:

$$D_{\text{горл}} = 0,973 \cdot D_1 = 0,973 \cdot 5,3 = 5,16 \text{ м.} \quad (3.71)$$

$$D_{\text{к}} = 1,209 \cdot D_1 = 1,209 \cdot 5,3 = 6,41 \text{ м.} \quad (3.72)$$

$$h = 2,267 \cdot D_1 = 2,267 \cdot 5,3 = 12,0 \text{ м.} \quad (3.73)$$

$$h_1 = (12,0 - 6,41) - 0,224 \cdot D_1 = (12,0 - 6,41) - 0,224 \cdot 5,3 = 4,4 \text{ м.} \quad (3.74)$$

Размеры колена отсасывающей трубы:

$$h_2 = 1,198 \cdot D_1 = 1,198 \cdot 5,3 = 6,35 \text{ м.} \quad (3.75)$$

$$h_3 = 0,604 \cdot D_1 = 0,604 \cdot 5,3 = 3,2 \text{ м.} \quad (3.76)$$

$$L_1 = h_2 + 1,598 \cdot D_1 = 6,35 + 1,598 \cdot 5,3 = 14,82 \text{ м.} \quad (3.77)$$

$$B = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 5,3 = 15,5 \text{ м.} \quad (3.78)$$

Размеры выходного диффузора:

$$h_4 = 1,224 \cdot D_1 = 1,224 \cdot 5,3 = 6,5 \text{ м.} \quad (3.79)$$

$$L_2 = 4,828 \cdot h_2 - 1,326 \cdot D_1 = 4,828 \cdot 6,35 - 1,326 \cdot 5,3 = 23,53 \text{ м.} \quad (3.80)$$

$$B_1 = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 5,3 = 15,46 \text{ м.} \quad (3.81)$$

Площадь входного сечения входного конического раструба (1-1):

$$F_{1-1} = \frac{(\pi \cdot D_{горл}^2)}{4} = \frac{(3,14 \cdot 5,16^2)}{4} = 20,9 \text{ м}^2. \quad (3.82)$$

Площадь выходного сечения входного конического раструба (2-2):

$$F_{2-2} = \frac{(\pi \cdot D_k^2)}{4} = \frac{(3,14 \cdot 6,41^2)}{4} = 32,2 \text{ м}^2. \quad (3.83)$$

Выходное сечение колена прямоугольной формы (3-3):

$$F_{3-3} = h_3 \cdot B = 3,2 \cdot 15,5 = 49,6 \text{ м}^2. \quad (3.84)$$

Выходное сечение диффузора (4-4):

$$F_{4-4} = h_4 \cdot (B_1) = 6,49 \cdot 15,46 = 100,3 \text{ м}^2. \quad (3.85)$$

Расход для оптимального режима при H_p :

$$Q_{\text{опт}} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{н \text{ опт}}} = \frac{72500}{9,81 \cdot 40,8 \cdot 0,916} = 197,7 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.86)$$

Максимальный расход при H_p :

$$Q_{\text{max}} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{н \text{ р.т.}}} = \frac{72500}{9,81 \cdot 40,8 \cdot 0,911} = 198,8 \text{ м}^3/\text{с.}, \quad (3.87)$$

где: N – мощность;

$\eta_{н\ opt}$ – оптимальный КПД;

$\eta_{н\ p.t.}$ – КПД в рабочей точке.

Средние меридианные скорости и средние удельные кинетические энергии потока в сечениях для оптимального режима при H_p и режима максимального расхода при H_p определяем по следующим формулам:

$$V_{i-i} = \frac{Q_{\kappa}}{F_{i-i}}. \quad (3.88)$$

$$E_{i-i} = \frac{100 \cdot V_{i-i}^2}{2 \cdot g \cdot H_p}. \quad (3.89)$$

Длины средних линий до каждого сечения ориентировочно оцениваем по рисунку 3.4:

$$l_0 = 0 \text{ м}. \quad (3.90)$$

$$l_1 = l_0 + h_1 = 0 + 4,4 = 4,40 \text{ м}. \quad (3.91)$$

$$l_2 = l_1 + L_1 = 4,4 + 14,82 = 19,22 \text{ м}. \quad (3.92)$$

$$l_3 = l_2 + L_2 = 19,22 + 23,53 = 42,75 \text{ м}. \quad (3.93)$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 3.6.

Таблица 3.6– Результаты расчётов отсасывающей трубы

Сечение	$F_{i-i}, \text{м}^2$	$V_{i-i, \text{опт}}, \text{м/с}$	$V_{i-i, \text{max}}, \text{м/с}$	$E_{i-i, \text{опт}}, \text{кДж}$	$E_{i-i, \text{max}}, \text{кДж}$	$l_i, \text{м}$
1-1	20,9	9,46	9,51	11,18	11,30	0,00
2-2	32,2	6,14	6,17	4,71	4,76	4,40
3-3	49,6	3,99	4,01	1,98	2,01	19,22
4-4	100,3	1,97	1,98	0,49	0,49	42,75

По данным таблицы 3.6 строим графики распределения средней меридианной скорости и средней удельной кинетической энергии по длине отсасывающей трубы турбины, представленные на рисунках 3.5 и 3.6.

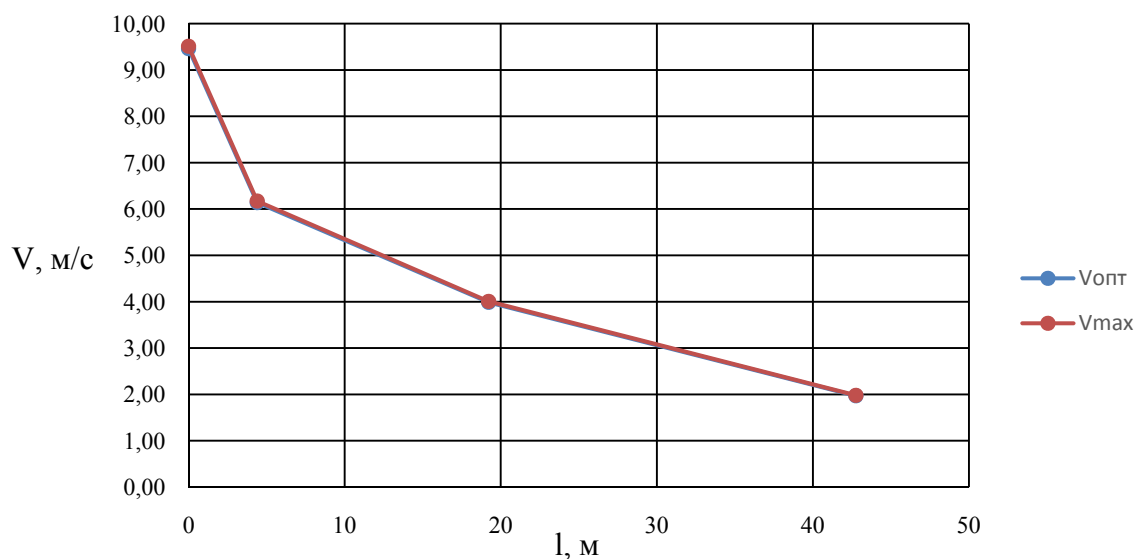


Рисунок 3.5– График изменения средней меридианной скорости потока по отсасывающей трубе ПЛ50-В-530

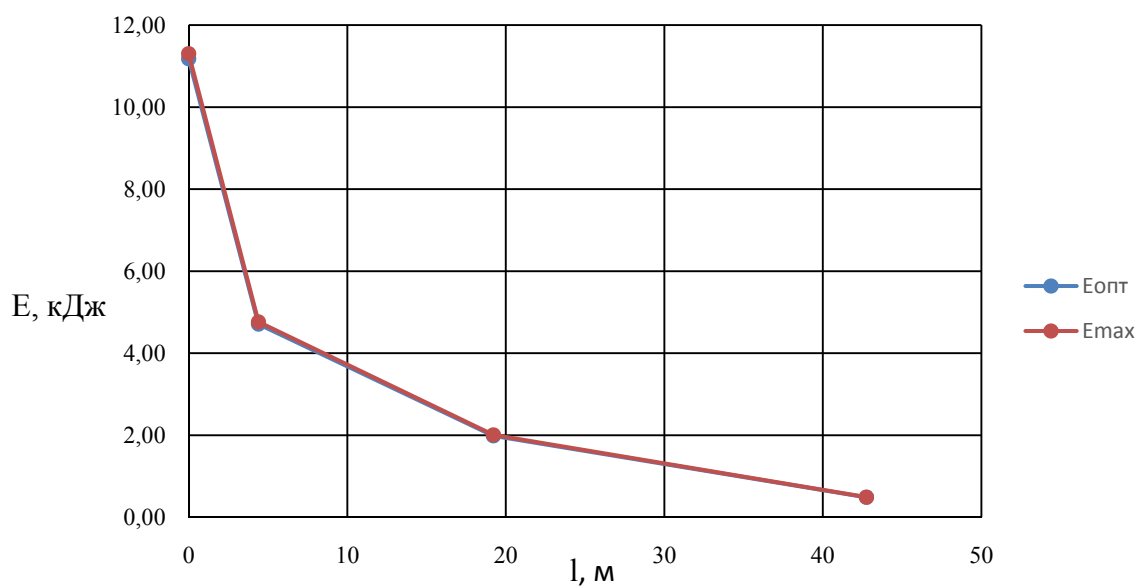


Рисунок 3.6– График изменения средней удельной кинетической энергии потока по отсасывающей трубе ПЛ50-В-530

3.3 Гидрогенератор

3.3.1 Определение параметров и размеров гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность:

$$S_H = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{72,5}{0,81} = 89,5 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (3.94)$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k S_H = 1,06 \cdot 89,5 = 94,9 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (3.95)$$

где k – коэффициент, зависящий в основном от $\cos \varphi$ [3]

Число полюсов:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_0} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{142,8} = 42. \quad (3.96)$$

Затем определяется удельная нагрузка, т.е. кажущаяся мощность, приходящаяся на один полюс:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{89,5}{42} = 2,1 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (3.97)$$

В генераторостроении существует понятие «полюсное деление» это длина внешней дуги обода ротора, приходящаяся на один полюс

$$\tau^* = \frac{\pi D_i}{2p}. \quad (3.98)$$

Полюсное деление зависит от удельной нагрузки и способа охлаждения.

$$\tau^* = A S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 2,1^{0,239} = 0,538 \text{ м,} \quad (3.99)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты [3]

Из формулы (3.88) определяем диаметр ротора D_i :

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,538 \cdot 42}{3,14} = 7,20 \text{ м.} \quad (3.100)$$

Далее необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме,

которая согласно [4] составляет: $u_{пр} = 160$ м/с для генераторов кажущейся мощностью:

$$S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Предельная окружная скорость:

$$u_{пр} = \frac{\pi D_i k_{разг} n_0}{60} = \frac{3,14 \cdot 7,2 \cdot 1,17 \cdot 142,8}{60} = 62,95 \text{ м/с}, \quad (3.101)$$

где $k_{разг}$ – коэффициент разгона:

$$k_{разг} = \frac{n'_{Iразг}}{n'_{I0}} = \frac{124,4}{106,4} = 1,17. \quad (3.102)$$

При $D_i = 7,2$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Диаметр шахты ориентировочно принимаем равным внутреннему диаметру кромок статора турбины:

$$D_{ш} = 6,4 \text{ м}. \quad (3.103)$$

При наличии нижней крестовины по условиям ее проноса и закрепления необходимо, что бы выполнялось условие:

$$D_i \geq D_{ш} + 0,6 \text{ м}$$

$$7,2 \geq 7,0$$

Условие выполняется.

Для определение высоты активного железа необходимо найти «условный объем машины»:

$$W_S = D_i^2 l_a = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0}, \quad (3.104)$$

где S_p – расчетная мощность

C_a – коэффициент машины, зависящий от удельной нагрузки на полюс S^* и способ охлаждения.

$$C_a = \frac{R}{S^{*y}} = \frac{8,9}{2,1^{0,105}} = 8,23. \quad (3.105)$$

Из формулы (3.94) высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_S}{D_i^2} = \frac{30C_a S_p}{\pi n_0 D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,23 \cdot 94,9}{3,14 \cdot 142,8 \cdot 7,2^2} = 1,01.$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 110$ см

После определения D_i и l_a уточняется конструктивное исполнение генератора: при $D_i/l_a > 5$ рекомендуется принимать зонтичное.

Внешний диаметр вала:

$$d_b = (12 \div 14)^3 \sqrt{\frac{N_a}{n_0}} = 13^3 \sqrt{\frac{72,5}{142,8}} = 1,04 \text{ м.} \quad (3.106)$$

Принимаем $d_b = 110$ см

Внутренний диаметр вала:

$$d'_b = \sqrt[4]{d_b(d_b^3 - 1,13 \frac{N_{\text{ген}}}{n_0})} = \sqrt[4]{1,1 \left(1,1^3 - 1,13 \frac{72,5}{1142,8} \right)} = 0,98 \text{ м.} \quad (3.107)$$

Принимаем $d'_b = 100$ см

Основные размеры вертикального гидрогенератора представлены в таблице 3.5.

Общая масса генератора приближенно определяется по формуле:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 50 \cdot 7,2 \cdot 1,01 = 364 \text{ т,} \quad (3.108)$$

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

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 364 = 200 \text{ т.} \quad (3.109)$$

Вес рабочего колеса и вала турбины:

$$G_T = k_G \cdot D_1^\alpha \cdot H_{\text{max}}^\beta = 0,25 \cdot 5,3^{2,5} \cdot 49,2^{0,5} = 120 \text{ т.} \quad (3.110)$$

Таблица 3.7 – Основные размеры генератора Елогуйской ГЭС

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	$(1,7 \div 1,9)l_a$	1,9 м
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05 + 0,0017n_0)D_i$	9,3 м
	Диаметр активной стали D_a	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	7,9 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{\text{в.к.}}$	$(0,1 \div 0,12)D_i$	0,9 м

	Диаметр лучей $D_{в.к.}$	$D_{ст}$	6,4 м
Подпятник	Высота $h_{п}$	$(0,15 \div 0,2)D_i$	1,4 м
	Диаметр кожуха $D_{п}$	$(0,4 \div 0,5)D_i$	3,6 м
Нижняя крестовина	Высота $h_{н.к.}$	$(0,25 \div 0,30)D_{ш}$	1,9 м
	Диаметр лучей $D_{н.к.}$	$D_{ш} + 0,4$	6,8 м
Надстройка	Высота h_0	$0,3 \div 0,5$	0,4 м
	Диаметр d_0	$(0,2 \div 0,25)D_i$	1,8 м
Кратер	Диаметр $D_{кр}$	$(1,4 \div 1,5)D_i$	10,8 м
	Минимальная ширина прохода b	$0,4 \div 0,5$	0,5 м

3.3.2 Определение геометрических размеров машинного зала

Диаметр шахты гидроагрегата:

$$D_{\text{ш}} = 9,3 \text{ м.} \quad (3.111)$$

По рекомендациям [4] ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{ш}} + 7 = 9,3 + 7 = 16,3 \text{ м,} \quad (3.112)$$

где $D_{\text{ш}} = D_{\text{ст}}$ – диаметр шахты гидроагрегата (таблица 3.8).

Для приплотинных зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{сп}} + 2 \cdot B_{\text{сл}} = 15,5 + 2 \cdot 1,8325 = 20 \text{ м,} \quad (3.113)$$

где $B_{\text{сп}}$ – ширина спиральной камеры;

$B_{\text{сл}}$ – ширина слоя бетона между соседними агрегатами.

Ширина монтажной площадки:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 20 \text{ м.} \quad (3.114)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 6 \cdot 20 + 20 = 140 \text{ м.} \quad (3.115)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА.

Высота машинного зала:

$$H'_{\text{мз}} = 16,0 \text{ м.} \quad (3.116)$$

3.4 Подъёмно – транспортное оборудование

В машинном зале для монтажа и демонтажа основного гидросилового оборудования принимаем к установке два мостовых крана г/п 200/50 т. В качестве подъёмного механизма для плоских затворов отсасывающей трубы принимаем козловой кран г/п 50 т, а для подъема сороудерживающих решёток, затворов турбинных водоводов принимаем козловой кран г/п 100 т.

4 Компонровка и сооружения гидроузла

4.1 Компонровка гидроузла

Русловая компоновка. В состав проектируемого гидроузла входят грунтовая плотина, бетонная глухая стенка, водосливная плотина, станционная плотина, глухая плотина, приплотинное здание ГЭС с монтажной площадкой.

При размещении сооружений следует учитывать условия пропуска строительных расходов. Строительный расход 1-й очереди может пропускаться через суженное русло. Пропуск строительных расходов 2-й очереди строительства целесообразнее осуществлять через недостроенную водосливную плотину методом донных отверстий. Размещение бетонных сооружений необходимо увязывать с наиболее удобной и экономичной схемой производства работ.

4.2 Проектирование бетонной водосливной плотины

4.2.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГГП}$ принимают наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s. \quad (4.1)$$

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{ФПУ} + h_s, \quad (4.2)$$

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

$$h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (4.3)$$

где $h_{run\ 1\%}$ – высота наката волн на откос расчётной обеспеченностью 1%;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м.

Элементы ветровых волн и высоту ветрового нагона определяют согласно [2].

Расчёт для основного сочетания нагрузок

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,5 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{24^2 \cdot 2000}{9,81 \cdot 25} = 0,01, \quad (4.4)$$

где V_w – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

k_w – коэффициент, принимаемый в зависимости от скорости ветра [3, табл.2*]

L – длина разгона волны, м; (Приложение 3)

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, принимаем 0;

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{60 - 10}{2} = 25 \text{ м.} \quad (4.5)$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного и особого сочетания нагрузок: Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище, $t = 21600$ сек.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2000}{24^2} = 34.$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8830.$$

По графику для определения элементов ветровых волн по верхней огибающей кривой (для глубокой воды) [2, приложение 1, рис.1], используя значения $\frac{g \cdot t}{V_w}$ и $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$, определяем параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$.

$$\text{для } \frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2000}{24^2} = 34:$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,01.$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,2.$$

$$\text{для } \frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8830:$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,075.$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 3,8.$$

Принимаем меньшие полученные значения.

Используя их определим средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = \frac{V_w^2 \cdot 0,01}{g} = 0,6 \text{ м.}$$

$$\bar{T} = \frac{V_w \cdot 1,2}{g} = 3,0 \text{ м.}$$

Рассчитаем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,0^2}{2 \cdot 3,14} = 14 \text{ м.} \quad (4.6)$$

Проверим условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$$

$$26 > 7$$

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.7)$$

где K_i – коэффициент, зависящий от волнообразующих факторов

$$K_i = 2,1.$$

$$h_{1\%} = 0,6 \cdot 2,1 = 1,3.$$

Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (4.8)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса [2, табл.6];

k_{sp} – коэффициент, учитывающий скорость ветра и заложения откоса [2, табл.7];

k_{run} – коэффициент, учитывающий пологость волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ и заложение откоса грунтовой плотины [2, рис.10].

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{7}{1,3} = 5,4.$$

Принимаем $ctg\varphi = 3$, используя полученное значение $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}}$, определяем k_{run} , принято $k_{run} = 1,1$

$$h_{run\ 1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 1,9 \text{ м.}$$

$$h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,9 + 0,01 + 0,5 = 2,4 \text{ м.}$$

Расчёт для особого сочетания нагрузок

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos\alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{19^2 \cdot 2000}{9,81 \cdot 26,5} = 0,005, \quad (4.9)$$

где V_w – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

k_w – коэффициент, принимаемый в зависимости от скорости ветра [3, табл.2*]

L – длина разгона волны, м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, принимаем 0;

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{61 - 10}{2} = 25,5 \text{ м.} \quad (4.10)$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного и особого сочетания нагрузок. Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище, $t = 21600$ сек.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2000}{19^2} = 54.$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{19} = 11152.$$

По графику для определения элементов ветровых волн по верхней огибающей кривой (для глубокой воды) [2, приложение 1, рис.1], используя значения $\frac{g \cdot t}{V_w}$ и $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$, определяем параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$.

$$\text{для } \frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2000}{19^2} = 54:$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,014.$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,35.$$

$$\text{для } \frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{19} = 11152:$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,08.$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 4,1.$$

Принимаем меньшие полученные значения.

Используя их определим средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = \frac{V_w^2 \cdot 0,014}{g} = 0,5 \text{ м.}$$

$$\bar{T} = \frac{V_w \cdot 1,35}{g} = 2,6 \text{ м.}$$

Рассчитаем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,6^2}{2 \cdot 3,14} = 10,5 \text{ м.} \quad (4.11)$$

Проверим условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$$

$$26,5 > 5,25$$

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.12)$$

где K_i – коэффициент, зависящий от волнообразующих факторов, принято $K_i = 2,1$

$$h_{1\%} = 0,5 \cdot 2,1 = 1,05.$$

Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (4.13)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса [2, табл.6];

k_{sp} – коэффициент, учитывающий скорость ветра и заложения откоса [2, табл.7];

k_{run} – коэффициент, учитывающий пологость волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ и заложение откоса грунтовой плотины [2, рис.10].

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{10,5}{1,05} = 10.$$

Принимаем $ctg\varphi = 3$, используя полученное значение $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}}$, определяем k_{run} , принято $k_{run} = 1,2$

$$h_{run\ 1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 1,05 = 1,7 \text{ м.}$$

$$h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,7 + 0,005 + 0,5 = 2,2 \text{ м.}$$

За отметку гребня грунтовой плотины принимается большая из двух:

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 60 + 2,4 = 62,4 \text{ м.} \quad (4.14)$$

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{ФПУ} + h_s = 61 + 2,2 = 63,2 \text{ м.} \quad (4.15)$$

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формулам:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a = 60 + 1,3 + 0,8 = 62,1 \text{ м.} \quad (4.16)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + a = 61 + 1,05 + 0,8 = 62,9 \text{ м,} \quad (4.17)$$

где a – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее для I класс – 0,8 м, II-0,6 м, III-IV-0,4 м.

4.3 Гидравлические расчёты

Гидравлические расчеты выполняются для определения:

- а) ширины водосливного фронта, числа и размеров водосливных отверстий;
- б) отметки гребня водослива;
- в) формы водосливной грани и ее сопряжения с водобоем;
- г) формы сопряжения бьефов;
- д) размеров гасителя энергии потока в НБ.

4.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p должен пропускаться при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии.

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более: $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$;

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - Q_{\text{ГЭС}}(n - 1) = 4529 - 167 \cdot (6 - 1) = 3694 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.18)$$

где $Q_{\text{осн.мах}}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{\text{ГЭС}}(n - 1)$ – расход через агрегаты, участвующие при пропуске расчетного расхода.

Определим общую ширину водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_{\text{в}}} = \frac{3694}{27,5} = 134,3 \text{ м} \approx 135 \text{ м,} \quad (4.19)$$

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

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 22 = 27,5 \text{ м}^2/\text{с} , \quad (4.20)$$

где q_p - удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 * (14,4 - 10) = 22,0 \text{ м}^2/\text{с} , \quad (4.21)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн.макс}}$;

v_h – допустимая не размывающая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скалы $[v_h]=5 \text{ м/с}$.

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округлим в большую сторону, $B=135 \text{ м}$.

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной длиной пролета отверстия $b = 24 \text{ м}$, тогда количество водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b_{\text{ст}}} = \frac{135}{24} = 5,6. \quad (4.22)$$

Округлим до ближайшего целого числа $n = 6$.

Ширина водосливного фронта будет равна :

$$B = n \cdot b = 6 \cdot 24 = 144 \text{ м}. \quad (4.23)$$

4.3.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водослива методом последовательного приближения определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3694}{0,49 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,63 \text{ м}, \quad (4.24)$$

где m – коэффициент расхода, зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [4, раздел 6-4].Примем коэффициент расхода $m=0,49$ (практический профиль типа А).

Полный напор на водосливе с учётом сжатия:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3694}{0,49 \cdot 0,954 \cdot 1 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,73 \text{ м}, \quad (4.25)$$

где σ_n – коэффициент подтопления (считаем, что водослив не подтоплен, $\sigma_n = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6 - 1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{5,63}{24} = 0,977, \quad (4.26)$$

где ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимаем $\xi = 0,7$ (закруглённая форма устоя);

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, принимаем $\xi_0 = 0,45$ (круглая форма быка).

Определим геометрический напор на водосливе по формуле:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g} = 5,73 - \frac{1,1 \cdot 0,63^2}{2 \cdot 9,81} = 5,72 \text{ м}, \quad (4.27)$$

где α – коэффициент кинетической энергии (коэффициент Кориолиса), принимаем $\alpha = 1,1$;

v_0 – скорость подхода потока к водосливу.

Скорость подхода потока к водосливу определяется по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_B]} = \frac{3694}{(60 - 10) \cdot [144 + (6 - 1) \cdot 3,5]} = 0,44 \text{ м/с}, \quad (4.28)$$

где δ_B – толщина быка.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 60 - 6 = 54 \text{ м}, \quad (4.29)$$

где $H_{\text{ст}}$ – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом.

$$H_{\text{ст}} = 6 \text{ м}.$$

4.3.3 Проверка на пропуск поперечного расхода при поперечном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поперечного расчетного случая:

$$Q_{p.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС}(n) - Q_c = 4982 - 167 \cdot (6 - 1) = 4147 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.30)$$

где $Q_{ГЭС}(n)$ – расход воды, проходящий через агрегаты здания ГЭС;

Q_c – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения ($Q_c = 0$);

Напор над гребнем водослива без учёта сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{ пов}} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4147}{0,49 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,11 \text{ м.} \quad (4.31)$$

Напор на водосливе с учётом сжатия:

$$H_{02\text{ пов}} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4147}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,22 \text{ м.} \quad (4.32)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01\text{ пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6 - 1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{6,11}{24} = 0,97. \quad (4.33)$$

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

$$H_{пов} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g} = 6,22 - \frac{1,1 \cdot 0,48^2}{2 \cdot 9,81} = 6,21 \text{ м}, \quad (4.34)$$

где v_0 – скорость подхода потока к водосливу:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_B]} = \frac{4147}{(61 - 10) \cdot [144 + (6 - 1) \cdot 3,5]} = 0,48 \text{ м/с.} \quad (4.35)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\Phi_{\text{ПУ}_p} = \nabla\Gamma\text{В} + H_{\text{пов}} = 54 + 6,22 = 60,21 \text{ м.} \quad (4.36)$$

$\nabla\Phi_{\text{ПУ}_p} = 60,21 \text{ м} < \nabla\Phi_{\text{ПУ}_{\text{зад}}} = 61 \text{ м}$, следовательно пропускная способность водослива достаточна для пропуска расхода $Q_{\text{р.пов}} = 4147 \text{ м}^3/\text{с}$ при заданной отметке ФПУ.

4.3.4 Построение профиля водосливной плотины по координатам Кригера-Офицера

Оголовок безвакуумного водослива практического профиля типа А строится по координатам Кригера–Офицера[4, табл.6-12].

По проектному напору $H_{\text{пр}}=H_{\text{ст}}$ определяем координаты оголовка безвакуумного водослива. Табличные координаты x и y умножим на $H_{\text{ст}} = 6\text{м}$ (Приложение Г).

Сопряжение водосливной грани с плитой водобоя осуществляется радиусом R , который зависит от высоты плотины со стороны нижнего бьефа $C_{\text{н}}$ и напора на водосливе, указанном в таблице 4.1.

Таблица 4.1 –Значение сопрягающих радиусов R в зависимости от напора на водосливе H и высоты водосливной плотины $C_{\text{н}}$.

$C_{\text{н}}, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
40	18,0
50	20,3

При $C_{\text{н}} = \nabla\Gamma\text{В} - \nabla\text{дно} = 54 - 10 = 44 \text{ м}$ получаем $R = 19,0\text{м}$.

Построенный по координатам Кригера –Офицера оголовок представлен в приложении Г, рисунок Г.1.

4.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

В зависимости от соотношения глубины h'_c и бытовой глубины $h_{\text{НБ}}$ возникают следующие типы сопряжения бьефов:

а) $h''_c > h_{\text{НБ}}$ – сопряжение по типу отогнанного прыжка;

б) $h''_c = h_{\text{НБ}}$ – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;

в) $h''_c < h_{\text{НБ}}$ – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Расчет сводится к определению сопряженных глубин h'_c и h''_c , и сравнения h'_c с бытовой глубиной $h_{\text{НБ}}$.

Определяем полную удельную энергию перед водосливом

$$E_0 = C_{\text{н}} + H_0 = 44 + 6 = 50 \text{ м,} \quad (4.37)$$

где C_H - высота плотины со стороны НБ;

H_0 - полный напор на водосливе.

Проверяем условие возможности не учитывать скорость подхода воды к водосливу: $\omega > 4BH$:

$$4 \cdot B \cdot H = 4 \cdot (144 + (6 - 1) \cdot 3,5) \cdot 6 = 3876 \text{ м}^2.$$

$$\omega = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_B) = 8385 \text{ м}^2.$$

$8385 > 3876$, условие соблюдается, следовательно скоростью подхода пренебрегаем и принимаем $H_0 = H_{\text{ст}} = 6$ м.

Определяем критическую глубину $h_{\text{кр}}$:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3694^2}{(144 + (6 - 1) \cdot 3,5)^2 \cdot 9,81}} = 3,79 \text{ м.} \quad (4.38)$$

Относительная удельная энергия в верхнем бьефе:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{50}{3,79} = 13,2. \quad (4.39)$$

По графику Черноусова М.Д. в зависимости от ξ_0 , с учетом коэффициента скорости φ_c определим относительные глубины ξ_c и ξ_c'' [1]

Коэффициент скорости φ_c для криволинейных водосливов практического профиля определяем по данным Скребкова Г.П. в зависимости от отношения $H_{\text{ст}}/C_H$, представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Коэффициент скорости φ_c в сжатом сечении для водослива практического профиля

$H_{\text{ст}}/C_H$	1,5	1,0	0,5	0,3	0,16	0,10
φ_c	0,99	0,98	0,96	0,93	0,90	0,88

$$\frac{H_{\text{ст}}}{C_H} = \frac{6}{44} = 0,14.$$

$$\varphi = 0,89.$$

$$\xi_c = 0,22.$$

$$\xi_c'' = 3,0.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,22 \cdot 3,79 = 0,8 \text{ м.} \quad (4.40)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,0 \cdot 3,79 = 11,4 \text{ м.} \quad (4.41)$$

Сопоставляя глубину в нижнем бьефе, равную 4,4м, со второй сопряженной глубиной, устанавливаем, что $h_c'' > h_{НБ}$ (11,4 м > 4,4 м) . Таким образом, в нижнем бьефе отогнанный прыжок, поэтому требуется устройство гасителей.

4.3.6 Гашение энергии с помощью отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании целесообразно осуществлять гашение энергии сбрасываемой воды способом свободно отброшенной струи. Этот способ применяют при определенных условиях, указанных СНиП 2.06.06.85:

1. Высота плотины больше 40 метров (высота проектируемой плотины 55,6 м.) (раздел 3.1)
2. Относительная ширина русла, достаточная для того чтобы, чтобы отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу гидроагрегатов

$$\frac{l_{ch}}{h} = \frac{800}{55,6} = 15,3 > 3$$

где l_{ch} – ширина створа по хорде на отметке гребня водослива;
 h – высота проектируемой плотины.

3. Прочное скальное основание (диориты)

Данные требования выполняются, следовательно, можно выполнять расчет гашения энергии отбросом струи.

Задача сводится к определению дальности отлета струи от плотины до входа в воду в НБ и глубины ямы размыва.

Назначаем минимальную отметку уступа:

$$V_{\text{уступа}} = V_{НБ_{max}} + 5 = 14,5 + 5 = 19,5 \text{ м.} \quad (4.42)$$

Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске максимального расхода поверочного расчетного случая, но не менее чем 1-2м.

Определяем дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа :

$$L = k_a \cdot z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2 \cdot \alpha \left[1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha} \right], \quad (4.43)$$

где k_a – коэффициент аэрации

φ – коэффициент скорости (для истечения в атмосферу при свободном полете струи $\varphi=0,97$

α – угол схода струи с трамплина ($\alpha=30-35^\circ$), принимаем $\alpha=30^\circ$

$$Z_1 = \nabla ГВ + H_{\text{СТ}} - \nabla \text{уступа} = 54 + 6 - 19,5 = 40,5 \text{ м.} \quad (4.44)$$

$$Z_0 = (\nabla ГВ + H_{\text{СТ}}) - \nabla \text{УНБ} = (54 + 6) - 14,4 = 45,6 \text{ м.} \quad (4.45)$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда:

$$\text{Fr} = \frac{v_H^2}{gh_H} = \frac{27,3^2}{9,81 \cdot 0,8} = 94,9, \quad (4.46)$$

где v_H – скорость потока на носке;

h_H – высота потока воды на носке.

$$V_H = \varphi \sqrt{2gz_1} = 0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 40,5} = 27,3 \text{ м/с.} \quad (4.47)$$

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{22,9}{27,3} = 0,8 \text{ м,} \quad (4.48)$$

где q – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{q_p}{B + (n - 1)\delta_6} = \frac{3694}{144 + (6 - 1) \cdot 3,5} = 22,9 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (4.49)$$

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

$$L > 0,4Z_0,$$

где z_0 – напор, создаваемый плотиной.

$$L = 0,8 \cdot 40,5 \cdot 0,97^2 \cdot \sin 60 \left(1 + \left(\frac{45,6}{40,5} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,97^2 \cdot \sin^2(30)} \right) = 31,7 \text{ м.} \quad (4.50)$$

Сравниваем с безопасным расстоянием отлета струи:

$$L > 0,4Z_0$$

$$31,7 > 18,2$$

Условие безопасности соблюдается.

Определяем глубину ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 21,5 - 4,4 = 17,1 \text{ м.} \quad (4.51)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{94,9}) \cdot \sqrt{94,9} \cdot \sqrt[4]{\frac{4,4}{1}} \cdot 0,8 = 21,5 ,$$

где d -средняя крупность отдельности в скальном основании($d=1\text{м}$)

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1} = 31,7 + \frac{21,5}{0,6} = 67,8 \text{ м,} \quad (4.52)$$

где α_1 - угол входа струи в воду

$$\begin{aligned} \text{tg}\alpha_1 &= \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2g(0,5h_{\text{Н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\ &= \sqrt{\text{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 0,8 \cdot \cos 30 + 9,5 - 4,4)}{27,3^2 \cdot \cos^2 30}} \\ &= 0,6 , \end{aligned} \quad (4.53)$$

где a - высота уступа над дном

$$a = \nabla_{\text{уст}} - \nabla_{\text{дно}} = 19,5 - 10,0 = 9,5 \text{ м.} \quad (4.54)$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывого русла:

$$b_{\text{р}} = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 3,8 + 3,7 \cdot 17,1 = 73,2 \text{ м.} \quad (4.55)$$

4.4 Конструирование плотины

4.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину по основанию, будет требовать минимума материалов, т.е. будет экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- отсутствию растягивающих напряжений в бетоне, т.к. бетон слабо сопротивляется растяжению и в нем недопустимо появления трещин с напорной стороны плотины;

- устойчивости тела плотины против сдвига по основанию.

Ширина подошвы плотины на скальном основании удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости при условии:

$$B_{пл}/h = 0,72,$$

где h - высота плотины, равная:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 60 - 8 = 52 \text{ м.} \quad (4.56)$$

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - (2 \div 3) = 10 - 2 = 8 \text{ м,} \quad (4.57)$$

где $(2 \div 3)$ м толщина слоя грунта с низкой несущей способностью, удаляемого при подготовке основания.

Ширина подошвы плотины:

$$B_{пл} = 0,72 \cdot h = 0,72 \cdot 52 = 38 \text{ м.} \quad (4.58)$$

Профиль плотины будет иметь вид прямоугольного треугольника с вершиной на отметке НПУ.

4.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

Проектируемая плотина будет разрезаться на два столба, длиной l по 19 м и b' шириной 27,5 м.

$b'/l = 27,5/19 = 1,75$ это означает, что вероятность температурноготрещинообразования блока таких размеров мала.

Размеры бетонного блока показаны на рисунке 4.1.

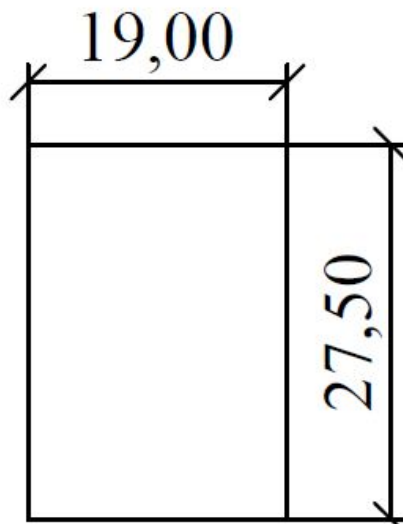


Рисунок 4.1–Размеры бетонного блока

Омоноличивание швов будет производиться в весенний период года, при их наибольшем раскрытии.

4.4.3 Быки

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений.

Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий. При ширине пролёта $b=24$ м по рекомендации Березинского А.Р. принимаем ширину неразрезного быка равной $0,12b$, т.е ширина быка будет равна:

$$d = 0,12 \cdot b = 0,12 \cdot 24 = 2,9 \text{ м.} \quad (4.59)$$

При наличии деформационного шва по оси быка его толщину увеличиваем на $0,6$ м, тогда толщина разрезного быка равна:

$$\delta_{\text{б}} = 2,9 + 0,6 = 3,5 \text{ м.} \quad (4.60)$$

Толщину пазового перешейка быка необходимо назначать не менее $0,6$ м. Схема быка показана на рисунке 4.2.

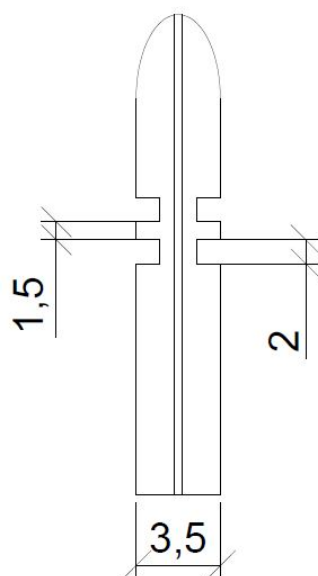


Рисунок 4.2–Схема быка

Отметка гребня быка:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 54 + 1,6 \cdot 6 = 63,6 \text{ м}, \quad (4.61)$$

где $\nabla_{\text{ГВ}}$ – отметка гребня водослива;

$H_{\text{ст}}$ – напор на гребне водослива.

Головная часть быка обычно имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимают примерно на 1-2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

$$\nabla_{\text{Уступа}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}} + 5 = 14,5 + 5 = 19,5 \text{ м}. \quad (4.62)$$

На проектируемой плотине был выбран плоский тип затворов. Пролёт затвора составляет 24 м, высота 6 м.

Пазы рабочего затвора располагают обычно на линии гребня водослива, ширина паза составляет 2 м. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещают на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора.

4.4.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу; также они служат опорами для затворов и мостов.

В проектируемой плотине был принят отдельный устой, для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

4.4.5 Галереи в теле плотины

В проектируемой плотине будет 2 продольные галереи на $\nabla 6$ и $\nabla 28$.

Галереи, предусмотренные для контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций. Размеры: ширина 2,0 м, высота 2,5 м.

4.5 Конструирование отдельных элементов подземного контура

Поскольку скала является водоупором, то сильно развитый подземный контур не нужен. Для таких оснований обычно устраивается цементационная завеса и дренаж.

4.5.1 Противофильтрационная завеса

Толщина противофильтрационной завесы δ_3 у подошвы плотины:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}} = \frac{31 \cdot 1,25}{15} = 2,6 \text{ м}, \quad (4.63)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения [3];

$J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе, следует принимать в зависимости от вида грунтов основания [1]: для скальных грунтов - 15.

Скважины для завесы будут располагаться в продольном направлении. Относительно оси плотины расположены в один ряд.

Потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_{\max} - H_{as} = 49,7 - 19,9 = 29,8 \text{ м}, \quad (4.64)$$

где H_{\max} – максимальный напор на сооружение;

H_{as} – напор на завесе;

Так как $\nabla H_{B_{\min}} = 10,3$ м принята согласно расходу санитарного попуска ($Q_{сп} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$) и получается $h_{нб} = 0,3$ м, то принимаем $\nabla H_B = 14,4$ м

$$H_{\max} = \nabla H_{ПУ} - \nabla H_B = 60 - 10,3 = 49,7 \text{ м}. \quad (4.65)$$

$$H_{as} = 0,4 H_{\max} = 0,4 \cdot 49,7 = 19,9 \text{ м}. \quad (4.66)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_3 = (0,1 \div 0,25)B = 0,1 \cdot 38 = 4 \text{ м}, \quad (4.67)$$

где $B_{пл}$ - ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_3 = 0,5H_{max} = 0,5 \cdot 49,7 = 25 \text{ м}. \quad (4.68)$$

4.5.2 Дренажные устройства в основании

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных диаметром 100÷300 мм с шагом 2÷3 м [1]. Глубину скважин принимают равной:

$$h_{др} = 0,5H_3 = 0,5 \cdot 25 = 13 \text{ м}. \quad (4.69)$$

Вода из дренажной галереи на $\nabla 6$ будет откачиваться насосами в вышележащую галерею на $\nabla 28$, а затем сливаться по трубе в нижний бьеф.

Дренаж будет располагаться от напорной грани на расстоянии 10 м.

4.5.3 Дренаж тела плотины

В теле плотины предусмотрен вертикальный дренаж для отвода воды.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$ до верховой грани продольных галерей:

$$a_{др} \geq \gamma_n \cdot H_d / J_{кр},$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

$J_{кр}$ – критический средний градиент напора, для бетона $J_{кр} = 25$

$$\begin{aligned} \text{Для } \nabla 6: \frac{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla 6) \cdot 1,25}{25} \\ = 2,6 \text{ м}. \end{aligned} \quad (4.70)$$

$$\begin{aligned} \text{Для } \nabla 28: \frac{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla 28) \cdot 1,25}{25} \\ = 1,7 \text{ м}. \end{aligned} \quad (4.71)$$

4.6 Фильтрационные расчёты подземного контура

4.6.1 Построение эпюры фильтрационного противодавления для плотин на скальном основании

Эпюры фильтрационного противодействия для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий показаны на рисунках 4.3 и 4.4.

Основное сочетание нагрузок и воздействий

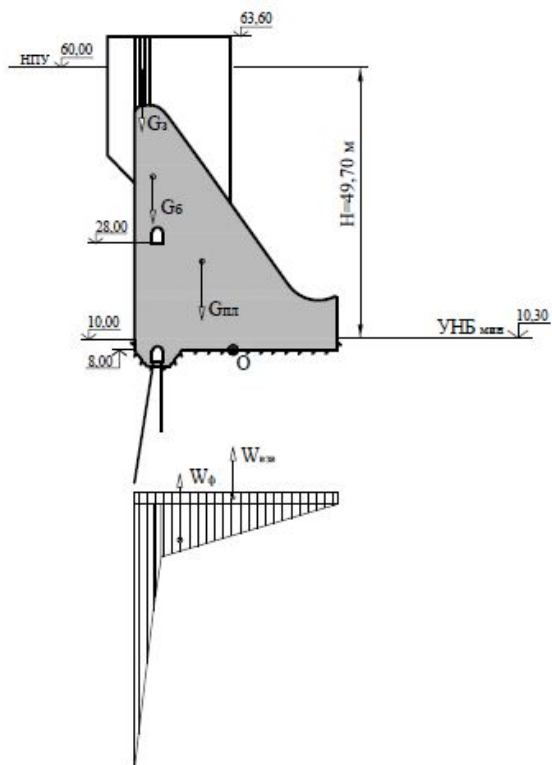


Рисунок 4.3—Эпюра фильтрационного противодействия для основного сочетания нагрузок и воздействий

Основное сочетание нагрузок:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{с.п}}} = 60 - 10,3 = 49,7 \text{ м.} \quad (4.72)$$

Напор на завесе:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 49,7 = 19,9 \text{ м.} \quad (4.73)$$

Напор на дренаже:

$$H_{dr} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 49,7 = 10,0 \text{ м.} \quad (4.74)$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий

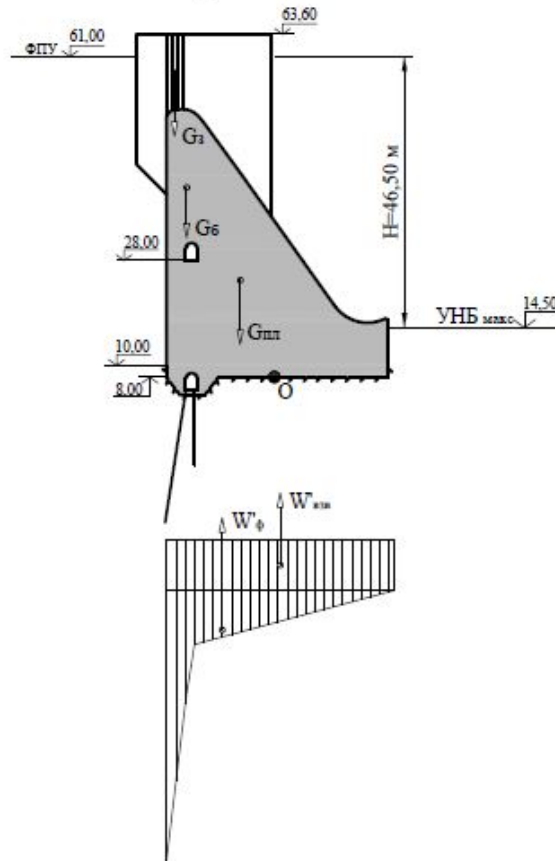


Рисунок 4.4—Эпюра фильтрационного давления для особого сочетания нагрузок и воздействий

Особое сочетание нагрузок:

$$H_d = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\max} = 61 - 14,5 = 46,5 \text{ м.} \quad (4.75)$$

Напор на завесе:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 46,5 = 18,6 \text{ м.} \quad (4.76)$$

Напор на дренаже:

$$H_{dr} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 46,5 = 9,3 \text{ м.} \quad (4.77)$$

4.7 Определение основных нагрузок на плотину

4.7.1 Вес сооружения и механизмов

Формы водосливной плотины и быка показаны на рисунках 4.5 и 4.6.

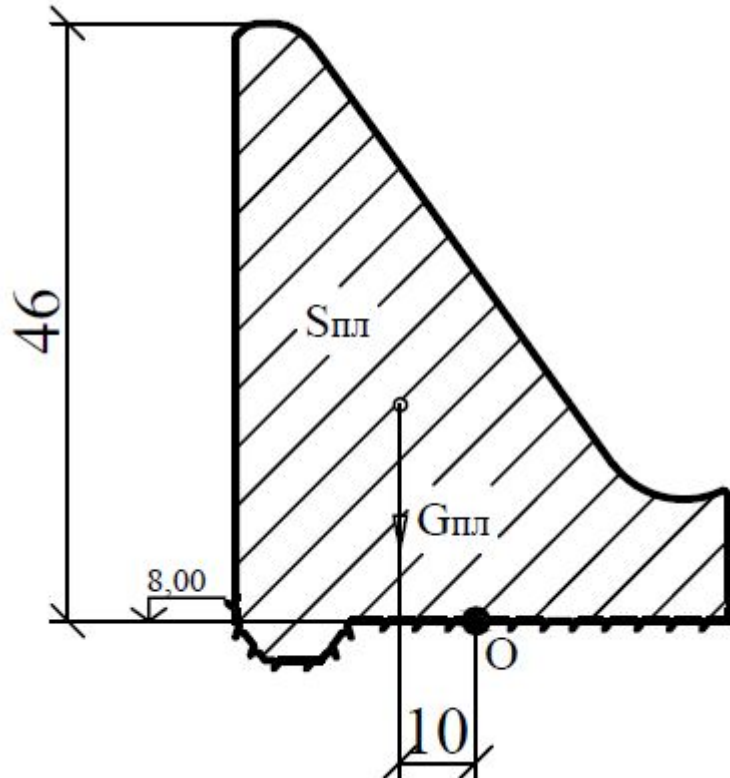


Рисунок 4.5– Схема к расчёту собственного веса плотины и точки её приложения относительно середины контактного сечения (точка O)

Вес водосливной плотины на 1 п.м её длины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{890 \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{24 + 3,5} = 18287 \text{ кН/м}, \quad (4.78)$$

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

$b = 24$ м – ширина пролета;

$\delta_{\text{б}} = 3,5$ м – толщина быка;

$\rho_{\text{б}} = 2,4$ МПа – плотность бетона.

Для определения площади поперечного сечения сооружения и точки приложения равнодействующей воспользовались программой AutoCAD для получения более точного результата.

Площадь поперечного сечения плотины:

$$S_{\text{пл}} = 890 \text{ м}^2.$$

Плечо действия сил $G_{пл}$ относительно середины расчётного сечения:

$$X_{пл} = 10,0 \text{ м.}$$

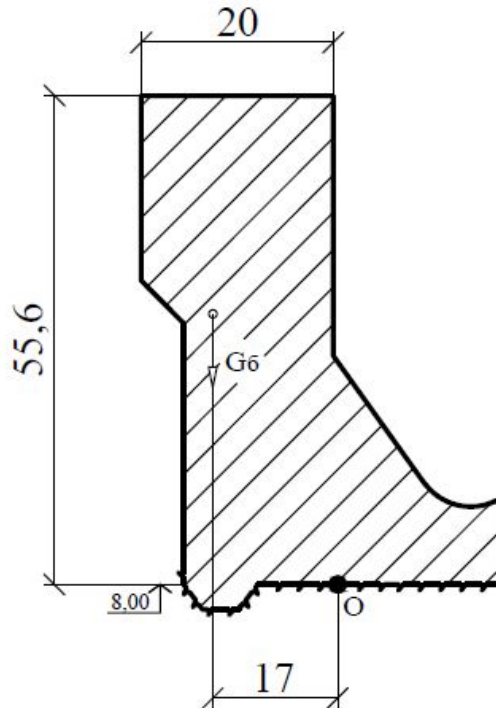


Рисунок 4.6– Схема к расчёту собственного веса быка и точки её приложения относительно середины контактного сечения (точка O)

Вес быка и точку его приложения определим аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1010 \cdot 3,5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{24 + 3,5} = 3026 \text{ кН/м.} \quad (4.79)$$

Площадь поперечного сечения бычка:

$$S_б = 1010 \text{ м}^2.$$

Плечо действия силы $G_б$ относительно середины расчётного сечения:

$$X_б = 17 \text{ м.}$$

Вес плоского затвора (кН) можно определить по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 = 0,055f\sqrt{fg} = 0,055 \cdot 180 \cdot \sqrt{180} \cdot 9,81 = 1303 \text{ кН,} \quad (4.80)$$

где f – площадь плоского затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (61 - 54 + 0,5) \cdot 24 = 180 \text{ м}^2, \quad (4.81)$$

где b – ширина пролёта

Вес затвора на 1 п.м длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1303}{24 + 3,5} = 47,4 \text{ кН/м}. \quad (4.82)$$

4.7.2 Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны ВБ представлена на рисунке 4.7.

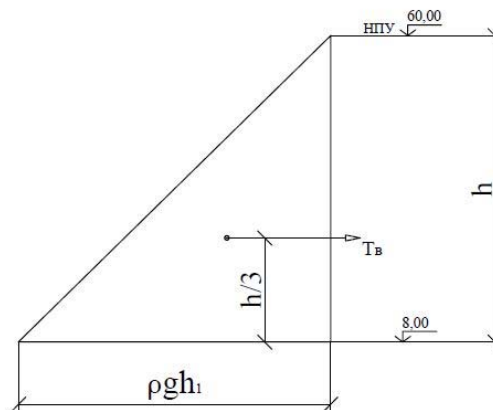


Рисунок 4.7– Эпюра сил гидростатического давления со стороны ВБ

➤ с верхнего бьефа:

при основном сочетании нагрузок:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 52^2}{2} = 13263 \text{ кН/м}, \quad (4.83)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 60 - 8 = 52 \text{ м}$.

при особом сочетании нагрузок:

$$T'_B = \frac{\rho_w g h_1'^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 53^2}{2} = 13778 \text{ кН/м}, \quad (4.84)$$

где $h_1' = \nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla_{\text{под}} = 61 - 8 = 53 \text{ м}$.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны НБ представлена на рисунке 4.8.

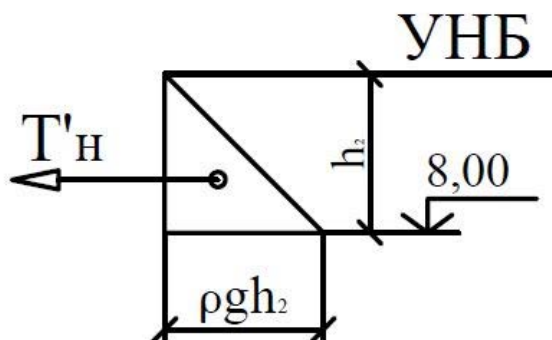


Рисунок 4.8– Эпюра сил гидростатического давления со стороны НБ

➤ с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 2,3^2}{2} = 26 \text{ кН/м}, \quad (4.85)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 10,3 - 8 = 2,3 \text{ м}$.

$$T'_H = \frac{\rho_w g h_2'^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 6,5^2}{2} = 207 \text{ кН/м}, \quad (4.86)$$

где $h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 14,5 - 8 = 6,5 \text{ м}$.

4.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для особого сочетания нагрузок.

Ординаты эпюр определим как:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w g h_1 = 1 \cdot 9,81 \cdot 2,3 = 22,6 \text{ кН/м}, \quad (4.87)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{с.п}}} - \nabla_{\text{под}} = 10,3 - 8 = 2,3\text{ м}$.

$$p'_{\text{взв}} = \rho_w g h'_1 = 1 \cdot 9,81 \cdot 6,5 = 83,4 \text{ Н/м} , \quad (4.88)$$

где $h'_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 14,5 - 8 = 6,5\text{ м}$.

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{взв}} = p_{\text{взв}} B = 22,6 \cdot 38 = 859 \text{ кН/м} . \quad (4.89)$$

$$W'_{\text{взв}} = p'_{\text{взв}} B = 83,4 \cdot 38 = 3184 \text{ кН/м} . \quad (4.90)$$

4.7.4 Сила фильтрационного давления

Фильтрационное давление для основного сочетания нагрузок:

$$W_{\phi} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 395 = 3875 \text{ кН/м} , \quad (4.91)$$

где $S_{\text{эп}} = 395 \text{ м}^2$.

Фильтрационное давление для особого сочетания нагрузок:

$$W'_{\phi} = \rho_w g S'_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 448 = 3728 \text{ кН/м} , \quad (4.92)$$

где $S'_{\text{эп}} = 380 \text{ м}^2$.

4.7.5 Давление грунта

4.7.5.1 Давление наносов

Толщина слоя наносов принимается в зависимости от высоты плотины и уровня заиления реки. Так как река находится в южной части Киргизии, принимаем $h_{\text{н}} = 2\text{ м}$,

Удельный вес наносов во взвешенном состоянии:

$$\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{сух}} - \gamma_w \cdot (1 - n) = 18 - 10 \cdot (1 - 0,3) = 11 \text{ кН/м}^3 , \quad (4.93)$$

где $\gamma_{\text{н}}^{\text{сух}} = 18 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес песка в сухом состоянии (Приложение [6]);
 $n=0,3$ – пористость песка (Приложение [6]).

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$P_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{28}{2} \right) = 7,9 \text{ кПа} , \quad (4.94)$$

где $\varphi_n = 28^\circ$ – угол внутреннего трения песка (Приложение [6]).
Равнодействующая давления наносов на 1 п.м будет равна:

$$E_n = 0,5 \cdot P_n \cdot h_n = 0,5 \cdot 7,9 \cdot 2 = 7,9 \text{кН}. \quad (4.95)$$

4.7.5.2 Активное давление грунта со стороны верхнего бьефа

Активное давление действует в месте от дна до подошвы плотины, под эпюрой наносов. В верхней части ордината эпюры будет равняться ординате давления наносов:

$$P_1 = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{28}{2} \right) = 7,9 \text{кН/м}^2, \quad (4.96)$$

где $\varphi_n = 28$ – угол внутреннего трения песка (Приложение [6]).

$$P'_1 = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{диор}}}{2} \right) = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{38}{2} \right) = 5,2 \text{кН/м}^2, \quad (4.97)$$

где $\varphi_{\text{ск}} = 38$ – угол внутреннего трения диоритов (Приложение [6]).

Второй слой – это скальные грунты.

Ординаты давления во втором слое грунтов:

$$P_2 = (\gamma_n^{\text{взв}} \cdot h_n + \gamma_{\text{диор}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{диор}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{диор}}}{2} \right) = (11 \cdot 2 + 17,5 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{38}{2} \right) = 13,6 \text{кН/м}^2, \quad (4.98)$$

где $\gamma_{\text{диор}}^{\text{взв}}$ – удельный вес диоритов во взвешенном состоянии.

$$\gamma_{\text{диор}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{диор}}^{\text{сух}} - \gamma_w \cdot (1 - n) = 25 - 10 \cdot (1 - 0,25) = 17,5 \text{кН/м}^3, \quad (4.99)$$

где $\gamma_{\text{диор}}^{\text{сух}} = 25 \text{кН/м}^3$ – удельный вес диоритов в сухом состоянии; $n=0,25$ – пористость для диоритов (Приложение [6]).

$\varphi_{\text{ск}} = 38$ – угол внутреннего трения скалы (Приложение [6]).

По полученным ординатам P_1 и P_2 строим эпюру активного давления грунта.

Равнодействующая активного давления грунта равна площади эпюры:

$$E_{\text{акт}} = S_{\text{эп}} = 21,5 \text{кН/м}^2. \quad (4.100)$$

4.7.5.3 Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа в точке 1 определим по формуле:

$$P'_{\text{пн}} = \gamma_{\text{диор}}^{\text{взв}} \cdot h' \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_1}{2} \right) = 0 \text{ кН/м}^2. \quad (4.101)$$

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа в точке 2 определим по формуле:

$$P''_{\text{пн}} = \gamma_{\text{диор}}^{\text{взв}} \cdot h \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_1}{2} \right) = 17,5 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{38}{2} \right) = 70,3 \text{ кН/м}^2. \quad (4.102)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта:

$$E_{\text{пн}} = \frac{P'_{\text{пн}} + P''_{\text{пн}}}{2} h_{\text{гр}} = \frac{0 + 70,3}{2} \cdot 2 = 70,3 \text{ кН}. \quad (4.103)$$

4.7.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,3 \cdot \left(\frac{14}{3,14} + \frac{0,38}{2} \right) = 30 \text{ кН}, \quad (4.104)$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,3^2}{14} = 0,38 \text{ м}.$$

Равнодействующая волнового давления при поперечном случае:

$$W'_{\text{волн}} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,05 \cdot \left(\frac{10,5}{3,14} + \frac{0,33}{2} \right) = 18 \text{ кН}, \quad (4.105)$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,05^2}{10,5} = 0,33 \text{ м}.$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

➤ при НПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{14}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,3 = 1,7 \text{ м}. \quad (4.106)$$

➤ при ФПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10,5}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,05 = 1,3 \text{ м.} \quad (4.107)$$

4.8 Оценка прочности плотины

Нагрузки, действующие на плотину занесены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3– Нагрузки, действующие на плотину

№ п/п	Обозначение	γ_f	Направление	Основное сочетание нагрузок			Особое сочетание нагрузок		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН · м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН · м
1	T_B	1	→	13263	17,3	229452	13778	17,7	243873
2	T_H	1	←	26	0,8	-21	207	2,2	-456
3	G_6	0,95	↓	2875	17	-48878	2875	17	-48878
4	$G_{пл}$	0,95	↓	17373	10	-173729	17373	10	-173729
5	$W_{взв}$	1	↑	859	0	0	3184	0	0
6	W_ϕ	1	↑	3875	8,2	31775	3728	8,3	30941
7	E_H	1,2	→	9	2,7	26	9	2,7	26
8	$E_{ак}$	1,2	→	26	0,9	23	26	0,9	23
9	$E_{пн}$	0,8	←	56	0,7	-39	56	0,7	-39
10	$W_{волн}$	1	→	30	52,3	1569	18	53,8	968
11	q_3	1,2	↓	57	18	1023	57	18	1023

Основное сочетание нагрузок

➤ для верховой грани:

$$N = G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{взв} - W_\phi = 17373 + 2875 + 57 - 859 - 3875 = 15561 \text{ кН}$$

$$\begin{aligned} \sum M &= M(G_{пл} + G_6 + q_3 + T_H + E_{пн}) + M(T_B) + M(W_\phi) + M(E_H) + M(W_{волн}) = \\ &= (-173729 - 48878 - 1023 - 21 - 39) + 229452 + 31775 + 26 + \\ &\quad + 1569 + 23 = 39325 \end{aligned}$$

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{15561}{38} + \frac{6 \cdot 39325}{38^2} = -246 \text{ кПа};$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -244 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 52 \cdot 1 = -510 \text{ кПа};$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 52 - 246) \cdot 0 = 0 \text{ кПа};$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u(1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -246 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 52 \cdot 0 = -246 \text{ кПа};$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 52 = -510 \text{ кПа};$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0)}{2} \cdot \left\{ -246 [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 52 \cdot \left[\cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0}{1 + 0} \right] \right\} = \\ &= -246 \text{ кПа}; \end{aligned}$$

➤ для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6 \Sigma M}{b_d^2} = -\frac{15561}{38} - \frac{6 \cdot 39125}{38^2} = -573 \text{ кПа};$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -573 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 8,4 \cdot (1 - 0^2) = -82 \text{ кПа};$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 8,4 - 573) \cdot 0 = 0 \text{ кПа};$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -573 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 8,4 \cdot 0^2 = -573 \text{ кПа};$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 8,4 = -82 \text{ кПа};$$

Особое сочетание нагрузок

➤ для верховой грани:

$$\begin{aligned} N &= G_{\text{пл}} + G_6 + q_3 - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} = 17373 + 2875 + 57 - 3184 - 3728 = \\ &= 13384 \text{ кН} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Sigma M &= M(G_{\text{пл}} + G_6 + q_3 + T_H + E_{\text{пн}}) + M(T_B) + M(W_\phi) + M(E_H) + M(W_{\text{волн}}) = \\ &= (-173729 - 48878 - 1023 - 456 - 39) + 243873 + 30941 + 26 + \\ &\quad 968 + 23 = 51876\end{aligned}$$

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{13384}{38} + \frac{6 \cdot 51876}{38^2} = -137 \text{ кПа};$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -139 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 53 \cdot 1 = -520 \text{ кПа};$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 53 - 137) \cdot 0 = 0;$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -137 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 53 \cdot 0 = -137 \text{ кПа};$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 53 = -520 \text{ кПа};$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0)}{2} \cdot \left\{ -137 [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 53 \cdot \left[\cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0}{1 + 0} \right] \right\} = \\ &= -137 \text{ кПа};\end{aligned}$$

➤ для низовой грани

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{13384}{38} - \frac{6 \cdot 51876}{38^2} = -568 \text{ кПа};$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -568 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 6,5 \cdot (1 - 0^2) = -83 \text{ кПа};$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 6,5 - 568) \cdot 0 = 0 \text{ кПа};$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -568 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 6,5 \cdot 0^2 = -568 \text{ кПа};$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 6,5 = -83 \text{ кПа};$$

Напряжения действующие на плотину занесены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Напряжения действующие на плотину

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-246	σ_y^t	-573
σ_x^u	-510	σ_x^t	-82
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	0
σ_1^u	-246	σ_3^t	-573
σ_3^u	-510	σ_1^t	-82
σ_c^u	-246		
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-137	σ_y^t	-568
σ_x^u	-520	σ_x^t	-83
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	0
σ_1^u	-137	σ_3^t	-568
σ_3^u	-520	σ_1^t	-83
σ_c^u	-137		

4.9 Критерии прочности плотины

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

- 1) Во всех точках плотины:

$$k_n n_c |\sigma_{max}| \leq R_{пр} m, \quad (4.108)$$

где $k_H = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

n_c – коэффициент сочетания нагрузок ($n_c = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $n_c = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

σ_{max} – максимальное главное напряжение;

$R_{пр} = 15$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20, которое определяем по СНиП 2.06.08-87 “Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений”;

m – коэффициент условия работы ($m = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок; $m = 1$ – при особом сочетании нагрузок).

- для основного сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-573| \leq 15000 \cdot 0,9$$

$$716 \leq 13500$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-568| \leq 15000 \cdot 1$$

$$639 \leq 15000$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0. \tag{4.109}$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$-246 < 0$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$-137 < 0$$

- 3) В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w H_d^u. \tag{4.110}$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$|-246| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 52$$

$$246 \geq 128$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$|-137| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 53$$

$$137 \geq 130$$

- 4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0. \tag{4.111}$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$-246 \leq 0$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$-137 \leq 0$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности для основного и особого сочетания нагрузок.

4.10 Обоснование устойчивости плотины

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \tag{4.112}$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,25;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,95$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

γ_{cd} – коэффициент условий работы ($\gamma_{cd} = 0,95$ – при работе плотины при НПУ; $\gamma_{cd} = 1$ – при работе плотины при ФПУ);

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_{пн} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega, \quad (4.113)$$

где ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м $\omega = B_n \cdot 1 = 38 \cdot 1 = 38 \text{ м}^2$.

F – сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ак}, \quad (4.114)$$

➤ для основного сочетания нагрузок:

$$R = (17373 + 2875 + 57 - 3875 - 859) \cdot 0,8 + 56 \cdot 0,7 + 150 \cdot 38 \\ = 18188 \text{ Н/м.}$$

$$F = 13263 - 26 + 30 + 9 + 26 = 13302 \text{ Н/м.}$$

$$\frac{18188 \cdot 0,95}{13302 \cdot 1} = 1,30 \geq 1,25.$$

➤ для особого сочетания нагрузок:

$$R = (17373 + 2875 + 57 - 3728 - 3184) \cdot 0,8 + 56 \cdot 0,7 + 150 \cdot 38 \\ = 16449 \text{ Н/м.}$$

$$F = 13778 - 207 + 18 + 9 + 26 = 13624 \text{ Н/м.}$$

$$\frac{16449 \cdot 1}{13624 \cdot 0,95} = 1,27 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости.

4.11 Проектирование грунтовой плотины

При проектировании грунтовой плотины, необходимо определиться с наличием грунтовых строительных материалов, из которых можно возвести тело плотины и противофильтрационные устройства в ней.

Створ Елогуйской ГЭС расположен на скальном основании (диориты), также находятся залежи гравийно-галечникового грунта с супесчаным заполнителем.

Тело плотины выполнено из крупного камня с коэффициентом фильтрации 0,1 м/сут.

Предварительное заложение откосов принимаем по параметрам плотины-аналога, в качестве которой принимаем Усть-Хантайскую ГЭС.

Проектируемая плотина имеет следующие параметры:

- заложение верхового откоса выше отметки бермы $m_1 = 1,75$ и

$m_1 = 1,4$ от бермы до подошвы

- заложение низового откоса $m_2 = 1,4$
- Ширина по гребню: 10 м
- Противоперфильный элемент: ядро из суглинка (шириной поверху 4 м и понизу 13,4 м), коэффициент фильтрации 10^{-3} м/сут

4.11.1 Расчёт кривой депрессии

При фильтрационных расчётах таких плотин используют метод виртуальной вставки или виртуальных длин.

Ядро с размерами поверху δ_B и понизу δ_H заменяют ядром со средним размером ядра:

$$\delta_{cp} = \frac{\delta_B + \delta_H}{2} = \frac{4 + 13,4}{2} = 8,7 \text{ м.} \quad (4.115)$$

Виртуальная вставка ядра:

$$L_{я} = \delta_{cp} \cdot \frac{k_T}{k_{я}} = 8,7 \cdot \frac{10^{-1}}{10^{-3}} = 870 \text{ м.} \quad (4.116)$$

$$\lambda H_1 = \frac{m_1}{1 + 2 \cdot m_1} \cdot H_1 = \frac{1,52}{1 + 2 \cdot 1,52} \cdot 50 = 18,8. \quad (4.117)$$

$$\begin{aligned} L &= \lambda H_1 + (h_{пл} - H_1) \cdot m_1 + 2 \cdot \left(\frac{b - \delta_{cp}}{2} \right) + L_{я} + h_{пл} \cdot m_2 = \\ &= 18,8 + (53,6 - 50) \cdot 1,52 + 2 \cdot \left(\frac{10 - 8,7}{2} \right) + 870 + 53,6 \cdot 1,4 = \\ &= 971 \text{ м.} \end{aligned} \quad (4.118)$$

$$\begin{aligned} h &= \frac{L}{m_2} - \sqrt{\left(\frac{L}{m_2} \right)^2 - (h_{пл} - h_{нб})^2} + h_{нб} = \frac{971}{1,4} - \sqrt{\left(\frac{971}{1,4} \right)^2 - (50 - 4,5)^2} + 4,5 = \\ &= 6,0 \text{ м.} \end{aligned} \quad (4.119)$$

$$L_1 = L - h \cdot m_2 = 971 - 6 \cdot 1,4 = 962,2 \text{ м.} \quad (4.120)$$

Ординаты кривой депрессии:

$$y^2 = H_1^2 - \frac{H_1^2 - h^2}{L_1} \cdot x = 2500 - 2,56x.$$

На участке от начала координат до ядра задаёмся значениями x до абсциссы точки с ординатой h_B :

$$\lambda H_1 + (h_{пл} - H_1) \cdot m_1 + \left(\frac{b - \delta_{ср}}{2} \right) = 18,8 + (53,6 - 50) \cdot 1,52 + \left(\frac{10 - 8,7}{2} \right) = 24,9. \quad (4.121)$$

На участке после ядра задаёмся значениями x от абсциссы точки с ординатой h_H до L_1 :

$$x_n = \lambda H_1 + (h_{пл} - H_1) \cdot m_1 + \left(\frac{b - \delta_{ср}}{2} \right) + L_я = 18,8 + (53,6 - 50) \cdot 1,52 + \left(\frac{10 - 8,7}{2} \right) + 870 = 894,9. \quad (4.122)$$

Ординаты кривой депрессии занесены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Ординаты кривой депрессии

	До ядра				После ядра			
x	0	18,8	21,9	24,9	894,9	917,4	939,8	962,2
y	50	49,5	49,5	49,4	14,5	12,3	9,7	4,5

4.11.2 Оценка фильтрационной прочности ядра

Фильтрационная прочность плотины и основания обеспечивается, если выполняется условие:

$$J \leq \frac{J_{кр}}{\gamma_H}, \quad (4.123)$$

где J – градиент напора в расчётной области;

$J_{кр}$ – критический градиент напора для суглинка ядра;

γ_H – коэффициент надёжности по ответственности.

Для ядра плотины градиент напора равен:

$$J_я = \frac{H}{\delta_{ср}} = \frac{49,7}{8,7} = 5,6, \quad (4.124)$$

где H – напор на ядре;

$\delta_{ср}$ – средняя толщина ядра.

Рассматриваемая плотина имеет I класс $\gamma_H = 1,25$. Для ядра из супеси

$$J_{кр} = 6.$$

Определяем соотношение:

$$\frac{J_{кр}}{\gamma_H} = \frac{6}{1,25} = 4,8. \quad (4.125)$$

$$4,8 < 5,6$$

Фильтрационная устойчивость обеспечивается.

4.11.3 Расчёт устойчивости низового откоса методом круглоцилиндрической поверхности скольжения

Расчёт выполняют в условиях плоской задачи, т.е. рассматривают участок плотины, длина которого равна 1 м.

Для выполнения расчёта в едином масштабе по вертикали и горизонтали вычерчивают профиль грунтовой плотины с противофильтрационными элементами и депрессионной кривой.

Для нахождения центров скольжения определяем верхний R_B и нижний R_H пределы радиуса поверхности скольжения:

$$R_B = 2,3 \cdot h_{пл} = 2,3 \cdot 53,6 = 123,3 \text{ м.} \quad (4.126)$$

$$R_H = 1,2 \cdot h_{пл} = 1,2 \cdot 53,6 = 64,3 \text{ м.} \quad (4.127)$$

Радиус кривой скольжения:

$$R = \frac{R_B + R_H}{2} = \frac{123,3 + 64,3}{2} = 93,8 \text{ м.} \quad (4.128)$$

Область, в которой находятся центры опасных кривых скольжения, находится в пределах фигуры AOEDB.

Область ограничивающая очертание плотины разбивается на отсеки шириной b_{Π} :

$$b_{\Pi} = 0,2 \cdot R = 0,2 \cdot 93,8 = 18,8 \text{ м.} \quad (4.129)$$

Вес отсека определяется с учётом влажности грунта:

$$G_n = (\gamma_1 h_1 + \gamma_2 h_2 + \gamma_3 h_3) \cdot b_{\Pi}. \quad (4.130)$$

$$P = \gamma_B (h_2 + h_3) \cdot l_{\Pi}. \quad (4.131)$$

$$l_{\Pi} = \frac{b_{\Pi}}{\cos \alpha_n}. \quad (4.132)$$

Коэффициент устойчивости:

$$k = \frac{\sum T_{уд} \cdot \gamma_{cd}}{\sum T_{сдв} \cdot \gamma_{lc}}. \quad (4.133)$$

Расчёт занесён в таблицу, представленную в приложении Г.

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Определение этапов строительства

Строительство Елогуйской ГЭС разбито на 5 этапов:

На 1 этапе возведение бетонных сооружений (правобережная глухая часть и левобережная глухая стенка, станционная, водосливная части и здание ГЭС) осуществляется за перемычками, а пропуск строительных расходов производится по естественному руслу реки, суженному на 75% перемычками. Внутри котлована первой очереди строятся сооружения, через которые будут пропускать строительные расходы на последующих этапах строительства, глухая часть плотины, станционная часть.

На 2 этапе осуществляется перекрытие русла реки и постепенный пропуск расходов через построенные донные отверстия. Способ перекрытия применяется пионерный, суть которого заключается в постепенной отсыпке каменного банкета в проран берегов. Данный способ применяется для скальных трудно размываемых грунтов и значительных критических скоростях. Строительный материал отсыпается в пределах будущей перемычки в перекрываемом русле для возведения основных сооружений. Перемычка возводится после отсыпки банкета до отметок перекрытия, а на последующем этапе до проектных отметок. Все бетонные сооружения, необходимые для перекрытия русла, возводятся до 30 отметки. После перекрытия производится возведение низовой перемычки второй очереди и откачка воды из котлована второй очереди.

На 3 этапе производится наращивание бетонных сооружений по всему напорному фронту. Пропуск строительных расходов осуществляется через донные отверстия. На этом этапе в котловане второй очереди производится отсыпка грунтовой плотины с ядром до 35 отметки. Все бетонные сооружения наращиваются до 50 отметки. Начинается монтаж первых агрегатов. В конце этого этапа должны быть выполнены мероприятия по разборке перемычки второй очереди и подготовке ложа водохранилища перед его наполнением.

На 4 этапе выполняется наращивание бетонных сооружений до проектных отметок(63,6м) и осуществляется наполнение водохранилища. На этом этапе в котловане второй очереди производится отсыпка грунтовой плотины с ядром до проектной отметки(63,6м). В конце этого этапа донные сооружения должны быть забетонированы. Продолжается монтаж агрегатов.

На 5 этапе происходит дальнейшее наполнение водохранилища, монтаж агрегатов и оборудования.

5.1.1 Объёмы работ на каждом этапе

Объёмы работ на каждом этапе занесены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Объёмы работ

Вид бетонных работ	V, м ³	Вид земляных работ	V, м ³
Водосливная часть		Перемычки первой очереди	
1 этап (до отм.25м)	90651	Продольная	25792
2 этап (до отм.40м)	19008	Верховая поперечная	61794
3 этап (до отм.50м)	87054	Низовая поперечная	55044
4 этап (до отм.63,3м)	51315	Перемычки второй очереди	
Станционная часть		Верховая поперечная	
1 этап (до отм.25м)	107236	Низовая поперечная	
2 этап (до отм.40м)	10858	Объём котлована 1 очер.	
3 этап (до отм.50м)	38050	Объём котлована 2 очер.	
4 этап (до отм.63,6м)	26266	Грунтовая плотина	
Правобережная глухая часть		3 этап (до отм.35м)	
1 этап (до отм.25м)	24137,6	4 этап (до отм.63,6м)	
2 этап (до отм.40м)	4500		
3 этап (до отм.50м)	26105	Общий объём насыпи	
4 этап (до отм.63,6м)	18193	Общий объём выемки	
Левобережная глухая стенка			
1 этап (до отм.25м)	171608		
2 этап (до отм.40м)	11600		
3 этап (до отм.50м)	40679		
4 этап (до отм.63,6м)	25346		
Доп. пролёт			
1 этап (до отм.25м)	35370,4		
2 этап (до отм.40м)	2000		
3 этап (до отм.50м)	7874		
4 этап (до отм.63,6м)	1840		
Машиный зал			
	5730		
Общий бетонных работ	805421		

5.1.2 Пропуск строительных расходов через донные отверстия

Если задаться расходом одного отверстия $3549/6 = 592 \text{ м}^3/\text{с}$, то получим $H = 10,6\text{м}$

Высота перемычки:

$$h_{\text{пер}} = 0,5 + \frac{5,5}{2} + 10,6 + 1 = 14,8 \text{ м.} \quad (5.1)$$

Расход через одно отверстие $10 \times 5,5$:

$$Q = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2g \cdot H} = 0,82 \cdot 55 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 10,6} = 650 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (5.2)$$

Проверяем, будут ли донные отверстия во время перекрытия работать, как водослив с широким порогом:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{пер}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right) = \left(\frac{500}{0,35 \cdot (6 \cdot 5,5) \cdot 4,43} \right)^{2/3} = 4,9 \text{ м.} \quad (5.3)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{1 + (6 - 1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{4,9}{10} = 0,95. \quad (5.4)$$

$$H_{02} = 4,9 \cdot \left(\frac{1}{0,95} \right)^{2/3} = 5,1 \text{ м.} \quad (5.5)$$

$$v = \frac{500}{(5,1 + 0,5) \cdot (6 \cdot 5,5 + (6 - 1) \cdot 3,5)} = 1,8 \text{ м/с.} \quad (5.6)$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v^2}{2g} = 5,1 - \frac{1,1 \cdot 1,8^2}{2 \cdot 9,81} = 4,9 \text{ м.} \quad (5.7)$$

$$4,9 \text{ м} < 5,5 \text{ м}$$

Значит донное отверстие будет не затоплено сверху, при $Q_{пер}$ оно работает как водослив с широким порогом.

5.1.3 Механизмы при производстве основных видов работ

Для перевозки бетонной смеси с бетонного завода применяются авто бетоносмесители КамАЗ с ёмкостью цистерны 5 м³.

Для перевозки грунтов и прочих материалов будут применяться самосвалы КамАЗ-5511 с грузоподъёмностью 10 т, с объёмом кузова 7,2 м³, также самосвалы МАЗ-5549 с грузоподъёмностью 8 т, с объёмом кузова 5,1 м³.

Для перевозки грунтов с карьера будут применяться КамАЗы-4502 грузоподъёмностью 12 т, с объёмом кузова 8,2 м³ и усиленными бортами кузова, и БелАЗы-540А грузоподъёмностью 25 т, с объёмом кузова 15 м³.

Для работ по выемке грунта в котлованах, насыпи перемычек будут применяться гусеничные экскаваторы ЭО-5122 с ковшом, ёмкостью 2,5 м³ и глубиной выкапывания 5,2м.

Для работ по укладке бетонной смеси будут применяться бетононасосы БН-80-Deutz F6L912 с производительностью 80 м³/час, бадьи ёмкостью 1,2 м³, ручные вибраторы ИВ-103 производительностью 13-18 м³, с гибким валом ИВ-75 производительностью 9-12 м³.

Для работ по уплотнению грунта в грунтовой плотине будут применяться грунтовые гладкие катки Hamn 3625 НТ с шириной вальца 2220мм.

Будут применяться краны БК-1000, с грузоподъемностью основного подъема 20т при вылете 20м, вспомогательного подъема грузоподъемностью 5т, при вылете 50м. Для БК-1000 будут бадьи объемом 3,2 м³. КГБС-450, с грузоподъемностью до 10т при вылете 40м. Для КГБС-450 будут бадьи объемом 3,2 м³. Также на строительной площадке будут гусеничные краны ДЭК-251, с грузоподъемностью 5т, при вылете 20м. Для ДЭК-251 будут использоваться бадьи объемом 1,2 м³.

5.1.4 Строительный генеральный план

Основным назначением является решение вопросов размещения на строительной площадке производственных механизмов и оборудования.

Выбор схемы стройгенплана зависит от компоновки гидроузла, состава и объема сооружений, топографической и геологической составляющих района строительства.

В 2 км от сооружения на правом берегу располагаются промышленные заводы, база ГМО, складские базы.

Строительный посёлок находится на левом берегу реки в 5 км ниже по течению реки от места строительства. Также на этом берегу в 18 км ниже по течению реки находится посёлок Келлог.

Строительный генеральный план представлен на плакате «Организация и производство гидротехнических работ».

5.2 Рабочие процессы основных работ

Уплотнение грунтовой плотины из каменной наброски

Производительность катка при одной проходке:

$$P_k^3 = F_{\text{пот}} \cdot V \cdot k_B, \quad (5.8)$$

где $k_B = 0,80$

Размеры грунтовой плотины:

длина 361м

ширина 179м

Выбираем уплотнительный каток с виброуплотнением ДУ-58 (ширина вальца 2м; скорость 1,8-4,5 м/с; число проходов 5)

$$F_{\text{пот}} = F'_{\text{пот}} \cdot k_3. \quad (5.9)$$

$$F'_{\text{пот}} = B \cdot h_{\text{сл}}. \quad (5.10)$$

$$k_3 = \frac{B - b_{\text{пер}}}{B}. \quad (5.11)$$

Производительность при одной проходке катка по слою:

$$\Pi = (B - b_{\text{пер}}) \cdot h_{\text{сл}} \cdot V_{\text{ср}} \cdot k_{\text{в}}, \quad (5.12)$$

где B – ширина укатываемой полосы в м;

$b_{\text{пер}}$ – ширина полосы перехлёста $(0,2)B$ в м;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент использования внутрисменного времени;

$V_{\text{ср}}$ – средняя скорость передвижения катка;

$h_{\text{сл}}$ – толщина укатываемого слоя в м. ($h_{\text{сл}} = 1\text{м}$)

Средняя скорость катка:

$$V_{\text{ср}} = \frac{3 \cdot 1,8 + 2 \cdot 4,5}{5} = 2,9 \text{ км/час}. \quad (5.13)$$

Производительность катка при одной проходке:

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{ч}}^{\text{к}} &= (B - b_{\text{пер}}) \cdot h_{\text{сл}} \cdot V_{\text{ср}} \cdot k_{\text{в}} = (2 - 0,2) \cdot 1 \cdot 2,9 \cdot 10^3 \cdot 0,8 = \\ &= 4,2 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}. \end{aligned} \quad (5.14)$$

при 5 проходках:

$$\Pi_{\text{ч}}^{\text{э}} = \frac{4,2 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}}{5} = 840 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (5.15)$$

Выбираем бульдозер ДЗ-275 (производительность $350\text{-}450 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Выбираем автосамосвал (грузоподъёмность 27т; кол-во ковшей экскаватора: 5).

Ёмкость одного ковша экскаватора:

$$q_{\text{ковш}} = \frac{Q}{\rho \cdot n_{\text{ковш}} \cdot k_{\text{н}}} = \frac{27}{2,5 \cdot 5 \cdot 0,8} = 3 \text{ м}^3. \quad (5.16)$$

$$n_{\text{ковш}} = \frac{27}{2,5 \cdot 3 \cdot 0,8} = 5 \text{ ковшей}. \quad (5.17)$$

Время цикла автосамосвала:

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{заг}} + \frac{l_{\text{T}}}{V_{\text{T}}} + \frac{l_{\text{T}}}{V_{\text{X}}} + (t_{\text{p}} + t_{\text{маш}}) = \frac{8}{20} + \frac{8}{30} + \frac{2,5}{60} + \frac{30 \cdot 5}{3600} = 0,784 \text{ часа},$$

(5.18)

где $t_{\text{заг}} = \frac{t_{\text{ц}}^3 \cdot n_{\text{ковш}}}{3600}$

l_{T} – расстояние от карьера до плотины ($l_{\text{T}} = 8$ км)

$$(t_{\text{p}} + t_{\text{маш}}) = 2 \div 2,5 \text{ мин}$$

Количество циклов экскаватора в час:

$$n_{\text{ц}} = \frac{3600}{30} = 120. \quad (5.19)$$

Часовая производительность экскаватора:

$$\Pi_{\text{ч}}^{\text{э}} = q_{\text{ковш}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{p}}} \cdot k_{\text{в}} = 3 \cdot 120 \cdot \frac{0,8}{1,4} \cdot 0,75 = 154 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.20)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент наполнения;

k_{p} – коэффициент разрыхления.

Для скального грунта: $k_{\text{н}} = 0,8$; $k_{\text{p}} = 1,4$.

Количество автосамосвалов на 1 экскаватор:

$$N_{\text{ас}} = \frac{t_{\text{ц}}}{t_{\text{ц}}^3 \cdot n_{\text{ковш}}} = \frac{0,784 \cdot 3600}{30 \cdot 5} = 19 \text{ машин}. \quad (5.21)$$

Годовая интенсивность работ:

$$j_{\text{год}} = \frac{V_{\text{отсыпки}}}{T_{\text{к}}} = \frac{1494240}{1,25} = 1195392 \text{ м}^3/\text{год}, \quad (5.22)$$

где $T_{\text{к}}$ – количество лет.

Максимальная годовая интенсивность работ:

$$j_{\text{год}}^{\text{max}} = j_{\text{год}} \cdot k_{\text{неравн}}^{\text{год}} = 1195392 \cdot 1,3 = 1554010 \text{ м}^3/\text{год}. \quad (5.23)$$

Сезонная интенсивность работ:

$$j_{\text{сезон}} = \frac{j_{\text{год}}^{\text{max}}}{12} \cdot k_{\text{неравн}}^{\text{сезон}} = \frac{1554010}{12} \cdot 1,3 = 168351 \text{ м}^3/\text{мес}. \quad (5.24)$$

Количество экскаваторов для обеспечения $j_{\text{сезон}}$:

$$n = \frac{j_{\text{сезон}}}{\Pi_{\text{ч}}^{\text{э}} \cdot n_{\text{смен}} \cdot 8} = \frac{168351}{154 \cdot 52 \cdot 8} = 3 \text{ экскаватора.} \quad (5.25)$$

6 Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды

6.1 Охрана труда

Проектирование, строительство, ремонт и организация эксплуатации гидротехнического сооружения и гидромеханического оборудования ГЭС, территория и акватория размещения, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать следующим нормам:

- Строительным нормам и правилам;
- Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- Речного регистра Российской Федерации;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации»;
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России;
- государственным стандартам безопасности труда;
- правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;
- правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
- иные действующие государственные и отраслевые нормативные и правовые акты.

Отступления от требований вышеперечисленных правил и норм 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 и производственной санитарии 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 и производственной санитарии должен осуществлять технический руководитель

ГЭС, 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, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют 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 технике безопасности и 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 труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по взрывобезопасности при выполнении технических 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 работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- 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.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В инструкции ГЭС должны быть включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах:

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;
- по эксплуатации ГТС;
- по техническому обслуживанию бетонных 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 паводковых 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.

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.

Соблюдение «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» распространяются на работников организаций независимо от формы собственности и организационно – правовых форм и других физических лиц, занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения.

В соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда» персонал обязан соблюдать следующие требования техники безопасности:

- работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы;
- профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала;
- электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях;
- персонал, обслуживающий электроустановки, должен пройти проверку знаний нормативно-технических документов в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии;
- работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником. Допуск к самостоятельной работе должен быть также оформлен соответствующим распоряжением руководителя организации.

6.2 Противопожарная 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.

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

Руководитель ГЭС обязан:

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

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и

размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- 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.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые) по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности, несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидротурбины;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. 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 вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

6.3 Мероприятия по охране окружающей среды

Основными источниками загрязнения реки Елогуй в рассматриваемом створе являются природные факторы, обусловленные загрязняющими

веществами, поступающими в реку с питающими водами: взвешенные вещества, оксиды железа, минерализация. Средняя мутность составляет 26г/л, тип воды гидрокарбонатный кальциевый. Качество воды относится к классу «чистая».

Загрязнение атмосферного воздуха в районе строительства обусловлено природным фоном.

Растительность территории строительства представлена лесами и кустарниками северной тундры: карликовые европейская и железистая березки, заросли ерника, кустистая ольха, багульник, брусника, черника, голубика, морошка, камнеломка, куропаточья трава, мхи, лишайники. Лес представлен сибирской лиственницей с кустарниковыми ерниками, елью, сосной, кедром.

В районе строительства Елогуйской ГЭС отсутствуют краснокнижные виды растений, поэтому мероприятий по их сохранению проводить не требуется.

Животный мир территории строительства представлен: волком, лисицей, барсуком, соболем, лосем, грызунами. Краснокнижные, редкие и исчезающие виды животных в районе строительства отсутствуют, поэтому мероприятий по их сохранению проводить не требуется.

Водные биологические ресурсы реки Елогуй на участке строительства Елогуйской ГЭС представлены следующими видами:

- 1) лососевыми
- 2) карповыми
- 3) осетровыми
- 4) окунёвыми

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесённых к объектам рыболовства» река Елогуй относится к водному объекту 2 категории рыбохозяйственного значения.

Воздействие Елогуйской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

В период строительства будут проводиться:

- 1) подготовка ложа водохранилища (лесосводка)
- 2) земельно-скальные работы
- 3) буровые работы
- 4) бетонные работы
- 5) разработка карьеров строительных материалов
- 6) функционирование бетонных и обогатительных хозяйств
- 7) обслуживание и ремонт строительной и автотранспортной техники
- 8) мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы санитарными правилами СП от 01.07.1985 № 3907 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ»

Они включают в себя:

- 1) перенос или инженерную защиту населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения;
- 2) мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;
- 3) мероприятия по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилища.

В связи с тем, что в зону затопления не попадают жилые строения, в числе мероприятий по санитарной подготовке ложа водохранилища должна проводиться лесосводка – очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Согласно СП от 01.07.1985 №3907-85 для водохранилищ с коэффициентом водообмена менее 6, а также для водохранилищ ёмкостью до 10 млн. м³ лесосводка и лесочистка обязательна на всей затопляемой территории; лесосводка и лесочистка обязательна также в пределах санитарных зон населённых пунктов; если древесные остатки при лесочистке не могут быть использованы или вывезены, то они сжигаются на месте без оставления недожегов.

Лесосводку при подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить на площади 3000 м².

Производство строительного-монтажных работ связано с образованием большого количества отходов.

Отходы, образующиеся при строительстве:

- 1) Древесные отходы (Код отхода по ФККО-2014 **1 152 110 01 215**)

$$M = S \cdot q \cdot \rho = 3000 \cdot 1540 \cdot 0,6 = 2772000 \text{ т}, \quad (6.1)$$

где $q = 1540 \text{ м}^3/\text{км}^2$, удельная плотность древесины, $\text{м}^3/\text{км}^2$
 $\rho = 0,6 \text{ т}/\text{м}^3$ плотность древесины

- 2) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (Код отхода по ФККО-2014 **822 201 01 215**)

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho = \frac{784481 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 35302 \text{ т}, \quad (6.2)$$

где $N = 784481 \text{ м}^3$

$$q = 1,8 \%$$
$$\rho = 2,5 \text{ т}/\text{м}^3$$

- 3) Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы

(Код отхода по ФККО-2014 **4 61 010 01 215**)

$$M = \frac{N \cdot q}{100} = \frac{156896 \cdot 1}{100} = 1569 \text{ т}, \quad (6.3)$$

где $N = 156896 \text{ м}^3$

$$q = 1 \%$$

Таким образом, в процессе строительных работ будет образовано

- древесные – 2772000 т
- бетон – 35302 т
- чермет – 1569 т

Древесные отходы, а также отходы бетона должны быть вывезены на специализированный полигон на захоронение. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации на использование – переплавку.

В период эксплуатации ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться при:

- Сбросе сточных, в том числе дренажных, вод с сооружений и пристанционной площадки ГЭС;
- Выбросе загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников: сооружений станции при проведении ремонтных, окрасочных работ; от дизель-генераторов в период их периодического опробывания;
- При размещении отходов, образующихся при эксплуатации и текущих и капитальных ремонтах оборудования, зданий и сооружений: отходов энергетических масел, лома черных и цветных металлов, промасленной ветоши, аккумуляторов от резервных источников питания.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха, водного объекта – р.Елогуй, при обращении с отходами производства и потребления, по защите населения от воздействия выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия представлены в таблице 6.1:

Таблица 6.1 – Мероприятия по охране атмосферного воздуха

№	Наименование мероприятия	Срок исполнения
1	Организационные	
1.1	Разработка и согласование проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу	1 раз в 5 лет
1.2	Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение	1 раз в 5 лет
1.3	Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов веществ в водные объекты	1 раз в 5 лет
1.4	Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1 раз в 5 лет
1.5	Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты	1 раз в 5 лет
1.6	Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных вод в р.Елогуй	1 раз в 5 лет
1.7	Представление в органы Росгосстата форм государственной	Ежегодно

	статистической отчётности 2-ТП(воздух), 2-ТП(вода), 2-ТП(отходы), 2-ОС	
1.8	Расчёт и внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду	Ежеквартально
1.9	Разработка и осуществление природоохранных мероприятий	Ежегодно
1.10	Организация и проведение производственного экологического контроля	Постоянно
2	Технологические	
2.1	Модернизация оборудования с заменой на оборудование с меньшими шумовыми характеристиками	При проведении реконструкции
2.2	Перенос шумопроизводящего оборудования с открытых площадок в закрытые помещения	При проведении реконструкции

Продолжение таблицы 6.1.

2.3	Оборудование маслохозяйства маслоочистительной установкой	При проведении реконструкции
2.4	Обустройство территории Елогуйского гидроузла системой ливневой канализации, поддержание в исправном состоянии	Постоянно
3	Санитарно-технические	
3.1	Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности	Постоянно
3.2	Размещение отходов на специализированных полигонах	Постоянно
3.3	Передача на использование лома чёрных и цветных металлов, отходов кабельной продукции	Постоянно
3.4	Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации	Постоянно
3.5	Учёт образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах	Постоянно
3.6	Организация контроля за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ	Ежегодно
3.7	Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ	Ежегодно
3.8	Введение учёта объёма сброса сточных вод в р.Елогуй	Постоянно
3.9	Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод р.Елогуй и Елогуйского водохранилища	Ежегодно
3.10	Организация и проведение регулярных наблюдений за водными объектами р.Елогуй и Елогуйское водохранилище и их водоохранными зонами	Ежегодно
3.11	Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне р.Елогуй	Постоянно
3.12	Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание	Постоянно
3.13	Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твёрдое покрытие	Постоянно
4	Архитектурно-планировочные	
4.1	Благоустройство территории Елогуйского гидроузла	Постоянно

7 Техничко–экономические показатели

7.1 Расчёт себестоимости электроэнергии

7.1.1 Оценка объемов продаж

Электроэнергия сегодня, по сути, - товар, который производитель продает поставщикам, а те в свою очередь поставляют ее конечному потребителю. В некоторых случаях поставка электроэнергии может осуществляться непосредственно самим производителем.

Электроэнергия это товар первой необходимости. Из-за этого потребители очень сильно реагируют к перерывам в электроснабжении, а энергосистема должна быть надежной. Объемы продаж электроэнергии представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации Елогуйской ГЭС

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования (годы)			
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Установленная мощность	МВт	435,0	435,0	435,0	435,0
Число часов использования установленной мощности	Часы	8 640,00	8 640,00	8 640,00	8 640,00
Выработка электроэнергии	МВт*ч	3 763 584,00	3 763 584,00	3 763 584,00	3 763 584,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	37 635,84	37 635,84	37 635,84	37 635,84
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	3 725 948,16	3 725 948,16	3 725 948,16	3 725 948,16
Тариф на электроэнергию	Руб./МВт*ч	918	958	992	1 025,00
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	285,035	297,454	308,011	318,258
НДС к выручке	Млн.руб.	43,479	45,374	46,984	48,547

Динамика выручки от реализации продукции представлена на рисунке 7.1.

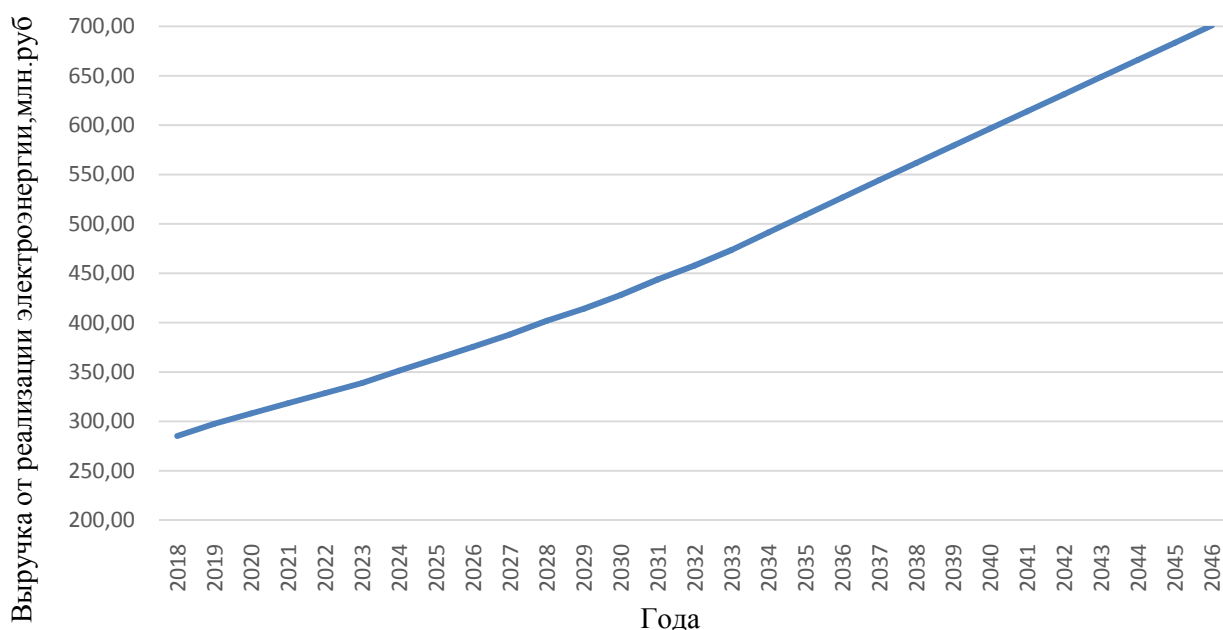


Рисунок 7.1 – Динамика выручки от реализации продукции, млн. руб.

7.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка (тыс.руб/МВт)	Величина
ФОТ	243,8	106199,28
Прочие	264,0	114998,40
Итого по ГЭС		221197,68

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости.

Удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1-5	0,04
От 6-15	0,06
От 16-20	0,08
От 20	0,1

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	107810 руб. за 1 МВт	46,96
НП АТС (администратор торговой системы)	1,107 руб. за 1 МВт.ч	1,29
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,31 руб. за 1 МВт.ч	0,36
Итого		48,61

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт.ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Елогуй составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу 2018-2021 год приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации, млн.руб.

Наименование	2018	2019	2020	2021
Амортизационные отчисления	78,41	128,23	228,26	78,41
Расходы на страхование	108,69	315,24	592,63	108,69
Эксплуатационные затраты	221,20	221,20	221,20	221,20
Расходы на ремонт производственных фондов	6,21	18,01	33,86	6,21
Расходы на услуги регулирующих компаний	48,61	51,53	52,29	48,61
Налог на воду	56,64	56,64	56,64	56,64
Итого	519,76	790,85	1184,88	519,76

Структура текущих затрат показана на рисунке 7.2.



Рисунок 7.2 – Структура текущих затрат, %

7.2 Удельные показатели

7.2.1 Налоговые расходы

Налоговые расходы – это совокупность сумм, недополученных центральным и местными бюджетами в результате установления налоговых льгот и преференций.

Учтены следующие налоговые расходы:

- Налог на прибыль – 20% от суммы прибыли;
- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34% от величины фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества;
- Налог на воду за 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб. за 1 МВт*ч произведенной и отпущенной электроэнергии.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2018-2021 годы приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы, млн.руб.

Налоги	2018	2019	2020	2021
Налог на прибыль	55,17	464,18	546,80	574,48
НДС	67,46	465,61	587,25	607,69
Взносы в социальные фонды	18,79	18,79	18,79	18,79
Налог на имущество	28,14	34,94	168,16	151,67

7.2.2 Оценка объемов прибыли

Прибыль – положительная разница между суммарными доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Елогуйской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль.

Объемы прибыли представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7– Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единицы измерения	Интервалы планирования			
		2018	2019	2020	2021
Выручка (нетто)	млн. руб.	999,86	2719,48	3272,24	3385,48
Текущие расходы	млн. руб.	519,76	790,85	1184,88	1171,50
ЕВИТДА (Валовая прибыль)	млн. руб.	480,10	1928,64	2087,36	2213,98
Скорректированный налог на прибыль	млн. руб.	96,02	385,73	417,47	442,80
НОРАТ(Чистая прибыль)	млн. руб.	384,08	1542,91	1669,89	1771,18
<u>Справочно:</u> Ставка налога на прибыль	%	20	20	20	20

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 7.3.

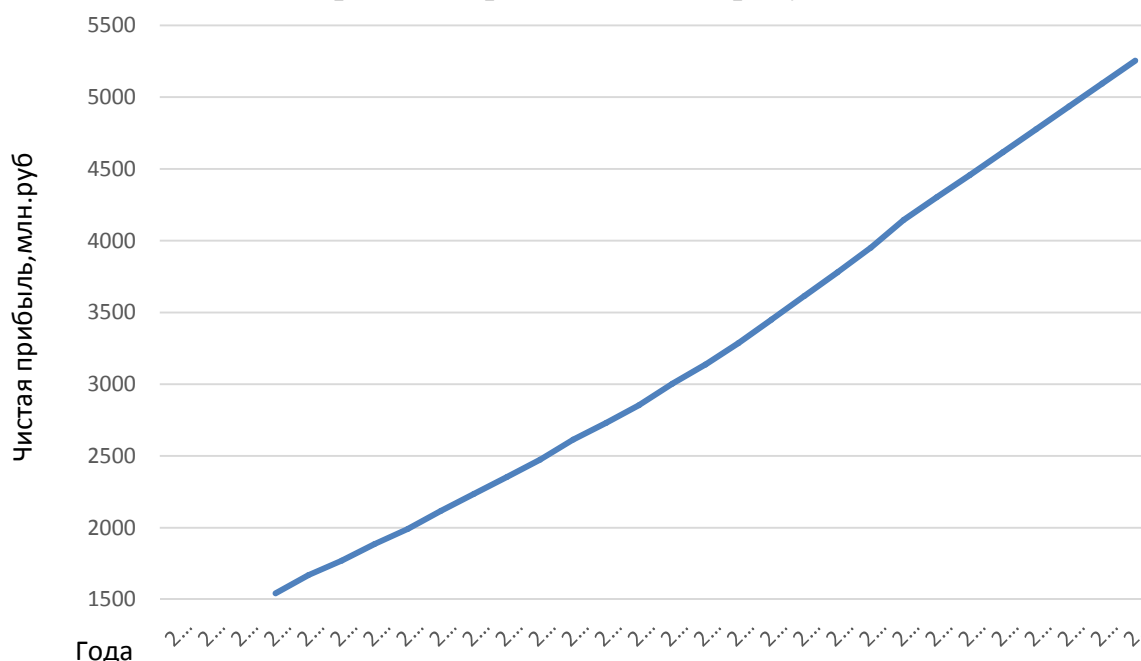


Рисунок 7.3– Динамика чистой прибыли, млн. руб.

Вывод: по мере того, как завершилось строительство Елогуйской ГЭС, объем прибыли увеличивается, так как инвестиционные затраты уменьшились.

7.3 Экономическая эффективность строительства

7.3.1 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта – является расчет показателей, представленных в таблице 7.8.

Таблица 7.8– Показатели эффективности реализации проекта строительства Елогуйской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования	13,0
Период окупаемости - РВ, мес	70
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	11624,82
Индекс прибыльности - PI	3,55
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	33,64
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт*ч	0,25
Удельные капиталовложения, руб/кВт	17434

7.3.2 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9– Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2018	2019	2020	2021
Налоговые поступления, млн. руб.	226,20	1040,19	1377,67	1409,29
В Федеральный бюджет, тыс. руб.	198051,88	1005218,47	1209471,90	1257588,30
В региональный бюджет, тыс. руб.	28136,81	34940,82	168157,86	151666,34

7.3.3 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта (инвестиционные затраты, приток денежных средств, ставка дисконтирования, операционные расходы и т.д.) на его конечные характеристики, в качестве которых, как правило, используется IRR или NPV.

Результаты анализа чувствительности учитываются при сравнении взаимозаменяемых и не взаимозаменяемых, с ограничением по максимальному бюджету инвестиционных проектов.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения NPV на рисунках 7.4 и 7.5.

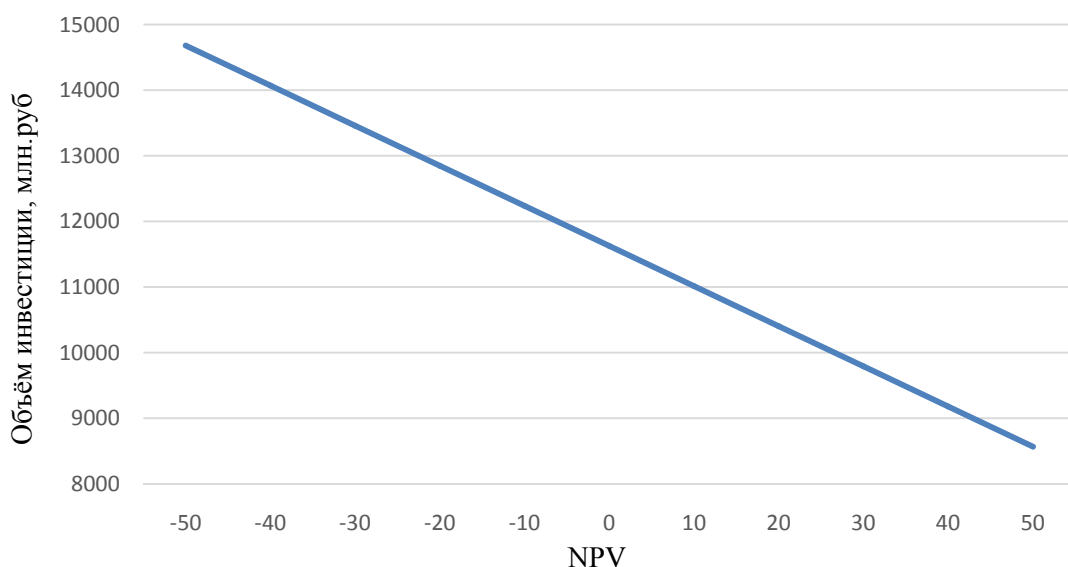


Рисунок 7.4– Зависимость NPV от объема инвестиций

По данному графику видно, что увеличение объема инвестиций проекта влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

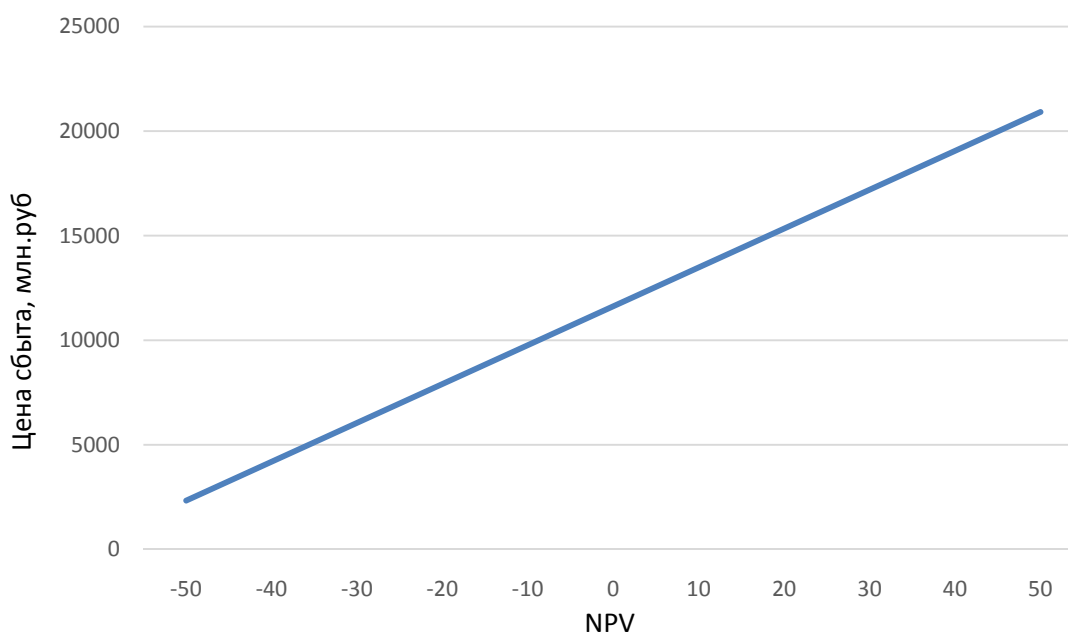


Рисунок 7.5– Зависимость NPV от цены сбыта

По данному графику видно, что увеличение цены сбыта влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

Ставка дисконтирования представлена на рисунке 7.6.

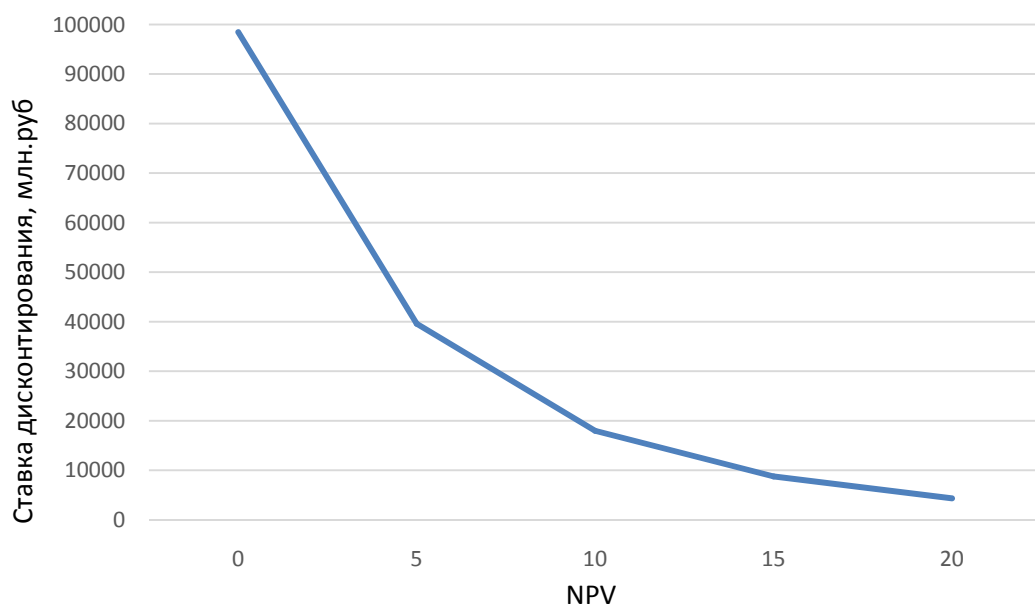


Рисунок 7.6– Зависимость NPV от ставки дисконтирования

По данному графику видно, что с увеличением ставки дисконтирования уменьшается чистая приведенная стоимость.

8 Внутренние помещения и проходы в бетонных напорных сооружениях гидроузла (на примере проектируемой Елогуйской ГЭС)

В качестве спецвопроса был выбран вопрос о внутренних помещениях и проходах в бетонных напорных сооружениях гидроузла.

Внутренними помещениями в теле плотины являются галереи, которые нужны для: выполнения визуальных осмотров состояния внутренних поверхностей бетонной плотины, для расположения различной измерительной аппаратуры и для служебного сообщения между берегами.

Сплошность тела плотины при устройстве галерей и полостей нарушается, что ведёт к перераспределению напряжений, свойственных сплошному телу плотины.

В галереях располагается КИА в виде продольных и поперечных гидронивелиров, помещений прямых и обратных отвесов, сейсмопавильонов и служебных помещений.

Галереи могут быть продольными и поперечными, примеры которых представлены на рисунках 8.2 и 8.3. Согласно СНиП 2.06.06-85 ширину галерей, предусмотренных для сбора и отвода воды, контроля за состоянием бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций следует назначать не менее 1,2 м, высоту не менее - 2,0 м. При необходимости проезда оборудования размеры галерей увеличивают.

Расстояние от напорной грани до продольной галереи принимается не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_i = k_n \cdot H / J_{кр} \quad (8.1)$$

где H – напор над расчетным сечением;

$J_{кр}$ – критический средний градиент напора, для бетона $J_{кр} = 25$

$$\begin{aligned} \text{Для } \nabla 6: & \frac{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla 6) \cdot 1,25}{25} \\ & = 2,6 \text{ м.} \end{aligned} \quad (8.2)$$

$$\begin{aligned} \text{Для } \nabla 28: & \frac{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla 28) \cdot 1,25}{25} \\ & = 1,7 \text{ м.} \end{aligned} \quad (8.3)$$

Пол галереи, предусмотренной для сбора и отвода воды, следует проектировать с уклоном не более 1:40 в сторону водосливного лотка.

В плотинах, имеющих несколько ярусов галерей, необходимо предусматривать сообщение между ними путем устройства маршевых лестниц или лифтов, примеры которых представлены на рисунках 8.6 и 8.7.

Каждый нижележащий ярус галерей должен иметь аварийные выходы в вышележащий. Каждая продольная галерея должна иметь не менее двух аварийных выходов, расположенных на расстоянии не более 300 м друг от друга.

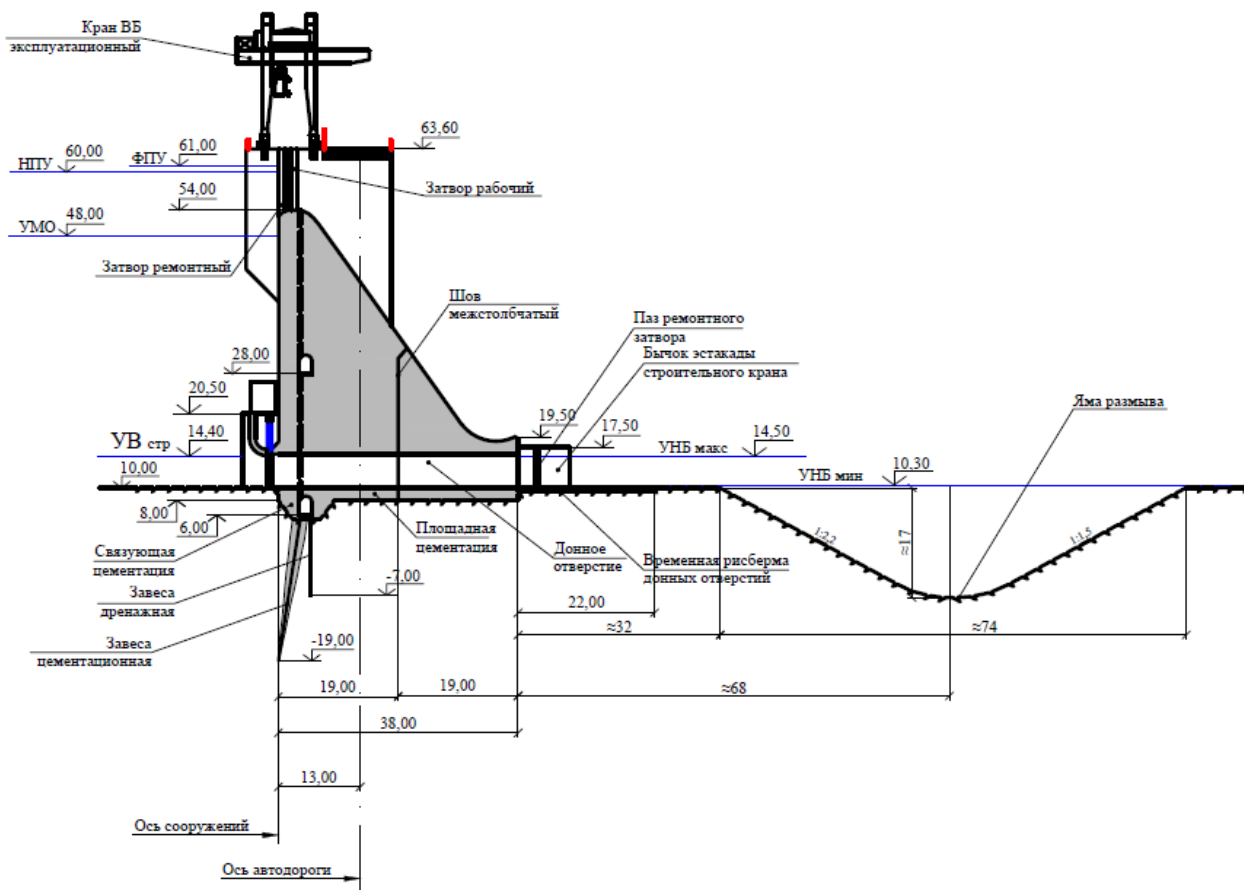


Рисунок 8.1 – Разрез по водосборной части плотины

В теле плотины Елогуйской ГЭС устроено 2 продольные галереи, которые можно увидеть на рисунке 8.1. Геометрические размеры галерей зависят от их назначения.

Галерея на отметке 6 является цементационно – дренажной, предназначенная для сбора и отвода воды, контроля за состоянием бетона плотины и имеет размеры 3,5 м × 4,0 м. Цементационная завеса, глубиной 25 м, расположена под углом $(30)^\circ$ к верхнему бьефу. Вертикальный дренаж имеет глубину 13 м. Для отвода дренажных вод в нижний бьеф, в продольной галерее на отметке 6 имеется насосная установка, пример которой представлен на рисунке 8.8.

Галерея на отметке 28, предназначенная для проведения систематического осмотра эксплуатирующим персоналом, инструментальным наблюдением за работой плотины, размещения КИА, осуществления ремонтных работ, проложения коммуникаций, имеет размеры 3,0 м × 3,5 м. Эта галерея

продолжается в правый берег. Это продолжение называется штольной галереей и имеет размеры 2,5 м × 3,0 м.

Освещение в галереях осуществляется светильниками, имеющими термостойкое стекло, с лампами накаливания до 40 Вт, питаемые напряжением 220 В, пример которого представлен на рисунке 8.4.

Обогрев продольных галерей осуществляется принудительной вентиляцией воздуха с подогревом электрокалориферами или другими источниками тепла, пример которой представлен на рисунке 8.5.

Был разработан план действия эксплуатирующего персонала при аварийной ситуации, такой как отказ работы эжекторной насосной станции и как следствие затопление продольной галереи на отметке 6.

Нормативные документы регламентируют, что каждая продольная галерея должна иметь не менее двух аварийных выходов, расположенных на расстоянии не более 300 м друг от друга.

В проектируемой плотине предусмотрено 2 аварийных лестничных марша на гребень плотины в секциях 9 и 16, расстояние между ними 200 метров. Лестничные марши представлены на рисунке 8.9.



Рисунок 8.2 – Продольнаягалерея



Рисунок 8.3 – Поперечнаягалерея



Рисунок 8.4 – Светильник с лампой накаливания 40 Вт



Рисунок 8.5 – Вентиляция воздуха с подогревом электрокалорифером



Рисунок 8.6 – Лифт грузоподъемностью 1000 кг



Рисунок 8.7 – ЛестничнЫймарш



Рисунок 8.8 – Эжекторная насосная установка

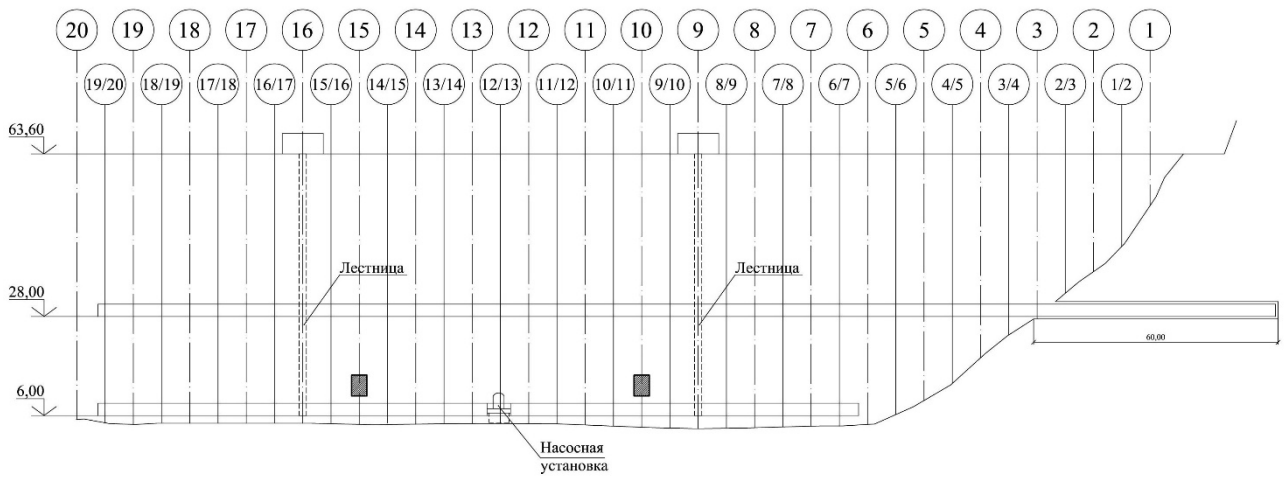


Рисунок 8.9 – Лестничные марши в секциях 9 и 16

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Елогуйского гидроузла на реке Елогуй, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 4529 и 4982 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 435 МВт и среднеголетняя выработка 8,3 млрд. Квт*ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 49,2 м;
- расчетный – 40,8 м ;
- минимальный – 36,0 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1220 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ50 -В и ПЛД50-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидротурбинами ПЛ50-В-530.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 142,8 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-930/190-42 с номинальной активной мощностью 89,5 МВт.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Строительные расходы пропускаются через донные отверстия. Водосливная плотина принята бетонной. Глухая – грунтовая каменно-набросная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 165 м;
- станционная бетонная плотина – 116 м;
- глухая сопрягающая водосливную и станционную – 24 м;
- левобережная бетонная стенка – 124 м;
- левобережная бетонная стенка – 124 м;
- глухая бетонная плотина – 110 м;
- грунтовая левобережная плотина – 430 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 38,0 м;

- отметка подошвы водосливной плотины – 8,00 м;
- число водосливных отверстий – 6;
- ширина водосливных отверстий в свету – 24,0 м;
- отметка гребня – 63,60 м;
- ширина гребня – 23,0 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется отброс струи.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на столбы и секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,30 и 1,27 для основного и особого сочетаний нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Елогуйского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 5,7 лет;
- себестоимость – 0,30руб/кВт
- удельные капиталовложения – 17434 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Елогуйского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. 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.
4. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ. 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
8. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
9. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
10. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
11. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
12. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
13. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

14. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
15. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
16. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
17. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
18. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
19. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] : от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
20. РД153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
21. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
22. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
23. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] : федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
24. О животном мире [Электронный ресурс] : федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
25. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] : федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
26. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс] : федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

27. О безопасности гидротехнических сооружений[Электронный ресурс] : федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
28. Об экологической экспертизе[Электронный ресурс] : федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
29. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов[Электронный ресурс] : федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
30. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации[Электронный ресурс] : федер. закон от 08.11.2007 N 258-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
31. Единые сценарные условиями ПАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
32. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
33. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
34. Приказ Минприроды РФ от 26.01.2011 N 17 «Об утверждении Методических указаний по разработке правил использования водохранилищ» [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдений р.Елогуй в створе Елогуйской ГЭС за период 1937-38/88-89 гг.

годы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Qгод	Qmax	Qпол	Qмеж
37-38	38	38	2590	1877	823	651	286	86	57	84	54	76	555	2590	2090	266
38-39	29	67	3020	2087	934	658	421	176	115	45	29	29	634	3020	1905	230
39-40	43	61	3340	1295	991	888	419	118	96	61	49	43	617	3340	1675	218
40-41	19	365	3440	1537	420	274	104	55	37	19	19	13	525	3440	1668	214
41-42	27	422	2610	1149	372	802	568	259	107	94	61	41	543	2610	1629	213
42-43	51	382	2560	1143	631	1240	366	121	74	66	51	44	561	2560	1621	212
43-44	31	78	2950	1437	691	699	633	206	125	63	47	39	583	2950	1560	208
44-45	41	62	2440	2150	1040	1040	667	189	71	62	55	41	655	2440	1553	203
45-46	46	39	1790	2510	987	718	359	200	110	65	46	39	576	2510	1531	201
46-47	36	37	3683	1253	490	386	288	131	98	80	51	44	548	3683	1521	200
47-48	40	47	4110	1990	892	628	402	168	110	68	54	47	713	4110	1520	199
48-49	40	60	2629	1926	844	554	284	162	115	60	53	40	564	2629	1501	197
49-50	42	49	1727	2426	954	694	347	193	107	70	56	49	560	2426	1497	187
50-51	44	140	2709	1977	868	570	292	167	118	73	58	44	588	2709	1488	180
51-52	70	292	1842	1757	1150	1180	592	278	161	78	70	70	628	1842	1485	178
52-53	42	63	3030	1523	644	598	807	318	233	63	56	42	618	3030	1482	174
53-54	42	49	1808	2526	997	752	363	202	111	70	56	49	585	2526	1465	173
54-55	12	125	2790	2000	876	575	294	168	119	40	20	13	586	2790	1461	169
55-56	22	34	2733	1493	949	670	312	153	119	62	45	28	552	2733	1461	169
56-57	19	32	1347	1396	813	768	387	235	140	45	38	26	437	1396	1461	168
57-58	19	31	2640	953	838	1250	409	109	25	44	37	25	532	2640	1453	167
58-59	42	41	2560	928	814	1218	398	106	56	64	45	41	526	2560	1450	153
59-60	17	463	3597	1220	483	380	282	128	97	62	35	21	565	3597	1449	149
60-61	44	66	1471	519	403	325	158	142	89	66	52	44	282	1471	1444	147
61-62	45	48	1809	2540	999	730	362	206	109	69	56	50	585	2540	1439	144
62-63	39	37	2757	2003	862	590	296	167	119	79	49	44	587	2757	1434	138
63-64	44	142	2924	2013	907	640	404	171	112	75	58	45	628	2924	1423	131
64-65	48	79	1861	1777	1160	1190	599	284	159	99	68	53	615	1861	1420	128
65-66	22	37	1281	1994	834	539	421	149	99	64	45	28	459	1994	1420	125
66-67	69	292	1786	1480	865	816	414	250	148	109	84	70	532	1786	1418	118
67-68	62	70	3063	1547	649	601	814	324	238	151	101	77	641	3063	1408	118
68-69	11	123	2154	3377	1840	990	368	166	67	36	20	12	764	3377	1394	117
69-70	23	31	2653	1453	929	656	302	146	118	79	54	36	540	2653	1380	117
70-71	16	86	1801	1900	891	746	416	214	125	79	57	31	530	1900	1360	115
71-72	103	80	1573	1496	946	779	441	233	159	132	118	81	512	1573	1335	114
72-73	38	82	2996	1400	879	567	351	155	129	109	59	74	570	2996	1291	114
73-74	90	71	2084	1386	961	1010	548	257	275	108	135	110	586	2084	1283	113
74-75	90	353	1955	1583	1140	953	437	240	193	152	139	137	614	1955	1275	111
75-76	105	213	2830	1637	740	527	468	316	227	142	127	110	620	2830	1237	108
76-77	93	383	2200	1133	527	618	305	288	199	133	153	112	512	2200	1233	104
77-78	101	99	2350	1269	649	624	410	330	230	169	144	113	541	2350	1223	102
78-79	49	71	2520	1353	804	488	322	227	232	215	147	86	543	2520	1199	100
79-80	94	89	2630	1007	576	526	432	274	235	157	117	99	520	2630	1195	99
80-81	84	65	2307	1383	795	645	431	267	165	147	98	78	539	2307	1185	99
81-82	801	306	3103	1600	701	440	273	223	195	147	99	80	664	3103	1162	99
82-83	86	68	3147	1226	690	692	395	236	212	141	129	86	592	3147	1122	97
83-84	73	232	2257	985	720	525	391	303	233	182	159	119	515	2257	1120	96
84-85	56	274	2403	826	426	410	264	198	155	101	70	57	437	2403	1081	90
85-86	78	329	1856	795	517	472	313	206	173	122	90	73	419	1856	1016	87
86-87	69	114	2028	1428	745	899	578	350	250	142	110	94	567	2028	910	83
88-89	92	276	1247	2023	1011	499	344	194	177	133	108	96	517	2023	680	79

Окончание приложения А.

Таблица А.2 –Расчёт интегральной кривой нагрузки

Час	Зима			Лето			
	$P_{\Sigma}^{зим}$	Энергия	Мощность	Час	$P_{\Sigma}^{лет}$	Энергия	Мощность
16	27862			8	21010		
15	27784	78	78	7	20929	81	81
7	27761	124	101	10	20887	165	123
6	27637	496	225	9	20850	276	160
8	27586	700	276	13	20783	544	227
14	27335	1955	527	12	20709	914	301
17	27297	2183	565	11	20706	932	304
9	27197	2883	665	14	20650	1324	360
5	27120	3499	742	6	20533	2260	477
10	27007	4516	855	15	20495	2602	515
13	27000	4586	862	18	20495	2602	515
11	26959	5037	903	17	20404	3603	606
12	26936	5313	926	19	20329	4503	681
18	26921	5508	941	16	20320	4620	690
19	26506	11318	1356	5	19865	10990	1145
4	26298	14438	1564	20	19837	11410	1173
20	25675	24406	2187	4	19043	24114	1967
3	25347	29982	2515	21	18915	26290	2095
21	25116	34140	2746	22	18330	36820	2680
2	24679	42443	3183	3	18298	37428	2712
22	24617	43683	3245	23	17917	45048	3093
23	24410	48030	3452	2	17837	46728	3173
1	24286	50758	3576	0	17810	47322	3200
0	24106	54898	3756	1	17749	48725	3261

Таблица А.3 –Результаты расчётов для построения годовых графиков

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_{max} , МВт	27745	26860	25325	23552	22016	21128	21125	22009	23542	25314	26852	27743
$P_{ср}$, МВт	26281	25426	23944	22233	20751	19893	19890	20743	22223	23934	25418	26278

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

годы	Qср.г	Годы	Qср.г пол	годы	Qср.г меж	m	P
68-69	764	68-69	2090	81-82	266	1	2
47-48	713	47-48	1905	67-68	230	2	4
81-82	664	38-39	1675	74-75	218	3	6
44-45	654,8	44-45	1668	75-76	214	4	8
67-68	641,4	39-40	1629	86-87	213	5	10
38-39	634,2	63-64	1621	83-84	212	6	12
51-52	628,3	54-55	1560	76-77	208	7	14
63-64	627,9	62-63	1553	52-53	203	8	16
75-76	620,2	50-51	1531	51-52	201	9	18
52-53	618,3	53-54	1521	77-78	200	10	20
39-40	617	61-62	1520	73-74	199	11	22
64-65	614,8	45-46	1501	41-42	197	12	24
74-75	614,3	64-65	1497	79-80	187	13	25
82-83	592,3	48-49	1488	66-67	180	14	27
50-51	588,3	37-38	1485	88-89	178	15	29
62-63	586,8	51-52	1482	64-65	174	16	31
73-74	586,3	67-68	1465	85-86	173	17	33
54-55	586	55-56	1461	82-83	169	18	35
53-54	585,4	81-82	1461	78-79	169	19	37
61-62	585,3	72-73	1461	71-72	168	20	39
43-44	583,3	46-47	1453	80-81	167	21	41
45-46	575,8	49-50	1450	43-44	153	22	43
72-73	569,9	52-53	1449	44-45	149	23	45
86-87	567,3	43-44	1444	84-85	147	24	47
59-60	565,4	82-83	1439	42-43	144	25	49
48-49	563,9	75-76	1434	59-60	138	26	51
42-43	560,8	69-70	1423	63-64	131	27	53
49-50	559,5	57-58	1420	70-71	128	28	55
37-38	555	59-60	1420	72-73	125	29	57
55-56	551,7	40-41	1418	61-62	118	30	59
46-47	548,1	74-75	1408	53-54	118	31	61
78-79	542,8	42-43	1394	47-48	117	32	63
41-42	542,7	58-59	1380	50-51	117	33	65
77-78	540,7	73-74	1360	56-57	115	34	67
69-70	540	70-71	1335	49-50	114	35	69
80-81	538,8	78-79	1291	38-39	114	36	71
66-67	531,9	80-81	1283	45-46	113	37	73
57-58	531,7	86-87	1275	39-40	111	38	75
70-71	530,2	66-67	1237	65-66	108	39	76
58-59	526,1	41-42	1233	62-63	104	40	78
40-41	525,2	77-78	1223	48-49	102	41	80
79-80	519,7	71-72	1199	68-69	100	42	82
88-89	516,7	88-89	1195	58-59	99	43	84
83-84	514,9	79-80	1185	54-55	99	44	86
76-77	512	65-66	1162	69-70	99	45	88
71-72	511,8	83-84	1122	55-56	97	46	90
65-66	459,4	76-77	1120	46-47	96	47	92
56-57	437,2	56-57	1081	37-38	90	48	94
84-85	436,7	84-85	1016	57-58	87	49	96
85-86	418,7	85-86	910	60-61	83	50	98
60-61	281,6	60-61	680	40-41	79	51	100

Продолжение приложения Б.

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	Q фильтр	Q пол	Q В-ща	Q ГЭС	Q нб	Q вхк	V нач	дельтаV	V кон	ZВБ нач	Z ВБ кон	Z ср	Zнб	Н гэс	Н гэс	Н гар
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
				4+5	6+2			5*тсекмесяц	9+(-10)	НПУ	f(11)	(12+13)/2	f(7)			
12	3	119	912	1031	1034	150	10,91	2,44	8,47	60,00	55,21	57,61	11,08	45,88	430	430
1	3	64	1019	1083	1086	150	8,47	2,73	5,74	55,21	52,58	53,90	11,14	42,11	430	430
2	3	45	305	350	353	150	5,74	0,82	4,93	52,58	51,52	52,05	10,30	41,10	127	
3	3	28	322	350	353	150	4,93	0,86	4,06	51,52	51,16	51,34	10,30	40,39	124	
4	3	22	328	350	353	150	4,06	0,88	3,18	51,16	50,17	50,66	10,30	39,71	122	
5	3	37	313	350	353	150	3,18	0,84	2,35	50,17	47,96	49,06	10,30	38,11	117	
6	3	1670	-1523	147	150	150	2,35	-4,08	6,43	47,96	56,37	52,16	10,12	41,39	54	
7	3	1694	-1547	147	150	150	6,43	-1,14	7,57	56,37	57,49	56,93	10,12	46,16	60	
8	3	784	-637	147	150	150	7,57	-1,71	9,27	57,49	58,78	58,13	10,12	47,37	61	
9	3	500	-353	147	150	150	9,27	-0,95	10,22	58,78	59,46	59,12	10,12	48,35	63	
10	3	381	-234	147	150	150	10,22	-0,63	10,84	59,46	59,95	59,70	10,12	48,94	63	
11	3	169	-22	147	150	150	10,84	-0,06	10,90	59,95	60,00	59,94	10,12	49,17	64	

Продолжение приложения Б.

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Месяц	Q фильтр	Q пол	Q В-ща	Q ГЭС	Q нб	Q вхк	V нач	дельтаV	V кон	ZВБ нач	Z ВБ кон	Z ср	Zнб	Н гэс	Н гэс	Н гар
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
				4+5	6+2			5*тсекмесяц	9+(-10)	НПУ	f(11)	(12+13)/2	f(7)			
12	3	156	912	1068	1071	150	10,91	2,44	8,47	60,00	55,21	57,61	11,12	45,84	431	430
1	3	81	1019	1100	1103	150	8,47	2,73	5,74	55,21	52,58	53,90	11,16	42,09	407	407
2	3	72	105	177	180	150	5,74	0,28	5,46	52,58	52,23	52,41	10,14	41,61	65	
3	3	54	372	426	429	150	5,46	1,00	4,47	52,23	51,84	52,04	10,38	41,01	154	
4	3	54	328	382	385	150	4,47	0,88	3,59	51,84	51,19	51,52	10,33	40,53	136	
5	3	81	463	544	547	150	3,59	1,24	2,35	51,19	47,96	49,58	10,50	38,42	184	
6	3	2524	-1623	901	904	150	2,35	-4,35	6,69	47,96	56,65	52,31	10,92	40,73	323	
7	3	1849	-1047	802	805	150	6,69	-1,14	7,83	56,65	57,72	57,18	10,80	45,73	323	
8	3	810	-737	73	76	150	7,83	-1,97	9,81	57,72	59,16	58,44	10,06	47,72	31	
9	3	532	-253	279	282	150	9,81	-0,68	10,49	59,16	59,67	59,41	10,23	48,53	119	
10	3	386	-134	252	255	150	10,49	-0,36	10,84	59,67	59,95	59,81	10,21	48,95	109	
11	3	220	-22	198	201	150	10,84	-0,06	10,90	59,95	60,00	59,94	10,16	49,13	86	

Окончание приложения Б.

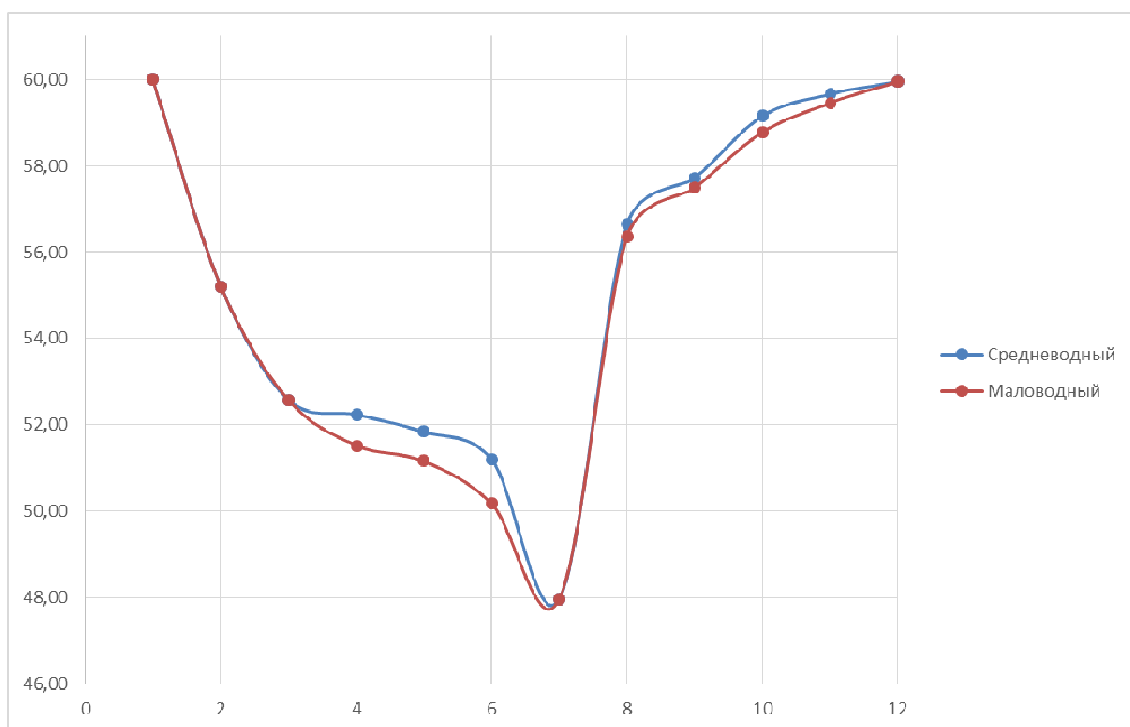


Рисунок Б.1 – Графики сработки-наполнения Елогуйского водохранилища

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ50-В

Параметр								
D1	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6,0	6,3	6,7
КПД т	0,9406	0,9410	0,9414	0,9418	0,9422	0,9427	0,9431	0,9435
N'агр, Квт	71793,8	80027,6	88709,8	99720,5	111377,3	127925,0	141090,0	159649,4
Z' шт	6,1	5,4	4,9	4,4	3,9	3,4	3,1	2,7
z a	8	6	6	6	4	4	4	3
N агр, Квт	54375	72500	72500	72500	108750	108750	108750	145000
ΔP	1,027	1,027	1,028	1,028	1,029	1,029	1,030	1,030
n'с	166,8	158,1	150,2	141,8	134,2	125,3	119,3	112,2
n синх	166,7	166,7	166,7	142,8	136,4	136,4	125,0	115,4
n'Нmax	123,4	130,2	137,0	124,4	125,5	134,5	129,4	127,0
n'Нрасч	115,9	122,3	128,7	116,9	117,9	126,3	121,5	119,3
n'Нmin	105,5	111,4	117,2	106,4	107,4	116,6	110,6	108,6
Q*кпдрасч	1,083	1,296	1,169	1,041	1,398	1,218	1,105	1,353
Q*кпдmax	0,818	0,979	0,883	0,786	1,056	0,920	0,834	1,004
Q Нmax	423	507	457	407	546	476	431	509
Q Нmin	541	647	584	519	698	608	551	649
Q a	402	536	536	536	804	804	804	1072

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛД50-В

Параметр								
D1	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6,0	6,3	6,7
КПД т	0,9425	0,9429	0,9432	0,9436	0,9440	0,9445	0,9448	0,9452
N'агр, Квт	80936,2	90214,9	99998,5	112405,6	125540,2	144185,1	159018,0	179928,0
Z' шт	5,4	4,8	4,4	3,9	3,5	3,0	2,7	2,4
z a	6	6	6	4	4	3	3	3
N агр, Квт	72500	72500	72500	108750	108750	145000	145000	145000
ΔP	1,036	1,036	1,037	1,037	1,037	1,038	1,038	1,039
n'с	163,2	154,7	147,0	138,7	131,3	122,6	116,7	109,8
n синх	166,7	166,7	150,0	142,8	136,4	125,0	125,0	115,4
n'Нmax	122,8	129,6	122,8	123,9	125,0	122,7	128,8	126,4
n'Нрасч	115,4	121,8	115,3	116,4	117,4	115,3	121,0	118,8
n'Нmin	105,1	110,9	105,0	106,0	106,9	105,0	110,2	108,2
Q*кпдрасч	1,444	1,296	1,169	1,561	1,398	1,624	1,473	1,303
Q*кпдmax	1,090	0,979	0,883	1,179	1,056	1,227	1,112	0,984
Q Нmax	259	233	210	280	251	292	264	234
Q Нmin	404	363	327	437	391	454	412	364
Q a	335	335	335	502	502	670	670	670

Продолжение приложения В.

Таблица В.3 – Расчёт спиральной камеры

Величина	Сечения															
	вх	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000	11,000	12,000	13,000	14,000	вых
r_i	9,2	8,8	8,5	8,1	7,7	7,3	7,0	6,6	6,2	5,8	5,5	5,1	4,7	4,3	4,0	3,60
b_i	5,27	4,80	4,35	3,95	3,58	3,24	2,95	2,68	2,46	2,27	2,11	2,00	1,91	1,88	1,87	1,86
a_i	5,17	4,80	4,42	4,05	3,67	3,30	2,92	2,55	2,17	1,80	1,42	1,05	0,67	0,30	-0,08	-0,43
r_k	4,95	4,82	4,70	4,59	4,49	4,40	4,32	4,25	4,19	4,14	4,10	4,07	4,05	4,04	4,03	4,02
r_k/r_a	1,22	1,19	1,16	1,13	1,11	1,09	1,07	1,05	1,04	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$\ln(r_k/r_a)$	0,20	0,18	0,15	0,13	0,11	0,09	0,07	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
r_i/r_a	2,28	2,19	2,09	2,00	1,91	1,81	1,72	1,63	1,53	1,44	1,35	1,26	1,16	1,07	0,98	0,89
$\ln(r_i/r_a)$	0,82	0,78	0,74	0,69	0,65	0,60	0,54	0,49	0,43	0,36	0,30	0,23	0,15	0,07	-0,11	-0,18
$b_i \cdot \ln(r_i/r_a)$	4,35	3,75	3,24	2,75	2,31	1,94	1,60	1,31	1,06	0,83	0,63	0,46	0,29	0,13	-0,03	-0,21
$r_k \cdot \text{ctg} \gamma$	-5,77	-5,62	-5,49	-5,36	-5,24	-5,14	-5,05	-4,96	-4,89	-4,83	-4,78	-4,75	-4,72	-4,71	-4,71	-4,71
$r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln(r_k/r_a)$	-1,18	-1,00	-0,84	-0,69	-0,57	-0,45	-0,35	-0,26	-0,19	-0,13	-0,08	-0,04	-0,01	-0,004	-0,008	-0,01
m_i	3,42	2,94	2,50	2,09	1,72	1,39	1,09	0,83	0,60	0,41	0,26	0,14	0,06	0,01	0,00	0,02
J_i	9,16	7,92	6,78	5,75	4,82	3,99	3,26	2,62	2,07	1,59	1,19	0,86	0,58	0,36	0,18	0,03
φ_i	225	210	195	180	165	150	135	120	105	90	75	60	45	30	15	0,0
Q_i	120	104	89	76	63	52	43	34	27	21	16	11	8	5	2	0,4
F_i	33,06	27,50	22,72	18,65	15,21	12,32	9,92	7,93	6,30	4,95	3,84	2,90	2,09	1,36	0,66	0,01
$V_{\text{сп}}$	3,64	3,78	3,92	4,05	4,17	4,26	4,32	4,34	4,31	4,22	4,08	3,88	3,66	3,50	3,46	3,38

Продолжение приложения В.

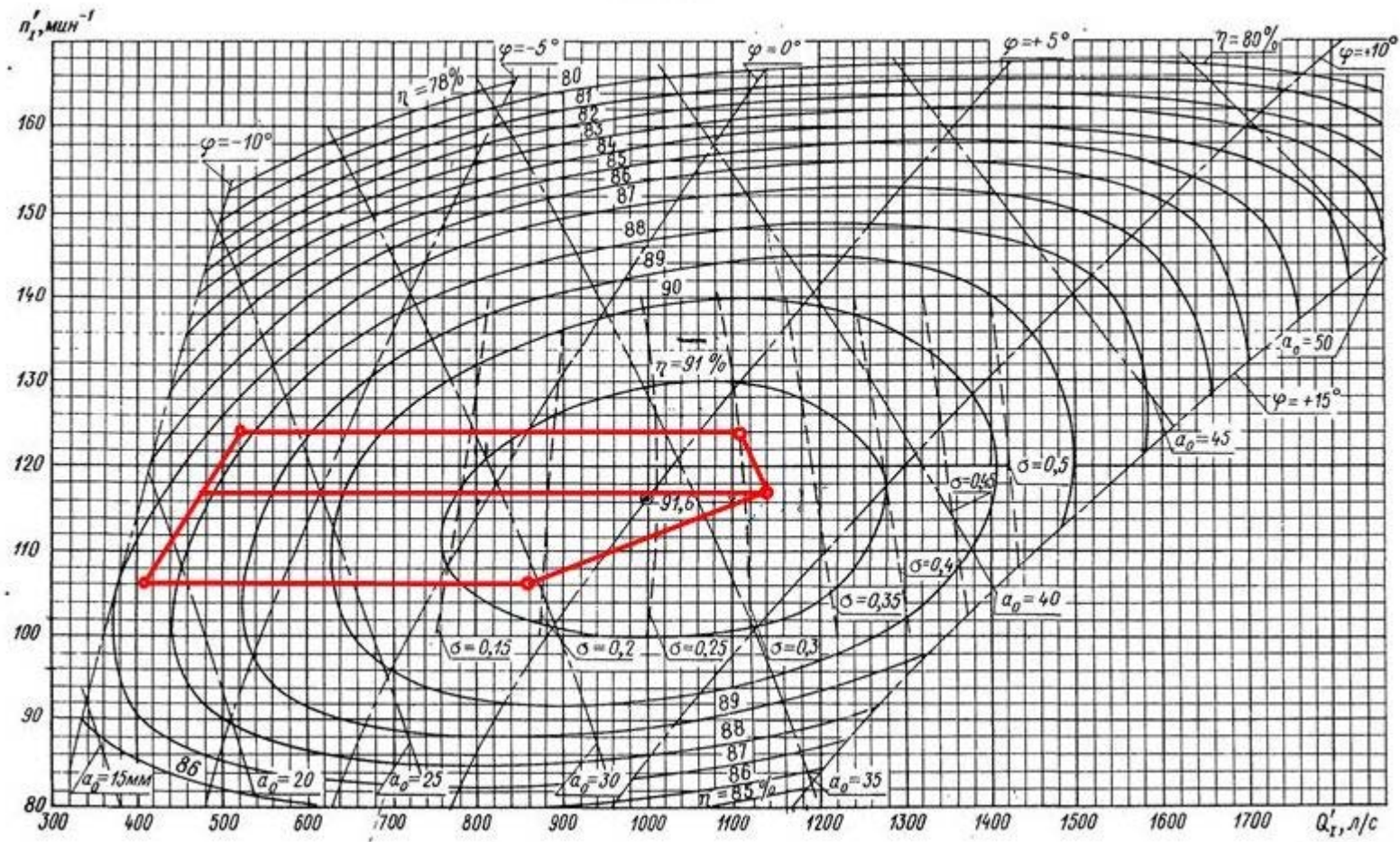


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ150-В-530

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка и сооружения гидроузла

Таблица Г.1 –Координаты для построения оголовка практического профиля

№ точки	X	Y	№ точки	X	Y
1	0	0,756	21	12	7,41
2	0,6	0,216	22	12,6	8,214
3	1,2	0,042	23	13,2	9,048
4	1,8	0	24	13,8	9,918
5	2,4	0,036	25	14,4	11,364
6	3	0,162	26	15	11,76
7	3,6	0,36	27	15,6	12,732
8	4,2	0,6	28	16,2	13,734
9	4,8	0,876	29	16,8	14,772
10	5,4	1,188	30	17,4	15,84
11	6	1,536	31	18	16,944
12	6,6	1,926	32	18,6	18,078
13	7,2	2,364	33	19,2	19,242
14	7,8	2,85	34	19,8	20,43
15	8,4	3,384	35	20,4	21,654
16	9	3,966	36	21	22,908
17	9,6	4,584	37	21,6	24,186
18	10,2	5,238	38	22,2	25,494
19	10,8	5,922	39	22,8	26,826
20	11,4	6,648	40	23,4	28,188

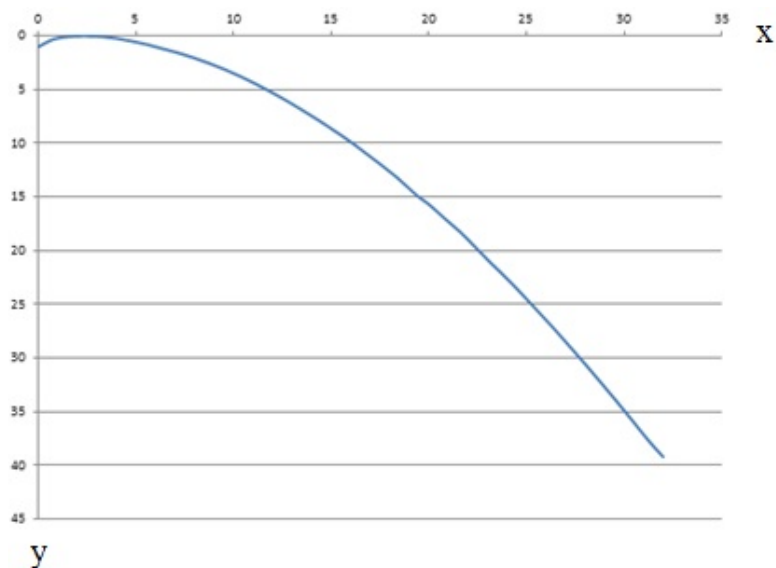


Рисунок Г.1–Оголовок гребня водослива для плотины типа А

Продолжение приложения Г.

Таблица Г.2 – Результаты расчёта для точки 0.

№ участка	h1	h2	G	cos α	sin α	G*cos α	G*sin α	P	Ch	Cn*bn/cos α	[7]-[9]	tg φ *[12]	[13]+[11]	
0	0	5,73	1400,4	0,994	0,104	1392,7	146,3	1083,2	0	0	309,5	309,5	309,5	
1	5,66	7,5	4014,4	0,951	0,309	3817,7	1240,4	1482,6	0	0	2335,0	2335,0	2335,0	
2	15,39	0,77	6119,5	0,866	0,500	5299,5	3059,7	167,2	0	0	5132,3	5132,3	5132,3	
3	13,11	0	5052,6	0,707	0,707	3572,7	3572,7	0,0	0	0	3572,7	3572,7	3572,7	
4	5,4	0	1057,2	0,515	0,857	544,5	906,1	0,0	0	0	544,5	544,5	544,5	
							Σ 8925							Σ 11894

Коэффициент устойчивости:

$$k = \frac{\sum T_{уд} \cdot \gamma_{cd}}{\sum T_{сдв} \cdot \gamma_{lc}} = \frac{11894 \cdot 1}{8925 \cdot 1} = 1,33(\text{Г.1})$$

Продолжение приложения Г.

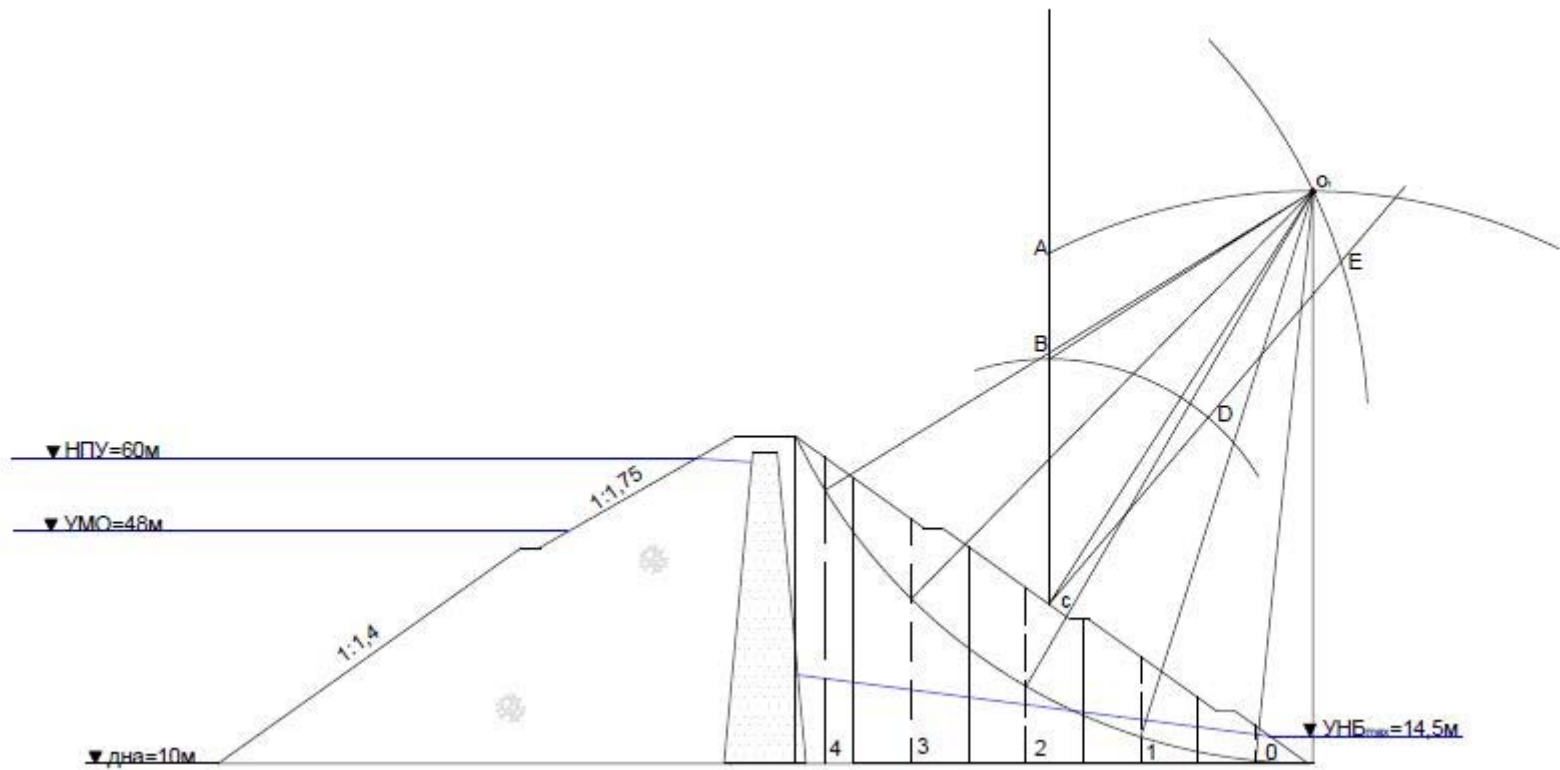


Рисунок Г.2 – Расчёт для точки 0.

Продолжение приложения Г.

Таблица Г.3 – Результаты расчёта для точки 1.

№ участка	h1	h2	G	cosα	sinα	G*cosα	G*sinα	P	Cn	Cn*bn/cosα	[7]-[9]	tgφ*[12]	[13]+[11]	
0	0	8,13	1987,0	0,9945	0,1045	1976,0	207,6	1536,9	0	0	439,2	439,2	439,2	
1	9,71	8	5697,4	0,9510	0,3090	5418,3	1760,5	1581,5	0	0	3836,8	3836,8	3836,8	
2	19,45	1,3	7813,8	0,8660	0,5000	6766,7	3906,9	282,2	0	0	6484,5	6484,5	6484,5	
3	17,7	0	6821,6	0,7071	0,7071	4823,5	4823,5	0,0	0	0	4823,5	4823,5	4823,5	
4	8,8	0	1461,2	0,5150	0,8571	752,5	1252,4	0,0	0	0	752,5	752,5	752,5	
							$\sum 119$							$\sum 163$

Коэффициент устойчивости:

$$k = \frac{\sum T_{уд} \cdot \gamma_{cd}}{\sum T_{сдв} \cdot \gamma_{tc}} = \frac{16336,5 \cdot 1}{11951 \cdot 1} = 1,36$$

(Г. 2)

Продолжение приложения Г.

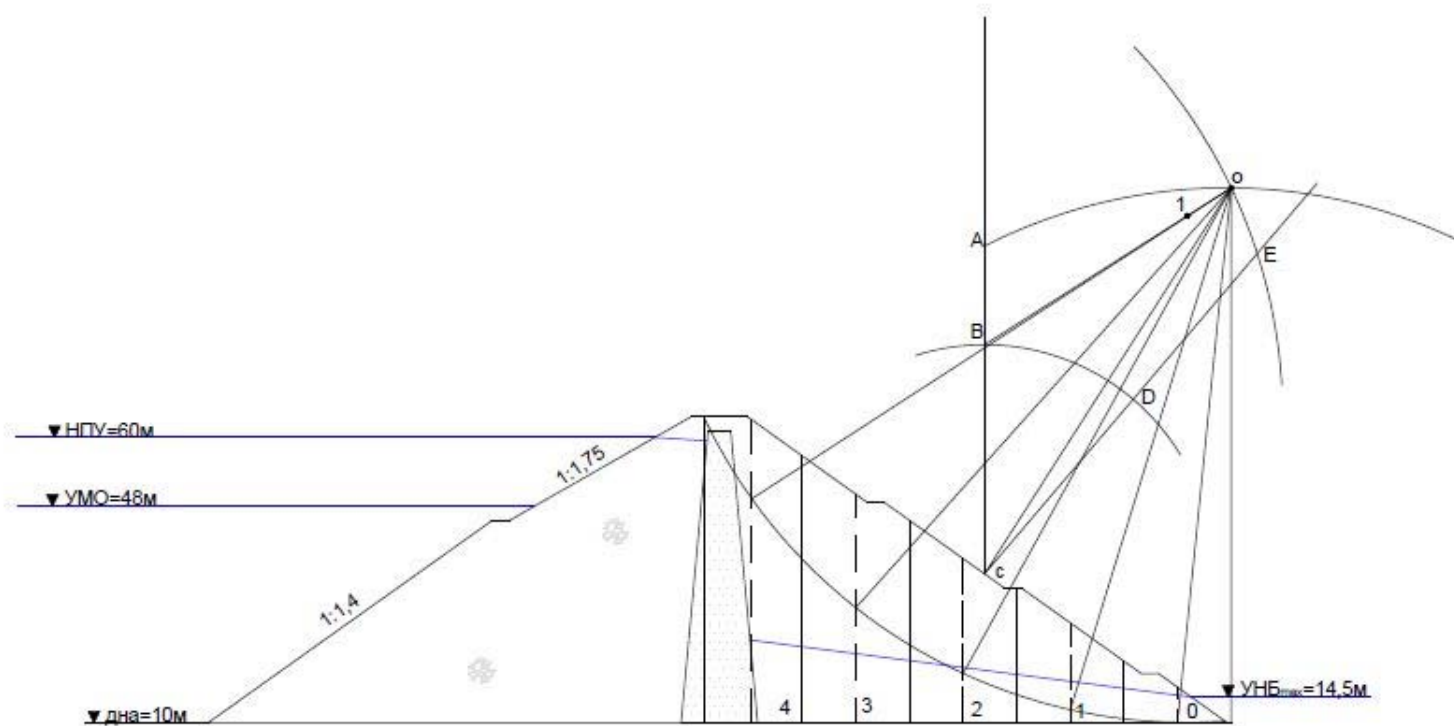


Рисунок Г.3 – Расчёт для точки 1.

Продолжение приложения Г.

Таблица Г.4 – Результаты расчёта для точки 2.

№ участка	h1	h2	G	cosα	sinα	G*cosα	G*sinα	P	Cn	Cn*bn/cosα	[7]-[9]	tgφ*[12]	[13]+[11]
0	0	8	1955,2	0,9945	0,1045	1944,4	204,3	1512,3	0	0	432,1	432,1	432,1
1	7,63	7,8	4846,9	0,9560	0,2420	4633,7	1173,0	1533,9	0	0	3099,8	3099,8	3099,8
2	17,4	1,1	6974,8	0,8660	0,5000	6040,2	3487,4	238,8	0	0	5801,4	5801,4	5801,4
3	15,4	0	5935,2	0,7071	0,7071	4196,8	4196,8	0,0	0	0	4196,8	4196,8	4196,8
4	7,7	0	1515,4	0,5150	0,8571	780,4	1298,8	0,0	0	0	780,4	780,4	780,4
							$\sum 103$						$\sum 143$

Коэффициент устойчивости:

$$k = \frac{\sum T_{уд} \cdot \gamma_{cd}}{\sum T_{сдв} \cdot \gamma_{lc}} = \frac{14310,4 \cdot 1}{10360 \cdot 1} = 1,37$$

(Г.3)

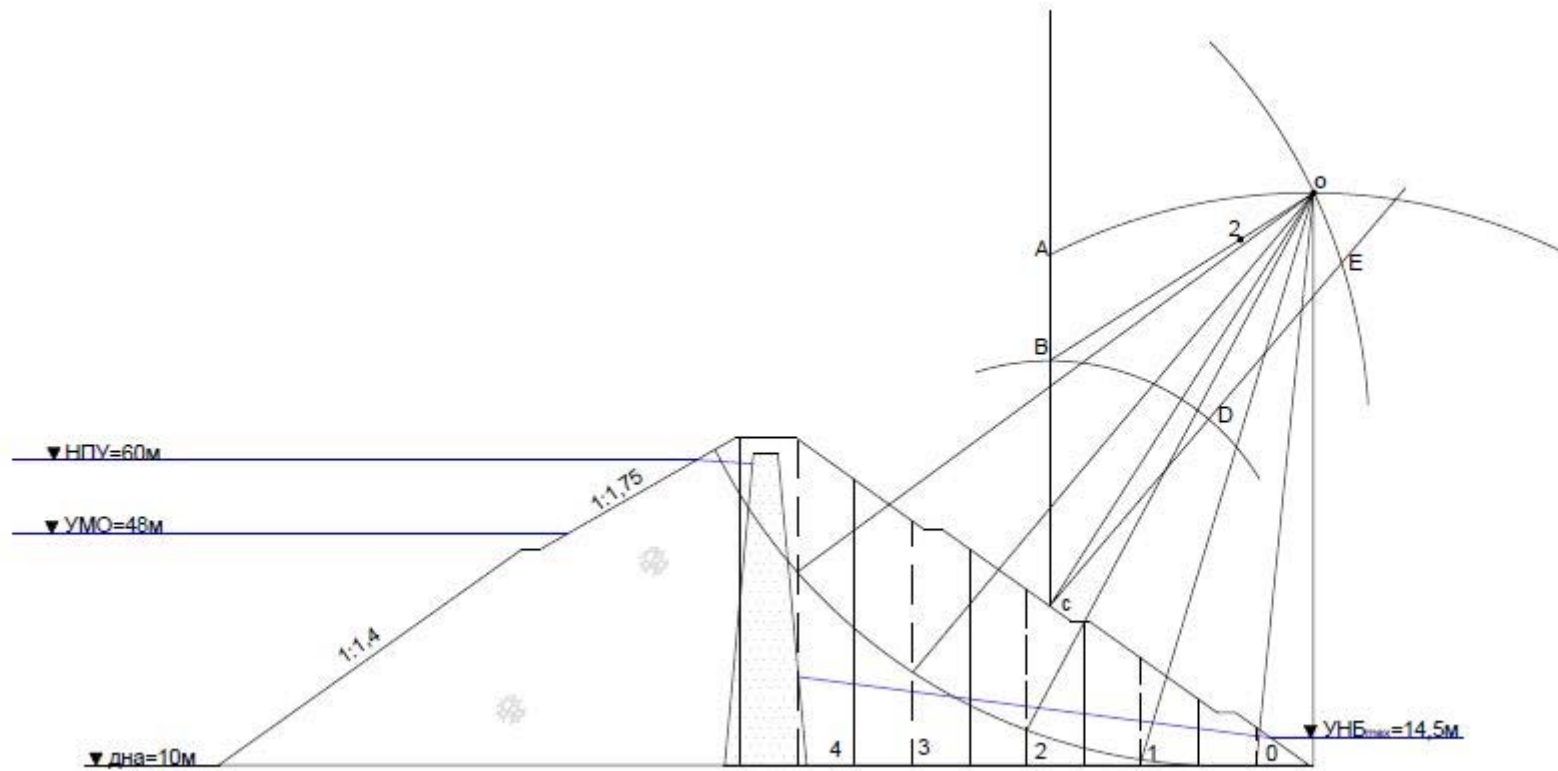


Рисунок Г.4 – Расчёт для точки 2.

