

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А.Андряс
подпись, инициалы, фамилия
«____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕРЕКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТЕРЕК. ОЦЕНКА
СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОТИВОФИЛЬТРАЦИОННОЙ
ЗАВЕСЫ В ОСНОВАНИИ ПЛОТИНЫ ПО ДАННЫМ НАТУРНЫХ
НАБЛЮДЕНИЙ**

Руководитель _____
подпись, дата

ведущий инженер
должностная степень

Е.Н. Решетникова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

СБ 16-01
номер группы,

Д.Н. Туманова
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Терекской ГЭС на реке Терек. Оценка современного состояния противофильтрационной завесы в основании плотины по данным натурных наблюдений».

Консультанты по разделам:

Консультант-руководитель

подпись, дата _____ инициалы, фамилия _____

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата _____ инициалы, фамилия _____

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата _____ инициалы, фамилия _____

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата _____ инициалы, фамилия _____

Организация и производство
гидротехнических работ

подпись, дата _____ инициалы, фамилия _____

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата _____ инициалы, фамилия _____

Охрана окружающей среды

подпись, дата _____ инициалы, фамилия _____

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата _____ инициалы, фамилия _____

Нормоконтролер

подпись, дата _____ инициалы, фамилия _____

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Терекской ГЭС	7
Введение	9
1 Общая часть.....	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климатические условия.....	10
1.1.2 Гидрологические условия.....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.1 Сейсмические условия.....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района.....	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2 Водноэнергетические расчеты.....	13
2.1 Регулирование стока воды.....	13
2.1.1 Исходные данные.....	13
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов	13
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов	14
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	15
2.1.5 Определение типа регулирования.....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов	17
2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса	17
2.2.2 Баланс энергии	18
2.2.3 Водно – Энергетические расчёты режима работы Терекской ГЭС в маловодном году	18
2.2.4 Расчёт установленной мощности проектируемой ГЭС	19
2.2.5 Водно – энергетические расчёты режима работы Терекской ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки	19
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	21
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	21
3.1.1 Построение режимного поля Терекской ГЭС по напору и расходу .21	
3.1.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	23
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	26
3.3 Выбор типа гидрогенератора.....	28
3.4 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры	30
3.5 Расчет вала на прочность.....	34
3.6 Расчет подшипника	34
3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора.....	35
3.8 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины	36
4 Проектирование сооружений напорного фронта	37
4.1 Определение отметки грунтовой плотины	37
4.2 Определение высоты ветрового нагона волны для поверочного случая	39

4.3 Гидравлические расчеты	41
4.3.1 Определение ширины водосливного фронта	41
4.3.2 Определение отметки гребня водослива	42
4.3.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае	43
4.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	43
4.3.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	44
4.4 Конструирование плотины	46
4.4.1 Определение ширины подошвы плотины	46
4.4.2 Разрезка плотины швами	46
4.4.3 Быки	47
4.4.4 Устои	47
4.4.5 Дренаж тела бетонной плотины	47
4.4.6 Галереи в теле плотины	48
4.4.7 Элементы подземного контура плотины	48
4.5 Определение основных нагрузок на плотину. Расчетный случай при НПУ	49
4.5.1 Вес сооружения и затворов	49
4.5.2 Сила гидростатического давления воды	50
4.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления	50
4.5.4 Сила фильтрационного давления	50
4.5.5 Давление грунта	51
4.5.6 Волновое давление	51
4.6 Оценка прочности плотины	51
4.6.1 Определение напряжений	52
4.6.2 Критерии прочности плотины и ее основания	53
4.6.3 Обоснование устойчивости плотины	54
5 Организация производства гидротехнических работ	56
5.1 I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла ..	56
5.1.1 Компоновка Терекской ГЭС	56
5.1.2 Определяем Q_{max} строительного периода	57
5.1.3 Определение скорости потока в сжатом сечении	57
5.1.4 Пропуск расходов второй очереди через донные отверстия	58
5.1.5 Определяем условия пропуска максимального строительного расхода	59
5.1.6 Определяем отметку перемычек II очереди	60
5.1.7 Конструкция перемычек для котлована I очереди	61
5.1.8 Конструкция перемычек II очереди	62
5.2 Водоотлив	63
5.2.1 Водопонижение	64
5.3 Производство земельно-скальных работ	64
5.4 Земляные работы	65
5.5 Буровзрывные работы	67
5.6 Производство бетонных работ	68

5.7	Транспортировка бетонной смеси.....	69
5.8	Опалубочные работы	70
5.9	Арматурные работы	70
5.9.1	Технология арматурных работ.....	71
5.10	Время выполнения бетонных работ	71
5.11	Приготовление бетонной смеси	71
5.12	Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию	72
5.12.1	Подготовка оснований блоков	72
5.12.2	Уплотнение бетонной смеси	73
5.13	Определение технологии и времени строительства деривационного туннеля.....	73
5.13.1	Расчет площади живого сечения	73
5.13.2	Время на проходку туннеля	74
5.14	Последующие этапы строительства.....	74
6	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Терекского ГУ.	
	Охрана труда и противопожарная безопасность	77
6.1	Общие сведения о районе строительства	77
6.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	78
6.4	Отходы, образующиеся при строительстве	82
6.4.1	Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	82
6.4.2	Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные	82
6.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	83
6.6	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	84
6.7	Охрана труда	84
6.7.1	Работы, выполняемые по нарядам и распоряжениям	85
6.7.2	Порядок выдачи и оформления наряда	86
6.7.3	Допуск бригады к работе.....	87
6.7.4	Окончание работы. Закрытие наряда.....	88
6.8	Пожарная безопасность	89
6.8.1	Общие положения.....	90
6.8.2	Огнетушители	91
6.8.3	Пожарные краны	92
7	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ..	94
7.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	94
7.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	95
7.3	Налоговые расходы в первые годы эксплуатации	97
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	98
7.5	Оценка инвестиционного проекта	100
7.6	Методология и исходные данные	100
7.7	Коммерческая эффективность.....	101
7.8	Бюджетная эффективность.....	101

7.9	Анализ чувствительности	101
8	Оценка современного состояния противофильтрационной завесы в основании плотины по данным натурных наблюдений.....	Error! Bookmark not defined.
8.1	Общие сведения о плотине	Error! Bookmark not defined.
8.2	Противофильтрационные мероприятия в основании плотины	Error! Bookmark not defined.
8.2.1	Эксплуатационный контроль	Error! Bookmark not defined.
8.2.2	Контроль за фильтрационным режимом	Error! Bookmark not defined.
8.2.3	Контроль за фильтрационным давлением	Error! Bookmark not defined.
8.2.4	Основные принципы анализа результатов наблюдений.....	Error! Bookmark not defined.
8.3	Фильтрационные расходы в основании плотины	Error! Bookmark not defined.
8.4	Фильтрационное давление в основании секции 33 ..	Error! Bookmark not defined.
8.5	Оценка современного состояния основания плотины ...	Error! Bookmark not defined.
	Заключение	105
	Список использованных источников	107
	Приложение А Анализ исходных данных	109
	Приложение Б Водноэнергетические расчёты	112
	Приложение В Основное и вспомогательное оборудование	117

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ТЕРЕКСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Терек
2. Наименование ГЭС Терекская
3. Местонахождение ГЭС Северная Осетия-Алания
4. Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 65 м³/с
 - б) максимальный с обеспеченностью 5,0% 110,8 м³/с
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1% 174 м³/с
 - г) максимальный с обеспеченностью 0,01% 190 м³/с
 - д) минимальный 39 м³/с
- 6.Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годичный
 - б) Отметка НПУ 1650 м
 - в) Отметка ФПУ 1651 м
 - г) Отметка УМО 1645,3 м
 - д) объем водохранилища полный 4,6 км³
 - е) объем водохранилища полезный 3,76 км³
- 7.Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 209,2 м
 - б) расчётный 204,15 м
 - в) минимальный 201,35 м
- 8.Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная 391 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 728 млн. кВт · ч
- 9.Бетонная плотина(общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная глухая плотина 327 м
 - б) левобережная глухая бетонная плотина 439 м
 - в) станционная часть 45 м
- 10.Водосбросные сооружения:
 - 10.1. Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролётов 2 отверстия 10×12
 - б) общая длина 33 м
 - в) максимальная высота 55м
- 11.Здание ГЭС:
 - а) тип здания деривационное
 - б) число агрегатов 2
 - в) грунты в основании гранит
 - б) тип спиральной камеры металлическая
 - в) тип отсасывающей трубы изогнутая
- 12.Основное оборудование:
 - а) тип турбин РО 230а-В-355
 - б) тип генератора СВ-620/195-22

- в) частота вращения 272,6 об/мин
13. Технико-экономические показатели:
- а) срок окупаемости 12 лет, 9 месяца
 - б) себестоимость электроэнергии 0,86 руб/кВт·ч
 - в) удельные капиталовложения 55000 руб/кВт

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалом 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.

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

Главной рекой Северной Осетии — Алании является Терек, который берёт своё начало за пределами республики, в ледниках горы Зилга-хох на высоте 2713 м и имеет длину примерно 600 км (в том числе на территории Северной Осетии — Алании — 110 км). У Терека существует множество притоков, из которых наиболее крупными являются Урух, Ардон, Камбилиевка, Гизельдон.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климатические условия

Климат Северной Осетии-Алании континентальный, с малоснежной зимой, и с обильными осадками летом. Географические условия, значительная территориальная протяженность области, сложность и расчлененность рельефа определяют разнообразие климатических элементов.

Для климата бассейна характерно увеличение континентальности с запада на восток и с юга на север. В равнинной части средняя температура июля $+23^{\circ}\text{C}$ – $+25^{\circ}\text{C}$. Зимой бывают сильные морозы. Количество осадков в низовьях 400–600 мм, в верховьях превышает 2000 мм. Для горной части бассейна характерна вертикальная зональность, с высоты 1,5–2 км широко распространены нивально-гляциальные природные системы разных типов – сезонный и многолетний снежный покров, ледники, снежники, каменные глетчеры. Расчетная температура района строительства составляет -15°C

1.1.2 Гидрологические условия

Река Терек имеет длину 623 км, среднемноголетний сток 5800 км^3 и площадь бассейна – 9460 км^2 . Сток р. Терек формируется, в основном, талыми и дождовыми водами с преобладанием талых. Преобладающий тип питания Терека – снеговое и ледниковое. Грунтовое питание сравнительно невелико и играет роль лишь в зимний период. Водный режим реки характеризуется весенне-летним половодьем в мае-июне, частыми дождовыми паводками в летне-осенний период, устойчивой зимней меженью и подъемами уровня воды весной и осенью.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Терек за период с 1948 г. по 1997 г. представлен в приложении А, таблица А.1.

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

Таблица 1.1 - Координаты кривой связи верхнего бьефа

Q, $\text{м}^3/\text{с}$	0	11,18	27,25	50,44	82,75	141,2	150	158
Z, м	1600	1601	1602	1603	1604	1605	1605,15	1605,28

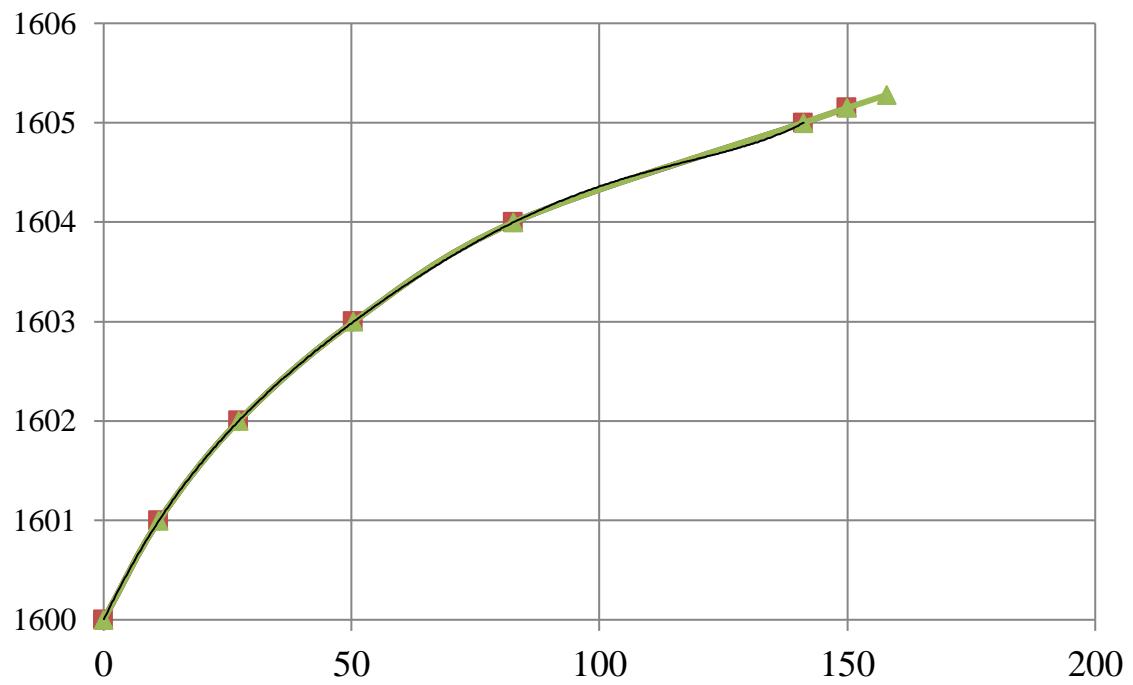


Рисунок 1.1 – Кривая связи $\nabla HБ = f(Q_{HБ})$

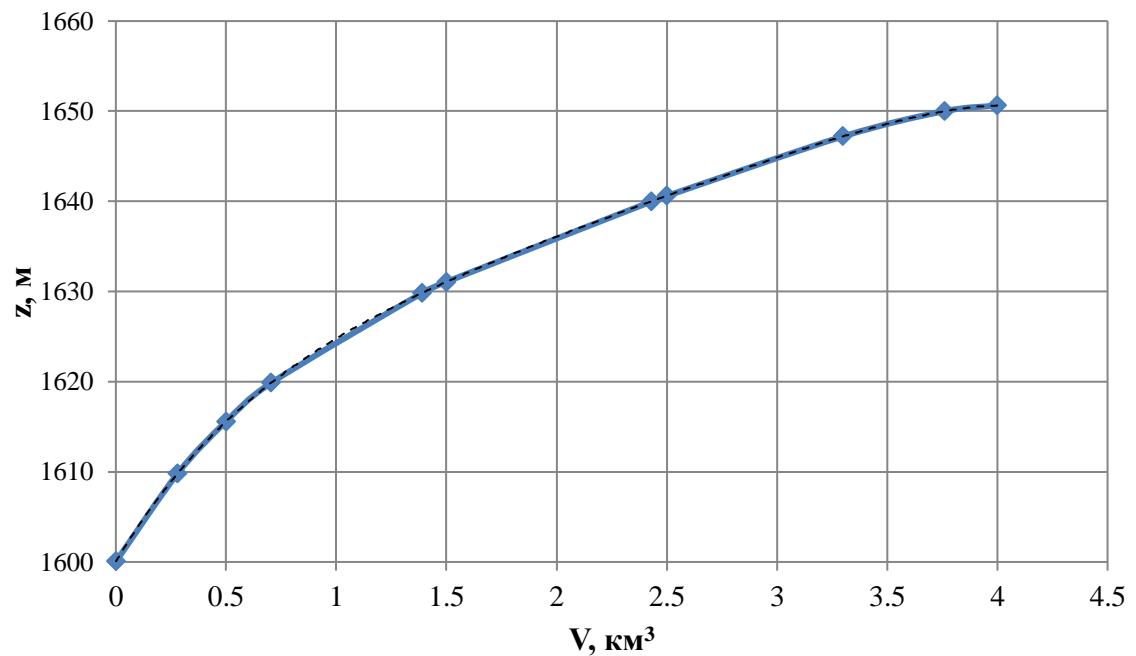


Рисунок 1.1 – Кривая связи $\nabla VБ = f(V_{BБ})$

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании реки Терек - скальные породы: гранодиорит. Физико - механические характеристики грунта, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Физико-механические характеристики кристаллического гранодиорита

Тип грунта	Наименование грунта	Удельный вес грунта в массиве, кН/м ³	Расчетные значения характеристик для расчетов устойчивости ГТС по контакту скала-бетон	
			$\text{tg } \varphi$	c , кПа
Скальные с пределом прочности на одноосное сжатие	гранодиориты	От 25 до 31	0,8	150
			0,8	150

1.1.1 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСРС) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Терекской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% (в течении 50 лет) равна 8баллам шкалы MSK-64. В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1939 по 2010 годы.

В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке расположения Терекской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 6 баллов.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

В электроэнергетический комплекс операционной зоны Северокавказского РДУ входят 480 линий электропередачи класса напряжения 110, 330 и 500 кВ общей протяженностью 12069,308 км, 373 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110-500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 26962,3 МВА.

Выработка электроэнергии в операционной зоне Северокавказского РДУ за 2019 год составила 16 611,2 млн. кВт·ч, электропотребление по территории энергосистем операционной зоны Северокавказского РДУ за 2019 год – 18 986,2 млн. кВт·ч.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Ирганайская ГЭС;
- Зеленчукская ГЭС.

2 Водноэнергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема –Северокавказского РДУ;
- коэффициент мощности:
 $K_N = 8,8$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях:
 $\Delta h = 1,3$ м;
- НПУ Терекской ГЭС:
НПУ = 1650 м;
- расчетный гидрологический ряд наблюдений р.Терек в створе Терекской ГЭС с 1948г. по 1997г (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1- Требования ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
$Q_{исп.}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{фил.}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{лед.}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{шлюз.}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
$Q_{сп.}, \text{м}^3/\text{с}$	16											

- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания.

Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{cp}}, \quad (2.1)$$

где Q_n - n-ый член ряда максимальных годовых расходов;
 $Q_{ср}$ - средний многолетний максимальный расход ($\text{м}^3/\text{с}$).
Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{1,58}{2}} = 0,18, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cv} = \frac{\sqrt{1+3\cdot C_v^2}}{\sqrt{2\cdot(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3\cdot 0,18^2}}{\sqrt{2\cdot(50-1)}} \cdot 100\% = 10,6\% \quad (2.3)$$

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = 2 \cdot C_v = 2 \cdot 0,18 = 0,36. \quad (2.4)$$

По [2] назначаем класс гидротехнического сооружения. Терекский ГУ – сооружение I-ого класса (по последствиям возможных гидродинамических аварий на гтс). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного, основного и строительного максимальных расходов по [2].

Заполняем таблицу 2.2, используя формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.6)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.8)$$

$$Q_s = Q_{ср} \cdot k_s. \quad (2.9)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

Расход	$p, \%$	Φ	M_s	k_s	Q_s
проверочный	0,01	10,74	1,91	2,91	190
основной	0,1	9,37	1,67	2,67	174
строительный	5	3,92	0,7	1,7	110,8

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья

относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100, \quad (2.10)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

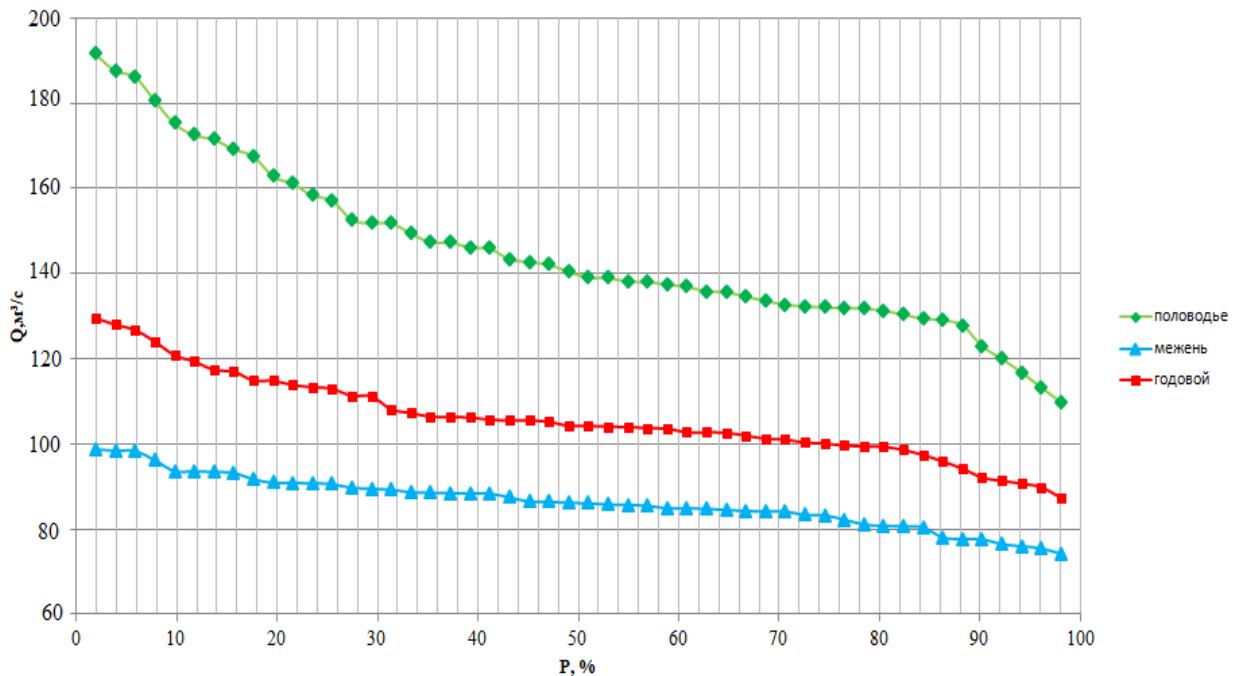


Рисунок 2.1- Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Определим коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_M = \frac{Q_{6аз.(1949)}^{\text{меж}}}{Q_{1964}^{\text{меж}}} = \frac{20}{20} = 1$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.}(1964)}^{\text{пол}}}{Q_{1964}^{\text{пол}}} = \frac{78}{78} = 1$$

Так как оба коэффициента получились равными 1, корректировок не требуется.

Для того, чтобы найти обеспеченность для 50%, необходимо сравнить обеспеченности для 49% и 51%.

Для того, чтобы определить $Q_{\text{баз.}}^{\text{меж}}$ и $Q_{\text{баз.}}^{\text{пол}}$ интерполяция не требуется, т.к. $Q_{51\%}^{\text{меж}} = Q_{49\%}^{\text{меж}} = 26 \text{ м}^3/\text{с}$ и $Q_{51\%}^{\text{пол}} = Q_{49\%}^{\text{пол}} = 103 \text{ м}^3/\text{с}$.

За средневодный принимаем 1991 год с обеспеченностью 49%.

За маловодный год принимаем 1964 год с обеспеченностью 90%.

Данные для построения гидрографа представлены в таблице 2.3.
Гидрограф изображён на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного годов

Q_{1991}	35	28	24	60	69	111	118	115	103	66	33	36
Q_{1964}	15	15	19	24	63	89	106	103	53	52	27	26

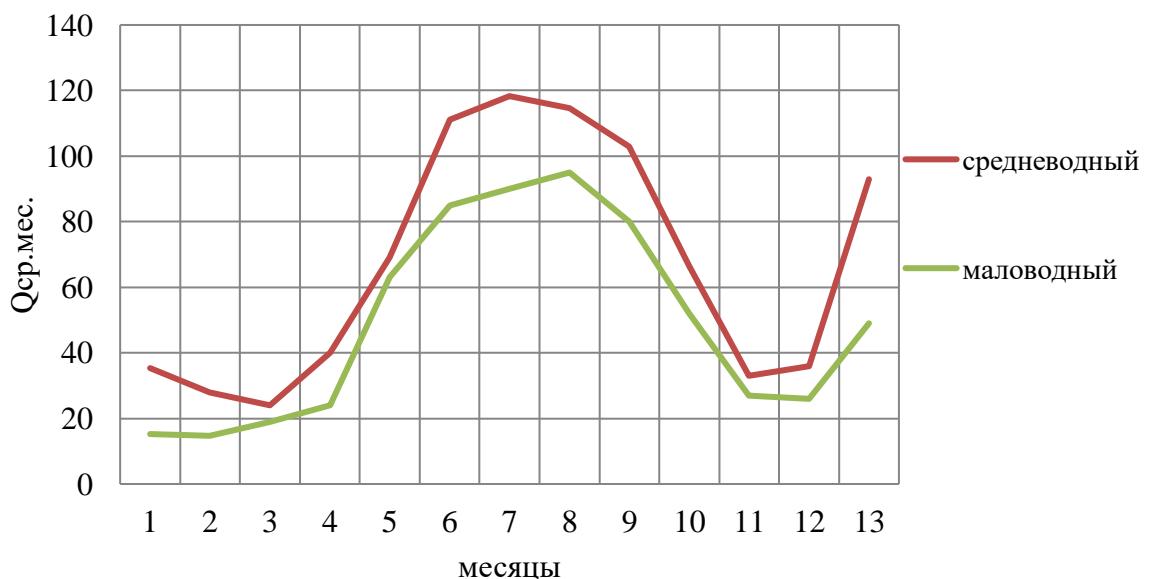


Рисунок 2.2- Гидрограф маловодного и средневодного года

2.1.5 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объёма водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Если отметка НПУ 1650 м, а отметка сухого дна 1599 м, тогда:

$$\nabla \text{УМО} = 1645,3 \text{ м};$$

$$V_{\nabla \text{НПУ}} = 3,76 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 2,92 \text{ км}^3;$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 0,84 \text{ км}^3. \quad (2.11)$$

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W_{\text{многолетний}}} = \frac{0,84}{2,05} = 0,41, \quad (2.12)$$

где $V_{\text{полезный}}$ - полезный объём водохранилища, формула;
 $W_{\text{многолетний}}$ - среднемноголетний сток в заданном створе.

Принимаем годовой тип регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе одноэнергетических расчётов

2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчётного маловодного года (1964 г.) и принятой обеспеченности вычисляем мощности на бытовом стоке для каждого месяца по следующей формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = K_N \cdot Q_{\text{пол быт}} \cdot N_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.13)$$

где $K_N = 8,8$ – коэффициент мощности;
 $Q_{\text{пол быт}}$ – полезный бытовой расход расчётного маловодного года:

$$Q_{\text{пол быт}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{сумм}} = Q_{\text{быт}} - (Q_{\text{исп}} + Q_{\text{лед}} + Q_{\phi}), \quad (2.14)$$

где $Q_{\text{сумм}}$ – Суммарные потери воды;
 $Q_{\text{исп}}$ – Расход, расходуемый на испарение воды в водохранилище;
 $Q_{\text{лед}}$ – Расход, расходуемый на льдообразование в водохранилище;
 Q_{ϕ} – Потери воды на фильтрацию;
 $N_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – Подведённый напор на ГЭС:

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

где $Z_{\text{ВБ}}$ – Отметки верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ 1650 м;
 $Z_{\text{НБ}} \cdot (Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесечным бытовым расходам воды, определённым по летней или зимней кривым связи (в соответствии с рисунком 1.1).

Для определения $Z_{\text{НБ}}$ воспользуемся кривыми связями расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла, построенными в пункте 1.1.2.

На следующем этапе рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{BHK} = K_N \cdot Q_{BHK} \cdot N_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.16)$$

где Q_{BHK} – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

2.2.2 Баланс энергии

Построим график баланса энергий для Северной Осетии-Алании.

За основу возьмём годовой график средних мощностей, значения которого представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Годовой график средних нагрузок Северокавказского РДУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{ср}, \text{МВт}$	265	253	232	207	186	174	174	186	207	232	253	265

На графике откладываем N_{BHK} и $N_{быт}$. Далее на графике баланса энергий проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключённая между линией гарантированной мощности и N_{BHK} была равна $N_{избыток} = 317 \text{ МВт}$.

В таблице 2.7 можно увидеть значения гарантированной мощности для каждого месяца.

Таблица 2.7 – Гарантированная мощность

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{гар}, \text{МВт}$	127	110	BHK	BHK	BHK	BHK	BHK	BHK	BHK	BHK	110	178

Также по графику баланса энергий определяем месяц начала сработки водохранилища следующим образом, месяц в котором разница $N_{быт} - N_{BHK}$ будет отрицательна, является месяцем начала сработки. В нашем случае – это XI месяц.

2.2.3 Водно – Энергетические расчёты режима работы Терекской ГЭС в маловодном году

Данный расчёт сводится к определению периода и глубины сработки водохранилища в расчётный маловодный год. Начало сработки водохранилища было определено – XI месяц.

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен $\nabla\text{НПУ} = 1650 \text{ м}$ и $V_h = 3,76 \text{ км}^3$.

Окончательный вариант сработки и наполнения водохранилища приведён в приложении Б, таблица Б.3. Отметка верхнего бьефа в начале сработки равна отметке верхнего бьефа в конце наполнения водохранилища. В результате сработки уровень мёртвого объёма $\nabla\text{УМО} = 1645,3 \text{ м}$.

2.2.4 Расчёт установленной мощности проектируемой ГЭС

Сначала определим рабочую мощность Терекской ГЭС для декабря (января). Чтобы найти рабочую мощность для каждого месяца работы, необходимо использовать ИКН для этих месяцев. Так как ИКН для соседних месяцев схожи, то мы с некоторыми приближениями считаем их одинаковыми. Также необходимо посчитать суточную выработку ГЭС при гарантированной мощности.

Результаты расчёта рабочих мощностей представлен в таблице 2.8.

Рабочую мощность ГЭС можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}} \quad (2.17)$$

Таблица 2.8 - Расчет рабочих мощностей

Месяц	Мощность (база), МВт	Выработка (база), млн·кВт·ч	Мощность пика, МВт	Выработка пика, млн·кВт·ч	Суммарная мощность (рабочая), МВт	Суммарная выработка, млн·кВт·ч
Январь	29	0,7	326	3,6	355	4,3

$$N_{\text{раб}} = 29 + 326 = 355 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{нагр.рез}}, \quad (2.17)$$

$$\text{где } N_{\text{нагр.рез}} = 10\% \cdot N_{\text{раб}} = 355 \cdot 0,1 = 36 \text{ МВт.} \quad (2.18)$$

$$N_{\text{уст}} = 355 + 36 = 391 \text{ МВт.}$$

2.2.5 Водно – энергетические расчёты режима работы Тереккой ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки

Водно-энергетические расчёты в средних по водности условиях проводятся для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Эти расчёты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчётом маловодного года.

При расчёте режима сработки и наполнения в средневодном году рассмотрены следующие возможные варианты:

1. Работа ГЭС по уровням сработки и наполнения расчётного маловодного года;

2. Работа с мощностями, принятыми в маловодном году.

Результаты расчёта выработки электроэнергии проектируемой ГЭС для каждого месяца приведены в таблице 2.9

Таблица 2.9 - Результаты расчёта выработки электроэнергии проектируемой ГЭС для каждого месяца

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Э млн. кВт · ч	355	355	230	170	165	150	150	165	170	230	355	355

График сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средневодных условиях изображён на рисунке 2.3

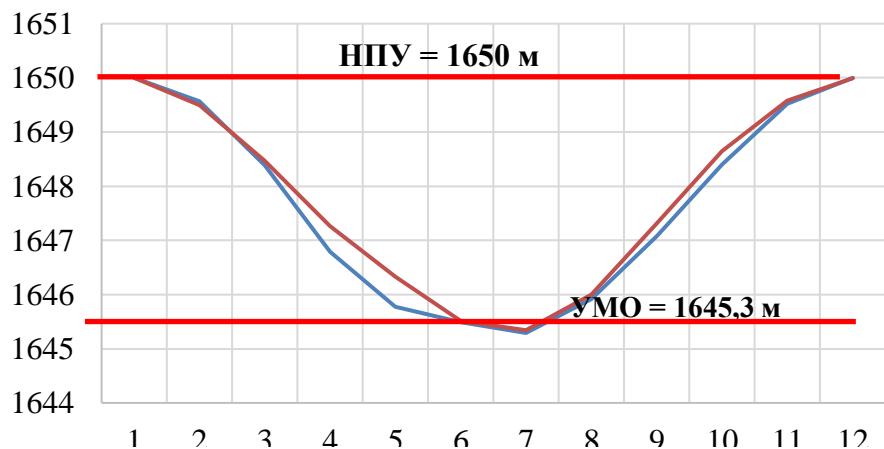


Рисунок 2.3 - Сработки и наполнения водохранилища в маловодных и условиях средней водности

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля Терекской ГЭС по напору и расходу

Была определена область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого построено режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определены ограничения работы турбин:

Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{\text{уст,расч}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}, \quad (3.1)$$

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

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которое до выбора турбинного оборудования построено по зависимости:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\max} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (3.2)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}^{\max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{\min} = 32 \text{ м}^3/\text{с}$

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определён диапазон изменения напоров и расходов (таблица 3.1):

Таблица 3.1- Расчет режимного поля

Кривые связи верхнего и нижнего бьефов		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности ГЭС		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб.з}}, \text{м}$	$H_{\text{НПУ}}, \text{м}$	$H_{\text{УМО}}, \text{м}$	$H_{\text{вб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
0	1440,01	209,99	205,29	207,58	206,45	195,4	197,60	204,15
21,276	1440,96	209,04	204,34	206,63	205,82	196	197,40	203,75
50	1441,67	208,33	203,63	205,92	204,78	197	197,21	203,35
71,163	1442,00	208,00	203,30	205,59	204,15	197,6	197,02	202,95
100	1442,37	207,63	202,93	205,22	-	-	196,82	202,55
130	1442,72	207,27	202,57	204,86	-	-	196,63	202,15
154,314	1443,02	206,98	202,28	204,57	-	-	196,43	201,75
200	1443,54	206,46	201,76	204,05	-	-	196,24	201,35
242,985	1444,00	206,00	201,30	203,59	-	-	-	-
300	1444,50	205,50	200,80	203,09	-	-	-	-

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

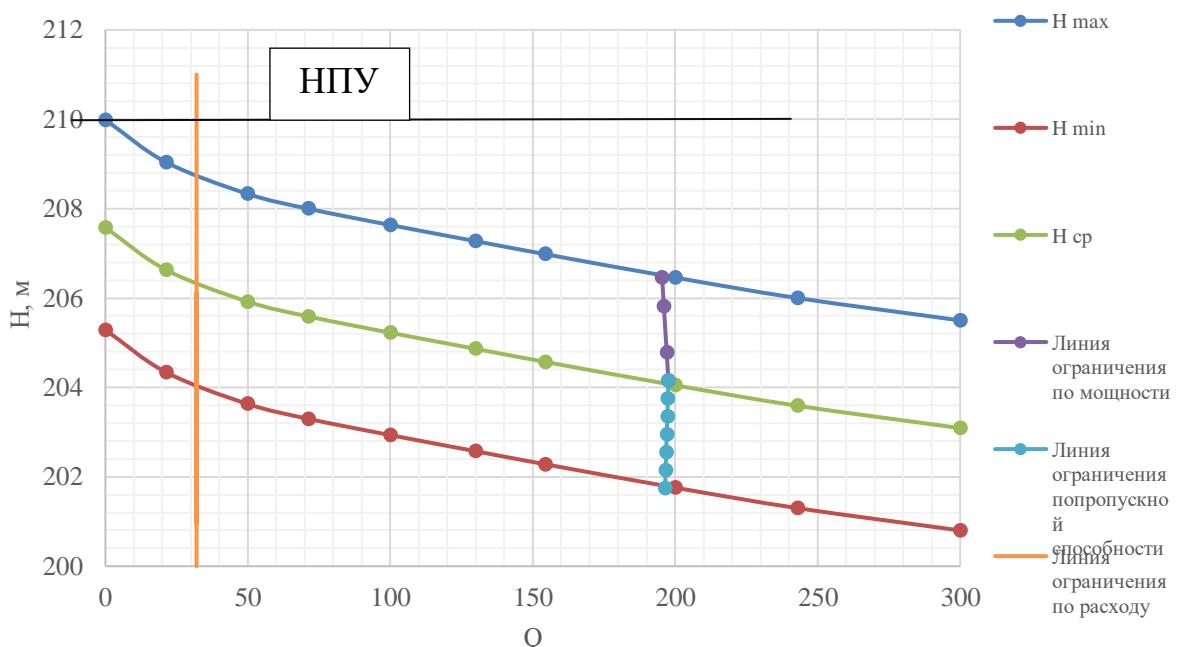


Рисунок 3.1 - Режимное поле Терекской ГЭС

Определенные величины из графика режимного поля:

- максимальный напор $H_{\text{max}} = 208,8 \text{ м}$. Определён в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{\min} = 32 \text{ м}^3/\text{с}$;
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 204,15 \text{ м}$. Определён в точке пересечения

линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 201,35$ м. Определён в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.1.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины произведён по максимальному напору, так чтобы значение $H_{max}=208,8$ м было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Для данного максимального напора выбраны следующие радиально-осевые гидротурбины:

- РО230а-В;
- РО230б-В.

Составлена таблица параметров моделей данных гидротурбин (табл. 3. 2):

Таблица 3. 2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметры		РО230а-В	РО230б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$, м	230	230
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,65	0,65
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}$, об/м	66	69
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}$, л/с	535	500
Оптимальный КПД модели	η_m opt	0,927	0,926
Приведенный максимальный расход	Q'_{1max} , л/с	640	580
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1max})$	0,085	0,065
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 m}$, м	0,625	0,630
Напор модельной турбины	H_{mod} , м	4	4

На главных универсальных характеристиках турбин намечены расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$(Q'_{(p1)} = 0,64, n'_{(p1)} = 0,66$ –для РО230а-В,

$$Q'_{(p1)} = 0,59 \frac{m^3}{s}, n'_{(p1)} = 0,69 - \text{для РО230б-В}.$$

Для выбора оптимального рабочего колеса были выполнены основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.3, 3.4, для РО230а-В и РО230б-В соответственно.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)^2} \right), \quad (3.3)$$

где $\eta'_{(p1)}$, D_{1M} , H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины ;

D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_H , ν_M – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_H и t_M ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{cp}, \quad (3.4)$$

где $Q'_{(p1)}$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_{cp} – средний КПД генератора (предварительно принят 0,96).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{ust}}{N'_a}, \quad (3.5)$$

где $N_{ust} = 391$ МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \Delta}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где n'_{Ip} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3. 3);

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к

натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения было принято ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Для каждого выбранного диаметра нанесены линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , которые рассчитаны по формулам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

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

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

Также рассчитано произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}}. \quad (3.10)$$

Приведенный расход:

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

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбин РО230а-В и РО230б-В представлены в таблицах 3.3 и 3.4 соответственно.

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины РО230а-В.

D1, м	2,00	2,50	3,00	3,15	3,55	4,00
η_T , %	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N'агр, МВт	63,14	98,65	142,06	156,62	198,92	252,55
Z, шт	6,19	3,96	2,75	2,50	1,97	1,55
za, шт	6,00	4,00	3,00	3,00	2,00	2,00
Nагр, МВт	65,17	97,75	130,33	130,33	195,50	195,50
$\Delta 1$	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Продолжение таблицы 3.3

n'c	481,67	385,34	321,11	305,82	271,36	240,83
n _{синх}	333,33	375,00	333,30	300,00	272,60	250,00
n _{max}	45,97	64,57	68,80	65,01	66,54	68,72
n _{расч}	45,65	64,12	68,33	64,56	66,08	68,25
n _{min}	45,09	63,34	67,50	63,78	65,28	67,42
Q _{1·расч}	0,64	0,62	0,57	0,52	0,58	0,46
Q _{1·max}	0,63	0,60	0,56	0,51	0,56	0,47
D _{1,м}	2,00	2,50	3,00	3,15	3,55	4,00
Q _{max}	0,55	0,35	0,24	0,22	0,17	0,14
Q _{min}	0,54	0,35	0,24	0,22	0,17	0,13

Таблица 3.4- Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины РО230Б-В.

D _{1,м}	2,00	2,24	2,50	2,80	3,15	3,55
ηт, %	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N _{агр, МВт}	56,49	70,87	88,27	110,73	140,14	177,99
Z, шт	6,92	5,52	4,43	3,53	2,79	2,20
za, шт	8,00	6,00	6,00	4,00	3,00	2,00
N _{агр, МВт}	48,88	65,17	65,17	97,75	130,33	195,50
Δ1	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n'c	504,81	450,97	404,28	361,15	321,19	285,15
n _{синх}	500,00	428,57	428,57	375,00	333,33	272,72
n _{max}	68,82	66,03	73,65	72,14	72,10	66,45
n _{расч}	68,34	65,57	73,15	71,65	71,61	65,99
n _{min}	67,51	64,78	72,26	70,78	70,74	65,19
Q _{1·расч}	0,51	0,41	0,49	0,52	0,61	0,48
Q _{1·max}	0,52	0,42	0,50	0,53	0,62	0,49
Q _{max}	0,44	0,35	0,28	0,22	0,17	0,14
Q _{min}	0,43	0,35	0,28	0,22	0,17	0,13

Далее была рассмотрена турбина РО230а-В-355, так как при других диаметрах расчетная точка на главной универсальной характеристике находится за пределами рекомендуемой зоной работы, линия ограничения по пропускной способности находится в недопустимом диапазоне.

Зона работы данной турбины представлена на УХ.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия бескавитационной работы гидротурбины, определено

допустимое заглубление рабочего колеса.

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

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_s, \quad (3.12)$$

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

Высота отсасывания была рассчитана для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и Нрасч;
3. Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = B - \frac{Z_{H.B.}(Q_{H.B.})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_X, \quad (3.13)$$

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

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

1,5- конструктивный запас;

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

$Z_{X.PL.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО равна $\frac{B_0}{2}$; $B_0 = \frac{B_{0M} \cdot D_{1H}}{D_{1M}}$.

Расчёты выбранной гидротурбины представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	1,м	Za,шт	nc,об/мин	Na,МВт	1,м	Hs2,м	Hs3,м	t,%
РО230а	3,55	2	272,6	195,5	-7,6	-7,64	-7,03	93

Проанализировав полученные результаты, окончательно была принята к установке гидротурбина РО-230а-В-355, её высота отсасывания соответствует допустимой.

Далее была определена отметка расположения рабочего колеса, которое рассчитано для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -7,64$. Для этого случая $Z_{H.B.}=1440$. Тогда заглубление по формуле (3.12):

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = 1440 + (-7,64) = 1432,36 \text{ м.}$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволяет обеспечить бескавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.3 Выбор типа гидрогенератора.

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_h = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{195,5}{0,85} = 230 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.14)$$

где $\cos \varphi = 0,81 \div 0,9$.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{272,6} = 22. \quad (3.15)$$

По номинальной мощности и синхронной частоте вращения подобран гидрогенератор (по справочникам, номенклатурам и пр.)

Так как на вычисленные N (S_h) и $n_{\text{синх}}$ не существует гидрогенератора, был производёны упрощенный расчет основных параметров.

Расчетная мощность:

$$S_p = k \cdot S_h = 1,07 \cdot 230 = 246,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

где k - коэффициент, зависящий от $\cos \varphi$.

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_h}{2p} = \frac{246,1}{22} = 10,43 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.17)$$

Полюсное деление зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 10,43^{0,239} = 0,79 \text{ м}, \quad (3.18)$$

где A и α - эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,79 \cdot 22}{3,14} = 5,55 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Выполнена проверка, не будет ли при этом диаметре превышаться предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет $v_{\text{пп}} = 160 \text{ м/с}$ для генераторов кажущейся мощности $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Предельная окружная скорость:

$$V_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_{\text{синх}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 5,55 \cdot 2 \cdot 272,6}{60} = 157 \text{ м/с.} \quad (3.20)$$

При $D_i = 5,55 \text{ м}$ предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Диаметр шахты принят равным внутреннему диаметру кромок статора турбины: $D_{\text{ш}} = 4,73 \text{ м.}$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{*y}} = \frac{8,9}{10,43^{0,105}} = 6,96. \quad (3.21)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 6,96 \cdot 246,1}{3,14 \cdot 272,6 \cdot 5,55^2} = 1,95 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Высота активной стали стандартизована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 195 \text{ см.}$

После определения D_i и l_a уточняется конструктивное исполнение генератора: при $\frac{D_i}{l_a} > 5$, ($2,85 \text{ м} < 5 \text{ м}$) рекомендуется принимать подвесное.

Внешний диаметр вала:

$$d_b = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{\text{ген}}}{n_{\text{синх}}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{195,5 \cdot 1000}{272,6}} = 116,4 \text{ см.} \quad (3.23)$$

Принята стандартная величина (округляется кратно 50 мм при $d_b > 1 \text{ м}$, или кратно 100 мм при $d_b \leq 1 \text{ м}$), таким образом $d_b = 100 \text{ см.}$

Общая масса генератора:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 45 \cdot 5,55 \cdot 1,95 = 487 \text{ т,} \quad (3.24)$$

где $\psi = (44 \div 50).$

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

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 487 = 268 \text{ т.} \quad (3.25)$$

Диаметр активной стали:

$$Da = Di + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) = 5,55 + 0,65 = 6,20 \text{ м} \quad (3.26)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-620/195-22.

Основные размеры генератора занесены в таблицу 3.6.

Параметры нового генератора рассчитаны приближенно, по табличной зависимости.

Так как генератор выбран существующий, таблица 3.6 заполняется в соответствии с его размерами.

Таблица 3.6 – Основные размеры генератора СВ-620/195-22

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
статор	высота корпуса hст	(от 1,7 до 1,9)la	3,32
	диаметр корпуса Dст	(1,05+0,0017·n0)Di	8,43
	диаметр активной стали Da	Di+(от 0,5 до 0,9)	6,20
верхняя крестовина	высота hv.k	(от 0,1 до 0,12)Di	1,11
	диаметр лучей Db.k	Dст	8,43
подпятник	высота hp	(от 0,15 до 0,2)Di	0,83
	диаметр кожуха Dп	(от 0,4 до 0,5)Di	2,50
нижняя крестовина	высота hn.k	(от 0,25 до 0,30)Dш	0,47
	диаметр лучей Dh.k	Dш+0,4	5,13
надстройка	высота h0	от 0,3 до 0,5	0,83
	диаметр d0	(от 0,2 до 0,25)Di	1,94
кратер	диаметр Dкр	(от 1,4 до 1,5) Di	9,15
	минимальная ширина подхода b	от 0,4 до 0,5	0,50
Исполнение	Подвесное		

3.4 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Цель гидромеханического расчета спиральной камеры - определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлическая спиральная камера имеет круглое поперечное сечение с

переходом на эллиптические в районе зубца, служит для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для конкретной турбины выбрана высота направляющего аппарата $b_0 = 0,173 \cdot D_1 = 0,173 \cdot 3,55 = 0,62$ м и угол обхвата $\varphi = 343^\circ$; и высота статора $b_1 = b_0 + 0,2 = 0,82$ м.

Основные размеры статора для $D_1 = 3,55$ м:

$$D_a = 5,48\text{м}$$

$$D_b = 4,74 \text{ м}$$

$$D_4 = 5,8 \text{ м}$$

$$R_4 = 2,9\text{м}$$

$$h_1 = 0,35\text{м.}$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 0,82 + 2 \cdot 0,35 = 1,52 \text{ м} \quad (3.27)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принята по графику

$$v_{cp} = f(H_p), \text{ откуда } v_{cp} = 6\text{м}^3/\text{с.}$$

Вычислен расход через входное сечение:

$$Q_{bx} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{112,36 \cdot 343}{360} = 107,05 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.28)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{bx} = \frac{Q_{bx}}{v_{cp}} = \frac{107,05}{6} = 17,8 \text{ м}^2 \quad (3.29)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{bx} = \sqrt{\frac{F_{bx}}{\pi}} = \sqrt{\frac{17,8}{3,14}} = 2,38 \text{ м} \quad (3.30)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{bx} = R_4 + \sqrt{p_{bx}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,9 + \sqrt{2,38^2 - \left(\frac{1,52}{2}\right)^2} = 5,18 \text{ м} \quad (3.31)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{bx} = a_{bx} + p_{bx} = 5,18 + 2,38 = 7,56 \text{ м} \quad (3.32)$$

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

$$\frac{\varphi}{c} = \frac{360 \cdot (a - \sqrt{a^2 - p^2})}{\varphi} = \frac{360 \cdot (5,18 - \sqrt{5,18^2 - 2,38^2})}{343} = 0,58 \quad (3.33)$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{вх}}{360} = \frac{343}{360} = 0,95 \quad (3.34)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^0$, были рассчитаны все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} \quad (3.35)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x \quad (3.36)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} \quad (3.37)$$

Координаты эллиптических сечений спиральной камеры представлены в таблице 3.7

Таблица 3.7 -Координаты эллиптических сечений спиральной камеры

P	-	-	-	-	-	x, м	x2, м2	P2, м2	p, м	a, м	R, м
343	0,95	0,58	3,39	2,82	1,68	2,26	5,12	5,68	2,38	5,18	7,56
328	0,91	0,56	3,24	2,68	1,64	2,19	4,80	5,37	2,32	5,11	7,42
313	0,87	0,53	3,09	2,53	1,59	2,12	4,50	5,06	2,25	5,04	7,29
298	0,83	0,51	2,95	2,38	1,54	2,05	4,19	4,76	2,18	4,96	7,14
283	0,79	0,48	2,80	2,23	1,49	1,97	3,89	4,46	2,11	4,89	7,00
268	0,74	0,45	2,65	2,08	1,44	1,90	3,60	4,17	2,04	4,81	6,85
253	0,70	0,43	2,50	1,93	1,39	1,82	3,31	3,88	1,97	4,74	6,70
238	0,66	0,40	2,35	1,79	1,34	1,74	3,03	3,59	1,90	4,66	6,55
223	0,62	0,38	2,20	1,64	1,28	1,66	2,75	3,31	1,82	4,57	6,39
208	0,58	0,35	2,06	1,49	1,22	1,57	2,47	3,04	1,74	4,49	6,23
193	0,54	0,33	1,91	1,34	1,16	1,48	2,21	2,77	1,67	4,40	6,07
178	0,49	0,30	1,76	1,19	1,09	1,39	1,94	2,51	1,58	4,31	5,89
163	0,45	0,28	1,61	1,04	1,02	1,30	1,69	2,25	1,50	4,21	5,71
148	0,41	0,25	1,46	0,90	0,95	1,20	1,43	2,00	1,41	4,11	5,53
133	0,37	0,23	1,31	0,75	0,86	1,09	1,19	1,76	1,32	4,01	5,33
118	0,33	0,20	1,17	0,60	0,77	0,97	0,95	1,52	1,23	3,89	5,12

Продолжение таблицы 3.7

P	-	-	-	-	-	x, м	x2, м2	P2, м2	p, м	a, м	R, м
103	0,29	0,17	1,02	0,45	0,67	0,85	0,72	1,28	1,13	3,76	4,89
88	0,24	0,15	0,87	0,30	0,55	0,70	0,49	1,06	1,03	3,62	4,64
73	0,20	0,12	0,72	0,15	0,39	0,52	0,27	0,83	0,91	3,43	4,35
58	0,16	0,10	0,57	0,01	0,08	0,18	0,03	0,60	0,77	3,09	3,87

Так как для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика указанная выше, не подходит. Поэтому далее была построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты $(\varphi = 0; R = \frac{2,79}{2})$.

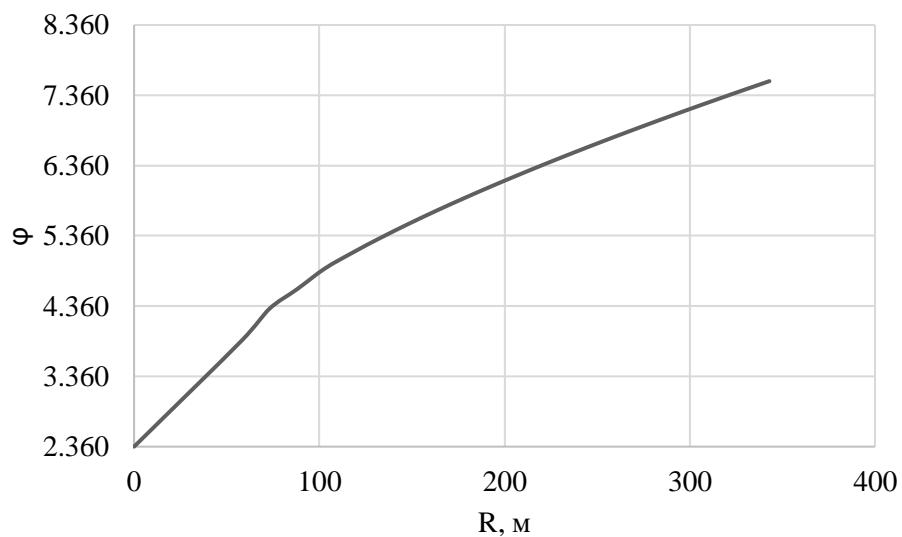


Рисунок 3.2 - Изменение наружного диаметра спиральной камеры $R=f(\varphi)$

Было снято значение R_B в зависимости от угла φ : $R_{(\varphi=43)} = 2,79$ м

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{1,52}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 0,89 \text{ м} \quad (3.38)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_{2(\varphi=43)} = \frac{R_{(\varphi=43)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = \frac{2,79 - (2,92 + 0,89(1 - 0,82))}{2 \cdot 0,82} = 0,57 \text{ м} \quad (3.39)$$

Данные заносятся в таблицу 3.8

Таблица 3.8.- Размеры эллиптических сечений спиральной камеры

Эллиптическое сечение				
№	φ	p1	R	p2
21	43	0,89	2,79	0,57
22	28		2,68	0,46

3.5 Расчет вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата были посчитаны размеры вала, также произведён его расчёт на прочность. Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность был произведен с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{kp}}{\tau_{dop}} \right)^{0.33}, \quad (3.38)$$

где $\tau_{dop} = 30 \div 35$ МПа.

Принято $\tau_{dop} = 30$ МПа, а крутящий момент M_{kp} определяем по формуле:

$$M_{kp} = \frac{0,00974 \cdot \tau}{\tau_{sinh}} = \frac{0,00974 \cdot 195500}{272,6} = 6,985 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.39)$$

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 6,985}{30} \right)^{0.33} = 1,06 \text{ м}. \quad (3.40)$$

Окончательно принят диаметр вала 1,1 метра.

3.6 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

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

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

$$R_{rad} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 195500}{272,6 \cdot 3,55} = 161,6 \text{ кН}. \quad (3.41)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B [3]:

-для $D_B = 1100$ мм;

$$d_{\text{п}} = 1115 \text{ мм}; \\ h_{\text{п}} = 400 \text{ мм}; \\ Z_{\text{сегм}} = 8$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}] \quad (3.42)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U$ (кПа).

$$U = \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 272,6 \cdot 1,115}{30} = 31,8 \text{ м/сек.} \quad (3.43)$$

Определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{161,6}{1 + 2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 276,4, \quad (3.44)$$

где -центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^0}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{8} = 45 \quad (3.45)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 31,8 = 1590 \text{ кПа}$$

Рассчитана удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{161,6}{0,37 \cdot 0,4} = 1086,15 \text{ кПа}, \quad (3.46)$$

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

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 1,115}{8} = 0,37 \text{ м.} \quad (3.47)$$

$$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$$

$1086,15 \leq 1590$ – условие выполнено. Выбранный сегментный подшипник способен воспринять все радиальные нагрузки в процессе работы.

3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По номограмме [4] для турбины РО75-В-355 определён тип маслонапорной установки: МНУ 2,5/1 – 40 – 4 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью $2,5 \text{ м}^3$,

состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 4–2 вместимостью 4 м³ с двумя насосами.

Выбран электрогидравлический регулятор: ЭГР – 2И1 – 150 – 11.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–150–11;

Принят к установке в машинном зале ГЭС кран полукозловой 300/50 т, грузоподъемностью главного крюка 300 т.

3.8 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС выбрана в соответствии с ОСТ 108.023.06-84.

Для выбора схемы компоновки необходимы следующие данные:

Тип генератора: Подвесной

Номинальные значения D_1 : 3,55 м

Расположение под пятника генератора: на верхней крестовине

Расположения подшипников генератора

Верхнего: в верхней крестовине

Нижнего: в нижней крестовине

В результате проведенного анализа было выявлено, что подходит 1 схема компоновки, которая представлена на рисунке 3.3

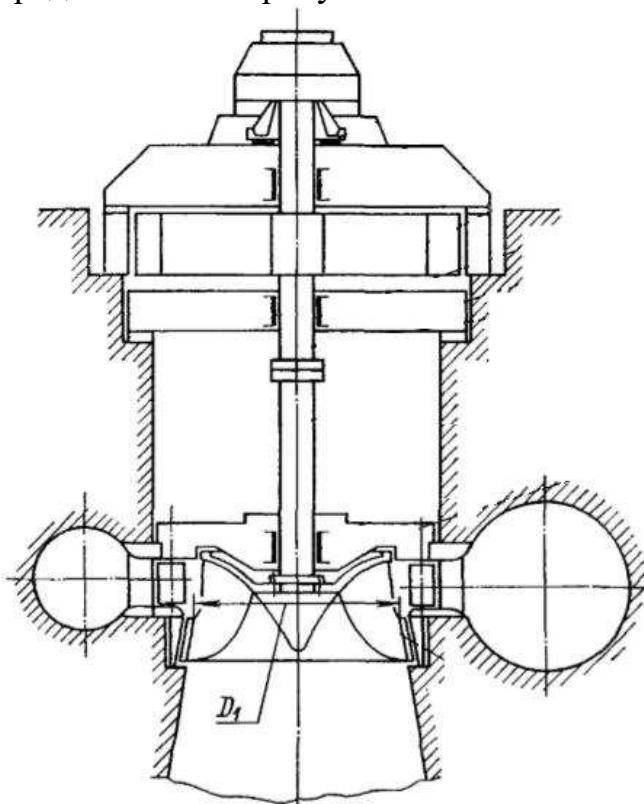


Рисунок 3.3 - Схема компоновки №1

4 Проектирование сооружений напорного фронта

4.1 Определение отметки грунтовой плотины

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

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_s = \nabla НПУ + \Delta h_{set} + h_{1\%} + a, \quad (4.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a \quad (4.2)$$

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 a – величина запаса, для I класса сооружения $a=0,8$ м;

Высота ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha \quad (4.3)$$

где $v_w = 10$ м/с – скорость ветра
 $K_w = 1,11 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, зависящий от скорости ветра
Длина разгона волн при $\alpha=0^\circ$
 $L = 1380$ м

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla ДНО}{2} = \frac{1650 - 1600}{2} = 25 \text{ м} \quad (4.4)$$

Таким образом, высота ветрового нагона из формулы (3) равна:

$$\Delta h_{set} = 1,11 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1380 \cdot 10^2}{9,81 \cdot 25} \cdot 1 = 0,000625 \text{ м}$$

Определение параметров волнового воздействия

Вычисляют безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1380}{10^2} = 135,38$$

$$\frac{gt}{\vartheta_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21189,6$$

$t = 6$ ч = 21600 с – период развития волн на водохранилище

Таблица 4.1—Данные для определения параметров волны

$\frac{gL}{\vartheta_w^2} = 135,38$	$\frac{gt}{\vartheta_w} = 21189,6$		
$\frac{gT}{\vartheta_w}$	$\frac{gh}{v_w^2}$	$\frac{gT}{\vartheta_w}$	$\frac{gh}{v_w^2}$
1,75	0,021	4,6	0,1

По графику [3, Приложение А, рисА. 1] используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны и среднюю высоту волны:

$$\bar{T} = \frac{1,75 \cdot \vartheta_w}{g} = \frac{1,75 \cdot 10}{9,81} = 1,78 \text{ с} \quad (4.5)$$

$$\bar{h} = \frac{0,021 \cdot v_w^2}{g} = \frac{0,021 \cdot 10^2}{9,81} = 0,214 \text{ м} \quad (4.6)$$

Вычисляют среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,78^2}{2 \cdot 3,14} = 4,95 \text{ м} \quad (4.7)$$

Необходимо проверить условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ на глубоководность, если условие не выполнено, то считается мелководной зоной

$$25 > 0,5 \cdot 4,95$$

$$25 > 2,48$$

Условие выполнено, зона глубоководная, расчеты подтверждены.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.8)$$

где K_i коэффициент, определяемый по графику [5, Приложение А1, рис А.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$ (для глубоководной зоны).

$$K_i = 2,1$$

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,214 \cdot 2,1 = 0,45 \text{ м}$$

Высота наката волн 0,1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (4.9)$$

где k_r и k_p - коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, определяемые по [5, Приложение Д, табл. Д1]

$$k_r = 1,1, k_p = 0,9;$$

k_{sp} – коэффициент, определяемый по [5, Приложение Д, рис. Д2] при $m = \operatorname{ctg}\varphi = 2$ и $V_w = 10 \text{ м/с} = 1,1$;

$k_{run} = 1,6$ – коэффициент, определяемый по [5, Приложение Д, рис. Д1] в зависимости от пологости волны

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{4,95}{0,45} = 11,$$

$$h_{run1\%} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,6 \cdot 0,45 = 0,78 \text{ м.}$$

Рассчитывают превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе по формуле (3.2):

$$h_s = 0,78 + 0,000625 + 0,8 = 1,58 \text{ м.}$$

Определяют отметку гребня плотины для основного сочетания нагрузок по формуле (4.1):

$$\nabla ГБП = 1650 + 0,000625 + 0,78 + 0,8 = 1651,58 \text{ м.}$$

4.2 Определение высоты ветрового нагона волны для поверочного случая

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos\alpha \quad (4.12)$$

где $V_w = 10 \text{ м/с}$ – расчетная скорость ветра

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 10) \cdot 10^{-7} = 12 \cdot 10^{-7}; \quad (4.13)$$

$$d = \frac{\nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \Delta H_A}{2} = \frac{1651 - 1600}{2} = 26 \text{ м} \quad (4.14)$$

$$\Delta h_{set} = 12 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10^2 \cdot 1380}{9,81 \cdot 26} \cdot 1 = 0,00005$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.15)$$

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

(для глубоководной зоны).

$V_w = 10 \text{ м/с}$ – скорость ветра;

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1380}{10^2} = 135,38;$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21189,6;$$

По графику снимаются величины $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ для полученных значений

$\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ по верхней огибающей кривой, результаты представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Данные для определения параметров воды

Параметры	$\frac{gL}{V_w^2}$	$\frac{gt}{V_w}$
$\frac{g\bar{T}}{V_w}$	1,75	4,6
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$	0,021	0,1

Принимаем наименьшие значения $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,7$; $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,02$ и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,75 \cdot V_w}{g} = \frac{1,75 \cdot 10}{9,81} = 1,78 \text{ с}; \quad (4.16)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,021 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,021 \cdot 10^2}{9,81} = 0,21 \text{ м}; \quad (4.17)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,78^2}{2 \cdot 3,14} = 4,95 \text{ м} \quad (4.18)$$

$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ - условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

$$K_i = 2,1;$$

$$h_{1\%} = 0,21 \cdot 2,1 = 0,44 \text{ м},$$

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} \quad (4.19)$$

где k_r и k_p -коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, определяемые по [Приложение Д, табл. Д1]

$$k_r=1,1, k_p=0,9;$$

k_{sp} – коэффициент, определяемый по [Приложение Д, табл. Д2] при $m = \operatorname{ctg}\phi = 2$ и $V_w = 10 \text{ м/с} = 1,1$;

k_{run} – коэффициент, определяемый по [Приложение Д, рис. Д] в зависимости от пологости волны, $\operatorname{ctg}\phi = 2$,

$$k_{run} = 1,7;$$

$$h_{run1\%} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,7 \cdot 0,44 = 0,82 \text{ м};$$

$$h_s = 0,82 + 0,000625 + 0,8 = 1,62 \text{ м.}$$

Таким образом за отметку гребня бетонной плотины принимаем:

$$\nabla ГБП = 1650 + 1,62 = 1651,62 \text{ м.}$$

4.3 Гидравлические расчеты

4.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

($n - 1$) при числе гидроагрегатов ГЭС $n < 6$.

С учетом того, что в Терекском гидроузле запроектировано 2 гидроагрегата выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов $n - 1 = 1$.

$$Q_p = Q_{\max .ocn} - Q_{ГЭС} - Q_{a\epsilon}, \quad (4.20)$$

где $Q_{\max .ocn} = 174 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расход для основного расчетного случая 0,1% обеспеченности для I класса сооружений.

$$Q_p = 174 - (2 - 1) \cdot 8 - 8 = 158 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$Q_{ГA} = 8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$Q_{AB} = \frac{Vnno}{tcc} = \frac{0,006915 \cdot 10^6}{86400 \cdot 10^2} = 8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_e}, \quad (4.21)$$

где q_e – удельный расход на водосливе, равный
 $q_e = 1,25q_p,$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB}, \quad (4.23)$$

где $h_{HB} = 2$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla HB = f(Q_{HB})$ при $Q_{osn.\max};$

$[v_h] = 6$ м/с – допустимая скорость на рисберме для скального основания;

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB} = 6 \cdot 2 = 12 \frac{m^3}{c};$$

$$q_e = 1,25q_p = 1,25 \cdot 12 = 15 \frac{m^3}{c};$$

$$B = \frac{Q_p}{q_e} = \frac{158}{15} = 10,55 = 12 \text{ м};$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того,

$$B = b \cdot n, \quad (4.24)$$

где n – число пролетов (не менее 2÷3),

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30 м.

Принимаем 2 пролета по 8 метров.

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 2 = 16 \text{ м}$$

4.3.2 Определение отметки гребня водослива

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{158}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,74 \text{ м} \quad (4.25)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{158}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,82 \text{ м} \quad (4.26)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{2,74}{8} = 0,96 \quad (4.27)$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 2,82 - \frac{1,1 \cdot 0,17^2}{2 \cdot 9,81} = 2,82 \text{ м} \quad (4.28)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla HPU - \nabla dna)(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{158}{(1650 - 1600)(16 + (2-1) \cdot 2,3)} = 0,17 \text{ м/с} \quad (4.29)$$

$$\nabla GB = \nabla HPU - H_{CT} = 1650 - 3 = 1647,00. \quad (4.30)$$

4.3.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{p\text{,пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{174}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,93 \text{ м}$$

$$Q_{p\text{,пов}} = 190 - (2 - 1) \cdot 8 - 8 = 174 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{p\text{,пов}}}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{174}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,01 \text{ м}$$

$$\begin{aligned} \varepsilon &= 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{2,93}{8} \\ &= 0,96 \end{aligned}$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g} = 3,01 - \frac{1,1 \cdot 0,19^2}{2 \cdot 9,81} = 3 \text{ м}$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{p\text{,пов}}}{(\nabla \Phi PU - \nabla dna)(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{174}{(1651 - 1600)(16 + (2-1) \cdot 2,3)} = 0,19 \text{ м/с}$$

$$\nabla \Phi PU_p = \nabla GB + H_{\text{пов}} = 1648 + 3 = 1651 \text{ м}$$

$$\nabla \Phi PU = \nabla \Phi PU_p = 1651 \text{ м}$$

4.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 158^2}{(16 + (2-1) \cdot 2,3)^2 \cdot 9,81}} = 2,03 \text{ м} \quad (4.31)$$

$$T_0 = \nabla HPU - \nabla дна = 1650 - 1600 = 50 \text{ м}$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{50}{2,03} = 24,63 \text{ м} \quad (4.32)$$

По графику М.Д. Чертоусова [6, рис. 9.55] $\xi_c = 0,16$ и $\xi_c'' = 3,15$

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,16 \cdot 2,03 = 0,32 \text{ м} \quad (4.33)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{kp} = 3,15 \cdot 2,03 = 6,41 \text{ м} \quad (4.34)$$

Тип сопряжения бьефов:

$h''_c (6,41 \text{ м}) > h_{HB} (2 \text{ м})$ прыжок отогнанный, тогда необходимо рассчитать гасители энергии.

4.3.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)} \right) = 0,9 \cdot 41,2 \cdot \\ \cdot 0,9^2 \cdot 0,87 \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{45}{41,2} - 1 \right) \cdot \left(\frac{1}{0,9^2 \cdot 0,25} \right)} \right) = 57,5 \text{ м} \quad (4.35)$$

$$\nabla \text{носка} = \nabla HБmax + 1,8 \text{ м} = 1607 + 1,8 = 1608,8 \text{ м} \quad (4.36)$$

$$z_0 = \nabla HPU - \nabla \text{носка} = 1650 - 1608,8 = 41,2 \text{ м} \quad (4.37)$$

$$z_1 = \nabla HPU - \nabla \text{носка} = 1650 - 1608,8 = 41,2 \text{ м} \quad (4.38)$$

$$\alpha = 30^\circ$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{gh_H} = \frac{25,6^2}{9,81 \cdot 0,3} = 222,68, \quad (4.39)$$

$$\text{где } v_H = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 41,2} = 25,6 \text{ м/с} \quad (4.40)$$

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{7,7}{25,6} = 0,3 \text{ м}, \quad (4.41)$$

где q – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{Q_p}{B} = \frac{158}{20,6} = 7,7 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.42)$$

где B – ширина потока на носке,

$$B = B + \sum \delta = 16 + 2 \cdot 2,3 = 20,6 \text{ м};$$

Проверим соблюдения условия безопасного отлета струи на прочном основании:

$$L > 0,4 \cdot Z_0 (18 \text{ м})$$

Условие соблюдается.

Рассчитаем глубину ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 9,79 - 2 = 7,79 \text{ м}, \quad (4.43)$$

где t определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{222,68}) \cdot \sqrt{222,68} \cdot \sqrt[4]{\frac{2}{1}} \cdot 0,3 = 9,79 \quad (4.44)$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяется по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\tan \alpha_1} = 57,5 + \frac{9,79}{0,78} = 70,05 \text{ м} \quad (4.45)$$

где α_1 – угол входа струи в воду

$$a = \nabla_{\text{носка}} - \nabla_{\text{дна}} = 1608,8 - 1600 = 8,8 \text{ – высота уступа над дном}$$

$$\begin{aligned} \tan \alpha_1 &= \sqrt{\tan^2 \alpha + \frac{2g \cdot (0,5h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \sqrt{0,33 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,3 \cdot 0,86 + 8,8 - 2)}{25,6^2 \cdot 0,75}} = \\ &= 0,78 \end{aligned} \quad (4.46)$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{kp} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 2,03 + 3,7 \cdot 7,79 = 33,9 \text{ м} \quad (4.47)$$

4.4 Конструирование плотины

4.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным, представлен на рисунке 4.1. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

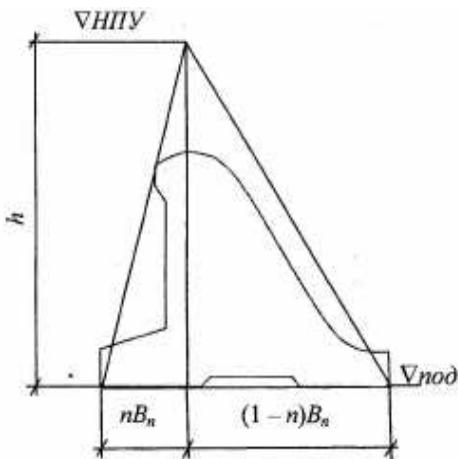


Рисунок 4.1 – Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, для гравитационной плотины с вертикальной напорной гранью ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B=0,7 \cdot h \quad (4.48)$$

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 1650 - 1599 = 51 \text{ м.}$$

$$B=0,7 \cdot 51 = 35,7 \text{ м.}$$

4.4.2 Разрезка плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м[7]. Принимаем расстояние между швами равным 11,3 метров. Разрез делаем по быку.

Температурно-усадочные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

4.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки будут выдвинуты в верхний бьеф для установки крана и организации площадки хранения ремонтных затворов.

Оголовок быка принимаем обтекаемым с формой для обеспечения плавного входа воды в водосбросное отверстие с минимальным сжатием потока.

Согласно рекомендациям, для $b=10$ м, толщина быка (по Березинскому) принимается в связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка

$$\delta_b = 2,3 \text{ м.}$$

Ширина паза ремонтного затвора $a = 0,5$ м.

Длина паза ремонтного затвора $c = 0,5$ м.

Длина паза рабочего затвора $c' = 0,5$ м.

Ширина паза рабочего затвора $a' = 0,6$ м.

Толщина быка между пазами $d_o = 3$ м.

Расстояние между пазами 1 м.

Ширина быка по гребню 15 м.

4.4.4 Устои

В проекте устраиваем разделительный устой, который отделяет водосливную плотину от станционной части плотины.

4.4.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устраиваем дренаж в виде вертикальных скважин, диаметром 25 см с расстоянием между осями 2 м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи:

$$a_{dp} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{kp.m}} = \frac{45 \cdot 1,25}{20} = 2,8 \text{ м}, \quad (4.49)$$

где $H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБmin} = 1650 - 1605 = 45$ м – напор над расчетным сечением, определяется по чертежу;

$I_{kp.m} = 20$ - величина критического среднего градиента напора;

$\gamma_n = 1,25$ - коэффициент надёжности для I класса сооружений.

4.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 2 м по высоте.

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей принимаем: смотровая – 2x2,5 м; цементационно-дренажная – 2,5x3,0 м.

4.4.7 Элементы подземного контура плотины

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

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (4.50)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 = 0,1 \cdot 35,7 = 3,6 \text{ м.} \quad (4.51)$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (4.52)$$

где $H = \nabla H_{\text{ПУ}} - \nabla H_{\text{Бmin}} = 1650 - 1605 = 45 \text{ м};$

где $\nabla H_{\text{Бmin}}$ – минимальная отметка НБ при $Q_{\text{сан.поп.}} = 8 \text{ м}^3/\text{с.}$

Принимаем: $h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 45 = 27 \text{ м.}$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (4.53)$$

Принимаем: $h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 27 = 16,2 \text{ м.}$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 250 мм. с шагом 3 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (4.54)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

J_{kp} – критический градиент напора для скального основания, $J_{kp} = 15$;
 $\gamma = 1,25$ – коэффициент надежности для I класса сооружений.

Определим напор, действующий на завесу по формуле:

$$\Delta H = Hd - Has = 45 - 18 = 27 \text{ м}$$

$$Has = 0,4 \cdot Hd = 0,4 \cdot 45 = 18 \text{ м}$$

$$Hd = 0,2 \cdot Hd = 0,2 \cdot 45 = 9 \text{ м}$$

Где Hd , Has и Hd – параметры эпюры фильтрации.

Толщина завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{27 \cdot 1,25}{15} = 2,25 \text{ м.} \quad (4.55)$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем 3 м.

4.5 Определение основных нагрузок на плотину. Расчетный случай при НПУ

4.5.1 Вес сооружения и затворов

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяют по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b}, \quad (4.56)$$

где $S_{\text{пл}} = 776,7 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения плотины, определенная в программе AutoCad.

$S_b = 997,51 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка, определенная в программе AutoCad.

b – ширина пролета.

δ_b – толщина быка.

ρ_b – плотность бетона.

$$G_{\text{пл}} = \frac{776,7 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 2,3} = 14867,17 \text{ кН.}$$

Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{997,51 \cdot 2,3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8+2,3} = 4391,57 \text{ кН.} \quad (4.57)$$

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

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.58)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (1651 - 1647 + 0,5) \cdot 8 = 36 \text{ м}^2, \quad (4.59)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 36 \cdot \sqrt{36} \cdot 9,81 = 116,54 \text{ кН.}$$

Вес затвора к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{116,54}{8+2,3} = 11,31 \text{ кН} \quad (4.60)$$

4.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 51^2}{2} = 12757,91 \text{ кН,} \quad (4.61)$$

где $h_1 = \nabla H_{ПУ} - \nabla под = 1650 - 1599 = 51 \text{ м}$

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 6^2}{2} = 176,58 \text{ кН,} \quad (4.62)$$

где $h_2 = \nabla УНБ_{min} - \nabla под = 1605 - 1599 = 6 \text{ м.}$

4.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

$S_{взб} = 30,25 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, определенная в программе AutoCad.

$$W_{взб} = S_{взб} \cdot \rho \cdot g = 30,25 \cdot 1 \cdot 9,81 = 772,54 \text{ кН.} \quad (4.63)$$

4.5.4 Сила фильтрационного давления

$S_{\phi} = 300,9 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрации, определенная в программе AutoCad.

$$W_{\phi} = S_{\phi} \cdot \rho \cdot g = 300,9 \cdot 1 \cdot 9,81 = 2951,83 \text{ кН.} \quad (4.64)$$

4.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi}{2} \right), \quad (4.65)$$

где $\gamma_h = 12 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $h_h = 2 \text{ м}$ – толщина слоя наносов;
 $\varphi = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

$$p_h = 12 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 11,7 \text{ кН.}$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_h = \frac{p_h \cdot h_h}{2} = \frac{11,7 \cdot 2}{2} = 11,7 \text{ кН.} \quad (4.66)$$

4.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определяется по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.67)$$

где $h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,44^2}{10,58} = 0,06 \text{ м,}$
 $W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,44 \cdot \left(\frac{10,58}{3,14} + \frac{0,06}{2} \right) = 7,34 \text{ кН.}$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже УВБ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10,58}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,44 = 1,52 \text{ м.} \quad (4.68)$$

Эпюра волнового давления представлена в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена на расстоянии

$$1,1 \cdot h_{1\%} = 1,1 \cdot 0,44 = 0,48 \text{ м над УВБ, а другая ниже УВБ на } 8 \cdot h_{1\%} = 8 \cdot 0,44 = 3,52 \text{ м.}$$

4.6 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы. Расчет плотины производится без учета

температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

4.6.1 Определение напряжений

В расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающие – со знаком «+». Сбор всех нагрузок представлен в таблице 4.3. Точки приложения равнодействующих сил найдены в программе AutoCad.

Таблица 4.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γf	Направление	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T_b	1	→	-12757,91	17	-216884,47
T_h	1	←	176,58	2	353,16
G_6	0,95	↓	4391,57	9,53	39759,08
$G_{пл}$	0,95	↓	14867,17	9,92	147482,43
$W_{взв}$	1	↑	-296,75	15	-4451,25
W_ϕ	1	↑	-2951,83	7,04	-20780,88
E_h	1,2	→	-11,7	1,67	-23,45
$W_{волн}$	1	→	-7,34	48,42	-763,58
q_3	0,9	↓	11,31	12,86	130,9

$$\sum M = -62144,1 \text{ кНм}.$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины:

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \sum M}{B_d^2}, \quad (4.69)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_d – ширина подошвы плотины.

$$N = G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_\phi + q_3, \quad (4.70)$$

$$N = 14867,17 + 4391,57 - 296,75 - 2951,83 + 11,31 = 16021 \text{ кН},$$

$$\sigma_y^u = -\frac{16034}{35,7} + \frac{6 \cdot -62144,1}{35,7^2} = -292,56 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_W \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.71)$$

где $m_u = 0$, так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна;

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошва} = 1650 - 1599 = 51 \text{ м.}$$

$$\sigma_x^u = -292,56 \cdot 0 - 10 \cdot 51 \cdot (1 - 0) = -510 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\tau_{xy}^u = -(\gamma_W \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = -(10 \cdot 51 - 292,56) \cdot 0 = 0 \quad (4.72)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_W \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -292,56 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 51 \cdot 0 =$$

$$= -292,56 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_W \cdot H_d^u = -10 \cdot 51 = -510 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{16021}{35,7} - \frac{6 \cdot -62144,1}{35,7^2} = -156,21 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (4.73)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_W \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (4.74)$$

где $m_t = 0,62$ – заложение низовой грани;

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{подошва} = 1605 - 1599 = 6 \text{ м.}$$

$$\sigma_x^t = -156,21 \cdot 0,62^2 - 10 \cdot 6 \cdot (1 - 0,62^2) = 96,98 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\tau_{xy}^t = (\gamma_W \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = (10 \cdot 6 + 156,21) \cdot 0,62 = 134,05$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_W \cdot H_d^t = -10 \cdot 6 = -60 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_W \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -156,21 \cdot (1 + 0,62^2) + 10 \cdot 6 \cdot 0,62^2 = -193,19 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

4.6.2 Критерии прочности плотины и ее основания

После вычисления напряжений необходимо проверить выполнение следующих условий:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (4.75)$$

где R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условий работы;

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 292,56}{0,9} \quad (4.76)$$

Таким образом принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$. [8, табл.3].

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 406,33 \text{ кН/м}^2.$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений: $\sigma_y^u < 0$.

$$-292,56 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (4.77)$$

$$292,56 \text{ кН/м}^2 \geq 190 \text{ кН/м}^2$$

4.6.3 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяются несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.78)$$

где $\gamma_n = 1,25$

$$\gamma_{lc} = 1$$

$$\gamma_c = 0,95$$

Расчетное значение обобщенной несущей способности;

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взВ} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (4.79)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,8$ – внутреннее трение грунта основания;

$c = 100 \text{ кПа}$ – сцепление для скалы;

$\omega = 30 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы на 1 п. м.

$$R = (14867,17 + 4391,57 - 296,75 - 2951,83 - 23,83) \cdot 0,8 + 100 \cdot 30 = 16889,06 \text{ кН/м};$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 12757,91 - 176,58 + 15,77 + \\ + 14,04 = 12501,14 \text{ кН/м}; \quad (4.80)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{16889,06 \cdot 0,95}{12501,14 \cdot 1} \geq 1,25;$$

$$1,28 \geq 1,25;$$

Сооружение удовлетворяет условию устойчивости против сдвига по основанию.

5 Организация производства гидротехнических работ

Выделяют три основных периода, относящихся непосредственно к осуществлению гидротехнического строительства: подготовительный, основной и заключительный.

Первый период — подготовительный. Главная задача подготовительного периода — подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям.

Второй период — основной. Главная задача этого периода — возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность.

Третий период — заключительный. Главная задача этого периода — подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В этот период заканчиваются все работы по объекту, не включенные во второй период к моменту пуска объекта во временную эксплуатацию.

Общую задачу каждого периода разбиваем на ряд более частных задач и выделяем внутри каждого периода соответствующие этапы. В основном периоде для речных гидротехнических сооружений выделяем пять этапов, связанных с очередностью возведения сооружений с учетом пропуска строительных расходов и наполнения водохранилища.

I этап — возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап — перекрытие русла;

III этап — наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;

IV этап — наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

V этап — наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.1 I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла

5.1.1 Компоновка Терекской ГЭС

Для строительства Терекской ГЭС применяется деривационная компоновка, поэтому выделяем верхний и нижний узлы гидротехнических сооружений. Принципиальная компоновочная схема — верхнего узла русловая, поэтому пропуск строительных расходов решено пропускать в две очереди с сужением русла реки.

Напорный фронт создается: левобережной глухой, бетонной водосливной плотиной, правобережной глухой бетонной плотиной и водоприёмником деривационного туннеля.

I этап -воздведение сооружений для перекрытия русла

Состав работ на I этапе:

- возведение перемычек
- водоотлив и водопонижение в котловане
- выемка мягких грунтов (бульдозерами, экскаваторами и т.п. перевозка автосамосвалами в полезные насыпи, работа на отвалах)
- рыхление скальных грунтов (буроизрывные работы или специальные механизмы)
 - выемка разрыхлённых скальных грунтов (экскаваторами, транспортировка автосамосвалами в полезные насыпи или отвалы, работы на отвале)
 - бетонные работы (левобережная часть плотины, водосливная плотина)
 - монтаж гидромеханического оборудования (ГМО)-затворы.

5.1.2 Определяем Q_{max} строительного периода

Класс перемычек назначаем в соответствии с СП58.13330.2012 “Гидротехнические сооружения” пункт 8.24 для временных ГТСIV класса ежегодную расчетную вероятность расчетных максимальных расходов воды следует принимать равной: при сроке эксплуатации до 10 лет – 10%.

Определяем :

$$Q_{10\%} = 158 \text{ м}^3/\text{с} ;$$

$$\nabla УВ(Q_{10\%}) = 1605,3 \text{ м};$$

Выполняем гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди со стеснением русла.

Для скальных грунтов величину сжимаемого русла принимаем 50% от ширины реки.

$$B_{сж} = 0,5 \cdot 440 = 220 \text{ м}; \quad (5.1)$$

С Ген. Плана ширина реки равна между отметками 440 м.

5.1.3 Определение скорости потока в сжатом сечении

$$h_{сж} = \nabla УВ(Q_{10\%}) - \nabla \text{Дно} = 1605,3 - 1600 = 5,3 \text{ м} \quad (5.2)$$

$$\omega_{сж} = B_{сж} \cdot h_{сж} = 220 \cdot 5,3 = 1166 \text{ м} \quad (5.3)$$

$$V_{сж} = \frac{Q_{10\%}}{\omega_{сж}} = \frac{158}{1166} = 0,14 \text{ м/с} \quad (5.4)$$

Максимально допустимая не размывающая скорость для гранитного основания при средней глубине потока $h_{ср} = 3 \text{ м}$, $V_{неразм} = 20 \text{ м/с}$. По

Приложению 4., таб. 4.1. Допустимые средние скорости для грунтов русел рек [9].

Вывод: $V_{сж} < 20$ м/с, поэтому оставляем выбранные значения сжатого русла, для пропусков расхода I очереди.

При сжатом русле перед верховой перемычкой ВП образуется подпор, а между ВП и НП – перепад Z .

$$z = \frac{V_{сж}^2}{2\varphi^2 g} - \frac{V_0^2}{2g}, \quad (5.5)$$

где $\varphi = 0,8$ – коэффициент скорости;

$$g = 9,81 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$V_0 = \frac{Q_{10\%}}{\omega_0} = \frac{158}{2332} = 0,07 \text{ м/с} - \text{скорость течения в русле}$$

$$\omega_0 = B_0 \cdot h_0 = 440 \cdot 5,3 = 2332 \text{ м}^2;$$

$$z = \frac{0,14^2}{2 \cdot 0,8^2 \cdot 9,81} - \frac{0,07^2}{2 \cdot 9,81} = 0,001 \text{ м} \quad (5.6)$$

Зная подпор у ВП можем определить отметку гребня ВП и отметки гребня НП.

$$\nabla ГВП = УB_{10\%} + z + d = 1605,3 + 0,001 + 1,5 = 1606,801 \text{ м}, \quad (5.7)$$

где $d = h_H + \Delta h + \alpha = 1 + 0,5 = 1,5$ – запас высоты гребня;

$$\nabla ГНП = УB_{10\%} + \alpha = 1605,3 + 0,5 = 1605,8 \text{ м}, \quad (5.8)$$

где $\alpha = 0,5$ м.

5.1.4 Пропуск расходов второй очереди через донные отверстия

1) Определяем минимальное количество донных отверстий из условия неразмываемости русла.

$$n_{min} = \frac{Q_{10\%}}{v_{don} \cdot h_p \cdot l} = \frac{158}{20 \cdot 5,3 \cdot 3} = 0,5 \quad (5.9)$$

где v_{don} – допустимая скорость неразмываемости для скалы;

h_p – глубина воды на пороге быстротока или в русле реки, 5,3 м;
 $l = b = 3,0$ м – ширина донного отверстия.

2) Определяем отметку порога донного отверстия $\nabla \text{ПДО}$.

Отметка ПДО определяется при расходе перекрытия, принимаем время перекрытия в ноябре: $Q_n = 33 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$\nabla YB_{Q_n} = 1603,5 \text{ м.}$$

Вычислим отметку уровня верхнего бьефа:

$$\nabla YB_B = \nabla YB_{Q_n} + Z_{\max} = 1603,5 + 1 = 1604,5 \text{ м}$$

Отметка $\nabla \text{ПДО}$:

$$\nabla \text{ПДО} = \nabla YB_B - H_n,$$

где H_n – глубина воды над порогом донного отверстия, вычисляемая по формуле:

$$H_n = \left(\frac{Q_n}{mb \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{33}{0,3 \cdot 3 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,12 \text{ м}, \quad (5.10)$$

где $b = n \cdot l$ – ширина донных отверстий;
 n – количество донных отверстий
 l – ширина донного отверстия, м
 m – коэффициент расход водослива, для водослива с широким порогом 0,3-0,35.

Тогда:

$$\nabla \text{ПДО} = 1604,5 - 4,12 = 1600,38$$

Окончательно отметку ПДО принимаем равной 1600 метров.

5.1.5 Определяем условия пропуска максимального строительного расхода

Определяем отметку верха донного отверстия и сравниваем ее с отметкой НБ:

$$\nabla \text{верх.отв.} = \nabla \text{ПДО} + h = 1600,38 + 3 = 1603,38 \text{ м}; \quad (5.11)$$

где $h = 3 \text{ м}$ – высота отверстия.

$$\nabla YB_{Q_{10\%}} = 1604,5 \text{ м};$$

$\nabla \text{верха ДО} \leq \nabla \text{УВБ}$, следовательно, отверстие подтопленное.

Определим напор над центром донных отверстий Z_{do} :

$$Z_{do} = \frac{Q_p^2}{\mu^2 \cdot \omega_{do}^2 \cdot 2 \cdot g}, \quad (5.12)$$

где ω_{do} – площадь донных отверстий,
 μ – коэффициент, равный:

$$\mu = \frac{1}{\left(1 + \xi_{ex} + \frac{2gL}{C^2 \cdot R}\right)} = \frac{1}{\left(1 + 0,2 + \frac{2 \cdot 9,8 \cdot 10}{73^2 \cdot 0,75}\right)} = 0,8; \quad (5.13)$$

$$L = 10,0 \text{ м};$$

$$\omega = 3 \cdot 3 = 9 \text{ м}^2;$$

χ – смоченный периметр, для незатопленного отверстия, равный:

$$\chi = 2b + 2h = 2 \cdot 3 + 2 \cdot 3 = 12 \text{ м}; \quad (5.14)$$

$$R = \omega / \chi = 9 / 12 = 0,75 \text{ – гидравлический радиус}; \quad (5.15)$$

C – коэффициент Шези, равный 73, n – шероховатость поверхности принимаем 0,013

Тогда:

$$Z_{do} = \frac{158^2}{0,8^2 \cdot 27^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 2,7 \text{ м}$$

$$\omega_{do} = 9 \cdot 3 = 27 \text{ м}^2 \text{ – для трёх отверстий.}$$

$$\nabla \text{УВБ}(Q_{ctr}) = \text{УНБ}(Q_{ctr}) + Z_{bo} = 1604,5 + 2,7 = 1607,2 \text{ м}$$

5.1.6 Определяем отметку перемычек II очереди

$$\nabla \Gamma \text{ВП}_{II \text{оч}} = \nabla \text{УВБ} + d = 1607,2 + 1,5 = 1608,7 \text{ м},$$

$$\nabla \Gamma \text{НП}_{II \text{оч}} = \nabla \text{УНБ} + \alpha = 1604,5 + 0,5 = 1605,0 \text{ м.}$$

Отметку бетона первой очереди назначаем равной на 1 метр больше отметки ГВП второй очереди.

5.1.7 Конструкция перемычек для котлована I очереди

Профиль перемычек для котлована I очереди изображены на рисунках 5.1, 5.2, 5.3.

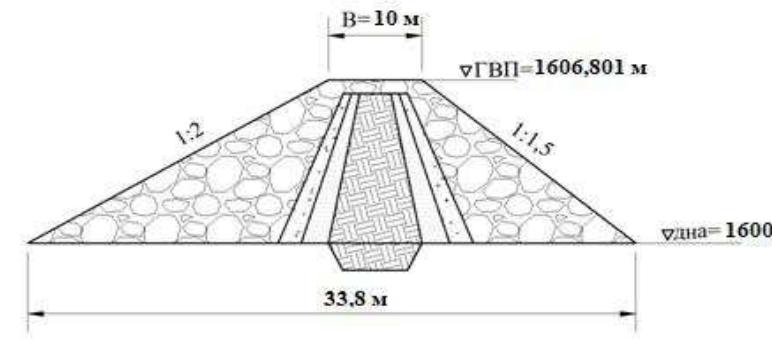


Рисунок 5.1- Конструкция верховой перемычки I очереди

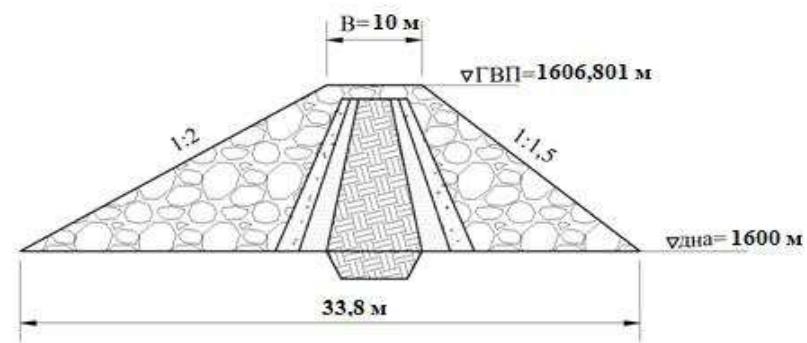


Рисунок 5.2 – Конструкция низовой перемычки I очереди

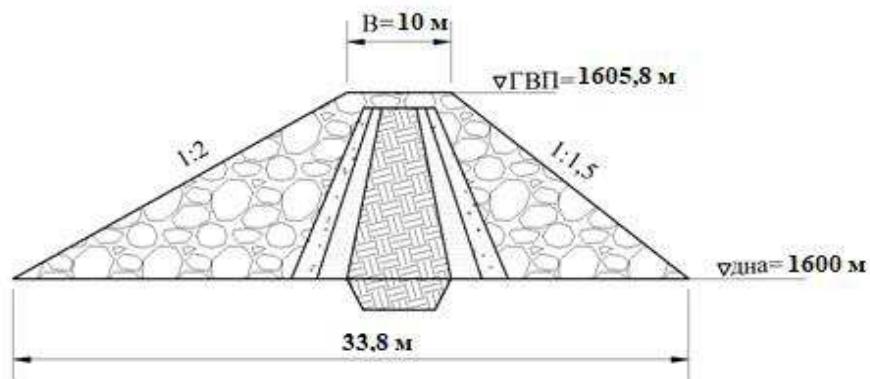


Рисунок 5.3 – Конструкция продольной перемычки I очереди

При условии наличия грунтов они позволяют 100% механизировать выполнение работ и более дешевые поэтому выбираем каменно-земленную перемычку трапецеидального сечения.

Определяем объем верховой, продольной и низовой перемычек

$$V_{\text{ВП перем}} = \frac{10+33,8}{2} \cdot 6,8 \cdot 183,4 = 27312 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ПП перем}} = \frac{10+33,8}{2} \cdot 6,8 \cdot 220,8 = 32882 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{НП перем}} = \frac{10+33,8}{2} \cdot 5,8 \cdot 174,44 = 27216 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{перем}} = 27312 + 32882 + 27216 = 87410 \text{ м}^3$$

$$L_{\text{НП}} = 174,44 \text{ м}, L_{\text{ВП}} = 183,4 \text{ м}, L_{\text{ПП}} = 220,8 \text{ м}$$

Время отсыпки перемычек определяем по ГЭСН 81-02-36-2017 “Земляные конструкции ГТС” таблица ГЭСН 36-01-004-01 равно 16,83 м.час на 1000 м³ при отсыпке в воду в искусственных прудах,

$$\left(\frac{87410}{1000} \right) \cdot 16,83 = 1471 \text{ часов} = 184 \text{ дня} = 92 \text{ дня в две смены.}$$

5.1.8 Конструкция перемычек II очереди

Принимаем тип и профиль перемычек такие же как и для I очереди. Перемычки II очереди представлена на рисунках 5.4 и 5.5.

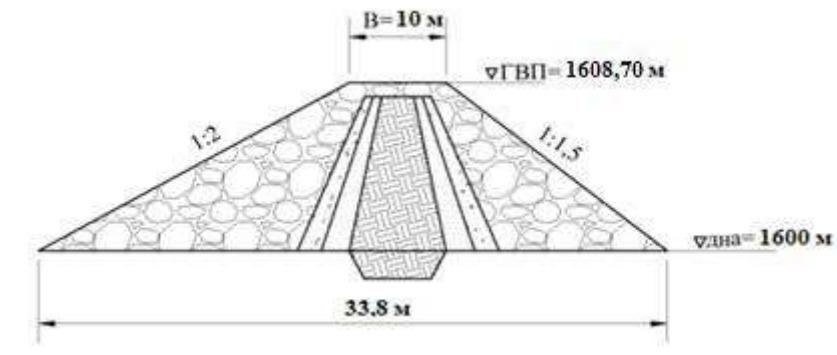


Рисунок 5.4 – Конструкция верховой перемычки II очереди

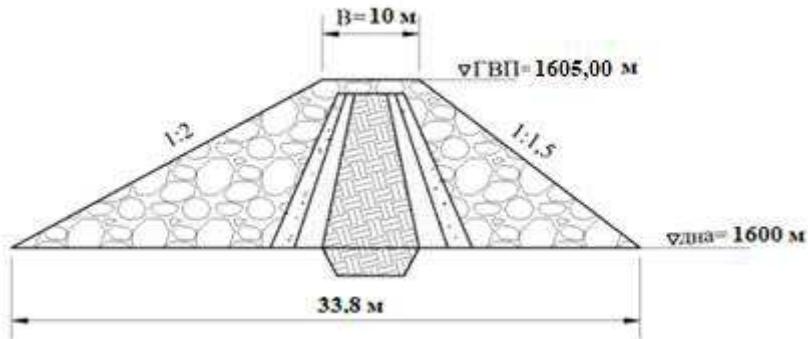


Рисунок 5.5 – Конструкция низовой перемычки II очереди

Определяем объем верховой и низовой перемычек

$$V_{\text{ВП перем}} = \frac{10+33,8}{2} \cdot 8,7 \cdot 268,7 = 51195 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{НП перем}} = \frac{10+33,8}{2} \cdot 5 \cdot 253,4 = 27747 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{перем}} = 51195 + 27747 = 78942 \text{ м}^3$$

$$L_{\text{НП}} = 253,4 \text{ м}, L_{\text{ВП}} = 268,7 \text{ м}$$

$$\left(\frac{78942}{1000}\right) \cdot 16,83 = 1329 \text{ часов} = 166 \text{ дней} = 83 \text{ дня в две смены.}$$

5.2 Водоотлив

Откачку воды из котлована I очереди осуществляем способом открытого водоотлива

При открытом водоотливе откачка воды из котлована производится непосредственно с воды. Откачка осуществляется центробежными насосами, которые установлены на берегу. Планируется не менее двух насосов: основной и резервный, количество насосов влияет на время откачки. Необходимо соблюдать интенсивность откачки, то есть градиент напоров не должен превышать допустимый для грунтов, из которых сложены откосы котлована и премычек, в противном случае произойдет суффозия – и размыт бортов.

Допустимая интенсивность откачки на начальном этапе / последующем (после уплотнения перемычек и откосов составляет):

-для скальных и крупнозернистых грунтов -0,5-0,8м/сут / 1-1,5 м/сут

То есть количество насосов подбирается из обеспечения допустимой скорости откачки.

Определяем объем воды W в котловане I очереди:

$$S = 47029,58 \text{ м}^2 \text{ – определяем с помощью программы AutoCad;}$$

$$\nabla \text{УНБ}_{(Q_{\text{пер}})} = \nabla \text{Дно} + h = 1600 + 2.1 = 1602,1 \text{ м}$$

$Q_{\text{пер}} = 33 \text{ м}^3/\text{с}$ – выбираем месяц ноябрь;

$$W = S \cdot h = 47029,58 \cdot 2,1 = 98762,12 \text{ м}^3; \quad (5.16)$$

$$W \text{ с учетом фильтрации} = 98762,12 \cdot 2 = 197524,24 \text{ м}^3$$

Принимаем центробежный насос Д160-112а производительностью 160 $\text{м}^3/\text{ч}$.

Рассчитываем время откачки с использованием $n = 3$ насосов.

$$t = \frac{\omega_{\text{с уч.фил}}}{W \cdot n} = \frac{197524,24}{160 \cdot 3} = 412 \text{ часов}; \quad (5.17)$$

(при работе 24 час/сут = 17 суток)

Определяем интенсивность откачки $2,1 \text{ м} / 17 \text{ сут} = 0,124 \text{ м}/\text{сут}$ - не превышает допустимой.

5.2.1 Водопонижение

Для поддержания котлована в сухом состоянии, по периметру устраиваем водосбросные канавки сечением 4·4 м и зумпфы-приямки – еще более глубокие, чем канавки. Откачка воды производим из приямков за пределы котлована по трубам. Насосы располагаем во временных передвижных насосных станциях.

Для водопонижения используем насосы К50-32-125а производительностью $12,5 \text{ м}^3/\text{час}$ 4 основных насоса и 1 резервный.

5.3 Производство земельно-скальных работ

Цикл земляных работ состоит из набора грунта землеройным механизмом, погрузки его в транспорт, транспортирования грунта и складирования. При разработке с применением БВР добавляется бурение скважин и взрывание

1. Определяем объем земельно-скальных левобережных работ:

$$S = 948,37 \text{ м}^2 – выемка врезок;$$

$$B = 39,52 \text{ м};$$

$$V_1 = S \cdot B = 948,37 \cdot 39,52 = 37479,58 \text{ м}^3.$$

2. Определяем объем земельно-скальных правобережных работ:

$$S = 908,36 \text{ м}^2 - \text{выемка врезок};$$

$$B = 39,52 \text{ м};$$

$$V_2 = S \cdot B = 908,36 \cdot 39,52 = 35898,39 \text{ м}^3.$$

3. Общий объем выемок врезок:

$$V = V_1 + V_2 = 37479,58 + 35898,39 = 73377,97 \text{ м}^3$$

4. Объем под яму размыва:

$$L = 44 \text{ м};$$

$$h = 11 \text{ м};$$

$$B = 37 \text{ м};$$

$$V = L \cdot h \cdot B = 44 \cdot 11 \cdot 37 = 17908 \text{ м}^3.$$

5. Объем земельных работ под дороги:

$$V = 36515 \text{ м}^3$$

6. Общий объем всех работ:

$$\sum = 127801 \text{ м}^3$$

5.4 Земляные работы

Подбор экскаватора

Разработка разрыхленного грунта выполняется экскаватором. Подбираем экскаватор ЭО-6122 – объемом ковша 2,5 м³, max высота копания = 10,7 м, max радиус копания = 10,2 м, max высота выгрузки = 6 м, радиус копания на уровне стоянки = 9,7 м. Полноповоротный одноковшовый универсальный экскаватор с гидравлическим приводом ЭО-6122А предназначен для разработки карьеров, рыхья котлованов, траншей, каналов и других земляных сооружений в грунтах I - IV категорий и предварительно разрыхленных скальных и мерзлых грунтах в интервале температур окружающей среды от -40 до +40° С. Экскаватор может оснащаться следующими видами рабочего оборудования: прямой лопатой с ковшами различной емкости.

Определяем теоретическую производительность экскаватора:

$$\Pi_k = \frac{3600 \cdot q}{t_u} = \frac{3600 \cdot 2,5}{29} = 310 \text{ час}, \quad (5.18)$$

где q – вместительность ковша, 2,5 м³;

t_u – продолжительность цикла (для данный условий), 29с;

Определяем техническую производительность экскаватора:

$$\Pi_m = \frac{3600qK_h}{t_u K_p} = \frac{3600 \cdot 2,5 \cdot 0,8}{29 \cdot 1,5} = 214,3 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.19)$$

где K_h – коэффициент наполнения ковша;

K_p – коэффициент разрыхления грунта;

t_u – продолжительность цикла (для данный условий), с.

Определяем эксплуатационную производительность экскаватора:

$$\Pi_e = \Pi_m \cdot T_p \cdot K_e = 214,3 \cdot 1 \cdot 0,82 = 175,7 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.20)$$

где T_p – длительность периода работы, 1 час;

K_e – коэффициент использования машин по времени за соответствующий период, 0,82;

Самосвал объемом кузова от 15 до 20 м³. Выбираем самосвал КамАЗ 6520 объем кузова 10 м³ грузоподъемность 16,8 т.

Определяем необходимое количество транспорта:

$$(m - 1) \cdot T_n = \frac{L_1}{V_2} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_3, \quad (5.21)$$

где m – количество единиц транспорта на 1 экскаватор;

T_n – время погрузки 1 машины;

L_1 и L_2 – длина пути груженой машины и обратно в км, 2,5 км и 2,8 км;

V_1 и V_2 – скорость в пути груженой машины и обратно в км/час, 20 км/час и 50 км/час;

T_p – время разгрузки самосвала в час, 40 сек = 0,011 час;

T_3 – время задержки в пути час, 12 мин = 0,2 час;

Время погрузки:

$$T_n = \frac{W}{\Pi_e} = \frac{10}{175,7} = 0,06 \text{ ч}, \quad (5.22)$$

где W – емкость кузова в м³, 10 м³;

Π_e – эксплуатационная производительность экскаватора м³/час;

$$(m - 1) \cdot T_n = \frac{L_1}{V_2} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_3 = (m - 1) \cdot 0,06 = \frac{2,5}{20} + \frac{2,8}{50} + 0,011 + 0,2; \quad (5.23)$$

$$m = \frac{0,392}{0,06} + 1 = 7,5; \quad (5.24)$$

Принимаем количество машин равным 8.

Определяем объем выемки в месяц одного экскаватора:

$$V_{\text{в.м.}} = \Pi_3 T_p = 175,7 \cdot 8 \cdot 21 = 29\ 518 \text{ м}^3/\text{мес}; \quad (5.25)$$

Определяем количество времени на разработку котлована 1 очереди:

$$\frac{V_{\text{полн}}}{V_{\text{в.м.}}} = \frac{127801}{29518} = 4,4 \text{ мес}; \quad (5.26)$$

Принимаем решение, что 1 экскаватор будет работать в одну смену.

5.5 Буровзрывные работы

Разработку скального массива котлована сложенного гранодиоритами, которые в соответствии с “Классификацией горных пород по коэффициенту крепости М.М. Протодьякова” относятся:

-Категория грунта XIII

-Средний объемный вес – 3100 кг/м³

-Прочность при раздавливании – 1600 кг/см²

-Время бурения на 1 п.м. (легкими перфораторами – 27,5 мин)

- φ – коэффициент крепости – 16

По трудности бурения, грунты относятся к весьма труднобуримым.

Класс пород (ПБ=15), принимаем модель бурового станка

СБУ-125У-32.

-Техническая скорость бурения – 5 м/ч;

-125 мм – Диаметр скважины;

-h (п)–10 диаметров скважины – перебур.

Производительность бурового станка

$$\Pi_{\text{б смен}} = \frac{T_{\text{см}}}{T_0 + T_B} \cdot K_{\text{н.б.}} = \frac{8}{0,2+0,04} \cdot 0,9 = 30[\text{м/смен}], \quad (5.27)$$

где $T_{\text{см}}$ – продолжительность смены = 8 ч;

T_0 и T_B – продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций;

$T_B = 20\%$ от $T_0 = 0,04$ ч;

$K_{\text{н.б.}}$ – коэффициент использования сменного времени = 0,9;

$$T_0 = \frac{1}{V_{\text{буп}}} = \frac{1}{5} = 0,2. \quad (5.28)$$

Определяем объём буровых работ

Объем буровых работ выполняется методом скважинных зарядов, схема расположения скважин – вертикальная, с шагом 2х2- в плане.

$$L_{\text{сKB}} = H_{\text{уст}} + h_{\text{п}} = 5 + 1,25 = 6,25 \text{ м}, \quad (5.29)$$

где $H_{\text{уст}}$ – высота рабочего уступа;
 $h_{\text{п}}$ – глубина перебора $= 0,125 \cdot 10 = 1,25 \text{ м}$.

Определяем объем грунта на одну скважину:

$$V_1 = 4 \cdot 4 \cdot 6,25 = 100 \text{ м}^3;$$

Определяем число скважин (считаем по разрезу врезки):

$$N = \frac{V_{\text{полн}}}{V_1} = \frac{127801}{100} = 1278 \text{ скважи} \quad (5.30)$$

$N \cdot L_{\text{сKB}}$ – погонные метры бурения;

$$T(\text{время бурения}) = \frac{N \cdot L_{\text{сKB}}}{\Pi_{\text{б смен}}} = \frac{1278 \cdot 6,25}{30} = 266 \quad (5.31)$$

–количество смен или $266 \cdot 8 = 2130 \text{ маш} \cdot \text{ч}$

5.6 Производство бетонных работ

Цикл бетонных работ состоит из:

- Вспомогательных работ: опалубочные и арматурные работы.
- Основных работ: приготовление бетонной смеси, транспорт бетонной смеси (горизонтальный и вертикальный), подготовка блока к бетонированию, укладка и уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном и контроль качества бетонных работ.

Определение объёмов бетонных работ

Объём водосливной плотины:

$$S = 8385,536 \text{ м}^2 \text{ – определяем с помощью AutoCAD;}$$

$$B = 35,7 \text{ м;}$$

$$V = 299363,6 \text{ м}^3;$$

Определяем объём ямы размыва:

$$S = 326,5 \text{ м}^2 \text{ – определяем с помощью AutoCAD;}$$

$$h = 11 \text{ м;}$$

$$V = 3592 \text{ м}^3;$$

Определяем объём водоприёмника:

$S = 3909,2 \text{ м}^2$ – определяем с помощью AutoCAD;

$h = 10 \text{ м};$

$$V = 50\% \cdot S \cdot h = 50\% \cdot 39092 \text{ м}^3 = 19546 \text{ м}^3;$$

Определяем объём здания ГЭС:

$H = 11 \text{ м};$

$$S = 1620 \text{ м}^2;$$

$$V = 50\% \cdot H \cdot S = 8910 \text{ м}^3;$$

Общий объём бетонных работ = $331411,6 \text{ м}^3$.

➤ Для выполнения укладки бетона выбираем 3 схему - «С размещением бетоноукладочных кранов непосредственно на сооружениях»

Схема 3 предусматривает использование самоподъёмных башенных кранов, перемонтируемых по мере возведения сооружений. Доставка материалов и бетонной смеси также производится по возведённым сооружениям, что требует периодического пересмотра и изменения транспортной схемы. При этом учитывается, что подъездные пути могут располагаться на 30-40 м ниже уровня стоянки крана.

Преимущества:

- не требует возведения дорогостоящих эстакад;
- бетонирование можно начать раньше;
- бетонирование не связано с пропуском строительных расходов;
- возможность наполнения водохранилища и пуска первых ГА задолго до окончания бетонных работ и соответственно отказа от системы водоотлива в более ранние сроки;

Недостатки:

- ограничение маневренности бетоноукладочных кранов в горизонтальной плоскости, применяется при строительстве крупных ГЭС с большими объёмами бетонных работ.

5.7 Транспортировка бетонной смеси

Горизонтальный транспорт

Принимаем автобетоносмеситель от компании AIMIX 58145Y с техническими характеристиками:

- объемом смесительного барабана 5 м^3
- максимальной скоростью передвижения 24 км/ч .

Ввиду того, что деривационная схема здания ГЭС находится на удалении, бетонному заводу необходимо производить и сухую, и готовую смесь.

Вертикальный транспорт

Выбираем башенный кран КБГС-1000А грузоподъёмностью от 25 до 50 тонн, скорость передвижения крана 10,5 м/мин, масса крана 544 т.

5.8 Опалубочные работы

Опалубка – временная конструкция, ограждающая бетонный блок, в которую заливается бетонная смесь.

Главная её задача обеспечить форму и точные размеры бетонного блока, выдержать нагрузки от жидкой бетонной смеси до момента схватывания и обеспечить правильное твердение бетона в блоке. Кроме того опалубка должна обеспечить плотность стыков между отдельными щитами, исключать утечку цементного раствора, обеспечивать лёгкость сборки, крепления, распалубки и очистки.

Объем бетонирования $V = 331\ 411\ m^3$.

Определяем площадь опалубливаемой поверхности:

$$S = V \cdot K_{оп} = 331411 \cdot 0,5 = 165705,5\ m^2,$$

где V – объем бетона внутри опалубливаемой поверхности;
 $K_{оп}$ – коэффициент опалубливаемой поверхности в m^2/ m^3 .

Принимаем мелкощитовую деревометаллическую опалубку на тяжках.
Монтаж опалубки выполняем с помощью бетоноукладочных кранов 25-50т.

5.9 Арматурные работы

Арматурные работы – комплекс мероприятий, состоящий из: приёма и хранения арматурной стали, изготовления арматурных конструкций, транспортирования их к месту установки, монтажа арматурных конструкций, сдачу арматурных конструкций под бетонирование.

Определяем вес арматуры :

$$G = Kap \cdot V = 331411/1000 \cdot 10 = 3314\ t,$$

где Kap – коэффициент армирования, 10 кг/м3.

Принимаем горячекатаную арматуру периодического профиля от 6 мм до 60 мм.

5.9.1 Технология арматурных работ

Применяем армосетки, армокаркасы и армопакеты. Монтаж арматурных изделий выполняем с помощью бетоноукладочных кранов 25-50т.

5.10 Время выполнения бетонных работ

- Время укладки бетона определяем по ГЭСН 37-01-002-04, $t = 10,26$ маш·час/100м³;
- Время вибрирования бетона определяем по ГЭСН 37-01-002-04, $t = 28,68$ маш·час/100м³;
- Время на выполнение опалубочных работ определяем по ГЭСН 37-01-021-04, $t = 2,67$ маш·час/100м²;
- Время на выполнение арматурных работ определяем по ГЭСН 37-01-027-05, $t = 75,21$ маш·час/100тн.

$$T = V \cdot t \quad (5.32)$$

$$1) \quad T_{ykl} = V \cdot t = \frac{331411,6 \cdot 10,26}{100} = 34003 \text{ маш\cdotчас};$$

$$2) \quad T_{vib} = V \cdot t = \frac{331411,6 \cdot 28,68}{100} = 95048,8 \text{ маш\cdotчас};$$

$$3) \quad T_{opal} = V \cdot t = \frac{165705,8 \cdot 2,67}{100} = 4424,3 \text{ маш\cdotчас};$$

$$4) \quad T_{arm} = V \cdot t = \frac{3314 \cdot 75,21}{100} = 2492,5 \text{ маш\cdotчас}.$$

Общее время выполнения бетонных работ $T = 135\ 968,6$ маш·час.

Интенсивность бетонных работ:

$$J_{bp} = \frac{T}{V} = \frac{135968,6}{331411,6} = 0,4 \text{ маш\cdotчас/м}^3. \quad (5.36)$$

5.11 Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси осуществляется на инвентарном бетонном заводе, с производительность 20 кубометров в час.

Технические параметры:

- Производительность, 20 м³/час;
- Завод выпускает как сухую смесь, так и готовый бетон;
- Циклического действия;
- Автоматическое дозирование;
- Летнее исполнение;
- Гравитационная бетономешалка;

- Горизонтальная компоновка;
- Пульт управления в автоматическом режиме.

Цемент хранится в специальных силосах с применением пневмотранспорта. Песок и щебень может храниться в открытых складах.

5.12 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию

В общем случае мероприятия по подготовке блоков к бетонированию имеют своей целью обеспечить условия для нормального ведения бетонных работ в блоке и для набора бетоном и конструкцией проектной прочности, включая получение прочного и плотного сцепления свежеуложенной смеси с ранее уложенным бетоном или с естественным основанием. Эти мероприятия подразделены на следующие группы:

- установка требуемого типа опалубки и заделка щелей;
- установка и зачистка проектных арматурных конструкций;
- установка арматуры и аппаратуры для регулирования температурного режима и омоноличивания швов - при необходимости (трубы охлаждения, цементационная арматура и др.);
- установка закладных частей для различного оборудования;
- установка контрольно-измерительной аппаратуры;
- подготовка площадок и оборудования для приема бетонной смеси;
- подготовка поверхностей оснований блоков;
- приемка блоков к бетонированию;
- проверка готовности всего тракта приготовления - транспорта и подачи бетонной смеси в блок и их соответствия проектным условиям.

В зимний период дополнительно добавляется группа мероприятий по установке тепляков или шатров и поддержанию в них необходимого температурного режима. Каждая группа мероприятий имеет свой набор работ, обеспечивающих в итоге нормальный ход бетонных работ и требуемые качества бетона и бетонных конструкций. Установка (монтаж) типа арматурных конструкций и опалубки осуществляется на основе чертежей и схем армирования и схем опалубки блоков.

5.12.1 Подготовка оснований блоков

Подготовка естественных оснований заключается в обеспечении требуемых условий для получения в контактном слое требуемых прочностных и противофильтрационных свойств. При наличии скальных оснований (диорит) предусматриваются следующие операции: разработка защитного слоя; удаление всех продуктов выветривания (рыхлой скалы, бухтящих кусков); отвод ключей грунтовых напорных вод; очистка, промывка, продувка воздухом; сдача комиссии по приемке блока к бетонированию с составлением акта и геологической схемы основания.

Подготовка поверхности ранее уложенного бетона предусматривается:

- удаление опалубки, штраб, пробок, и других деревянных закладных частей;
- удаление наплывов, раковин (до здорового бетона);
- удаление пятен мазута, нефти, битума;
- удаление цементной пленки;
- очистку от мусора;
- окончательную промывку струей воды под напором и продувку сжатым воздухом.

Цементная пленка удаляется различными способами в зависимости от возраста бетона в основании: в возрасте бетона 6-12 ч - водяной или воздушной струей под давлением 0,4-0,5 МПа; в возрасте бетона 8-20 ч - металлическими механическими щетками; в возрасте бетона более 3 сут - с применением гидропескоструйного аппарата.

5.12.2 Уплотнение бетонной смеси

Уплотнение бетонной смеси является одним из основных технологических процессов при бетонировании конструкций, в значительной мере определяющим качество уложенного бетона.

Для возведения массивных бетонных сооружений применяются жесткие и малопластичные бетонные смеси, то основным методом уплотнения при возведении таких конструкций принимаем виброуплотнение.

Виброуплотнение заключается в передаче бетонной смеси механических колебаний от источника этих колебаний - вибратора. Процесс виброуплотнения сводится к разрушению первоначальной структуры укладываемой смеси (трехфазной) и в переводе ее в разжиженное состояние (пластично-вязкое течение), при которой смесь подчиняется действию силы тяжести, растекается, занимая всю возможную форму, уплотняется и приобретает более устойчивую, плотную (приближающуюся к двухфазной) структуру. При этом зерна заполнителя перемещаются в результате чего достигается заполнение межзернового пространства цементным тестом с одновременным вытеснением воздуха, отделением части воды на поверхность уплотняемой смеси. Таким образом, вибрирование позволяет уменьшить содержание воздуха и расход воды для приготовления бетонной смеси, а, следовательно, повысить плотность и прочность бетона.

5.13 Определение технологии и времени строительства деривационного туннеля

5.13.1 Расчет площади живого сечения

При проектировании длинных напорных подводящих туннелей размеры поперечного сечения и их высотное положение назначаются таким образом, чтобы при различных расчетных условиях, включая неустановившиеся

режимы, на всем протяжении туннеля под вершиной свода оставался запас давления не менее 0,02 МПа.

Принимаем площадь живого сечения:

$$\omega_n = b \cdot h_n = 10 \cdot 12 = 120 \text{ м}^2$$

(5.37)

5.13.2 Время на проходку туннеля

По ГЭСН 29-01-069-08 «Проходка нижней части тоннеля сечением более 60 м² с предварительным отколом с бурением шпуров буровыми машинами при способе нижнего уступа без временных крепей в грунтах группы: 9» время 70,74 маш·ч на 100м³ грунта

Определяем объем выемки для туннеля:

$$10 \cdot 12 \cdot 826 = 99120 \text{ м}^3$$

$$99120 \cdot 70,74 / 100 = 70117 \text{ маш.ч} = 97 \text{ мес для 1 механизма}$$

Интенсивность проходки туннеля

$$J_{\text{тун.}} = T/V = 70117 / 99120 = 0,7 \text{ маш.ч /м}^3.$$

По ГЭСН 29-01-146-09 время на устройство монолитной бетонной обделки свода и стен тоннелей, разработанных на полный профиль, с передвижной металлической опалубкой в грунтах 8-11 групп, толщина обделки до 40 см- 281,66 маш·ч/100м³

Определяем объем бетона обделки

$$22 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 826 = 14538 \text{ м}^3$$

$(281,66 \cdot 14538) / 100 = 40948 \text{ маш.ч}$ время на устройство монолитной бетонной обделки свода и стен тоннелей.

Интенсивность обетонирования туннеля

$$J_{\text{тун.}} = T/W = 40948 / 14538 = 2,82 \text{ маш.ч /м}^3.$$

5.14 Последующие этапы строительства

II этап – перекрытие русла

Состав работ II этапа:

- возвведение перемычек
- перекрытие русла

III этап – возведение сооружений в котловане II очереди, наращивание сооружений по всему фронту до отметок для начала наполнения водохранилища.

Состав работ III этапа:

- откачка воды и водоотлив из котлована II очереди
- водоотлив и водопонижение в котловане
- выемка мягких грунтов (бульдозерами, экскаваторами и т.п. перевозка автосамосвалами в полезные насыпи, работа на отвалах)
- рыхление скальных грунтов (бровзрывные работы или специальные механизмы)
- выемка разрыхлённых скальных грунтов (экскаваторами, транспортировка автосамосвалами в полезные насыпи или отвалы, работы на отвале)
- бетонные работы (левобережная, водосливная, правобережная части плотины, водоприёмник, здание ГЭС, деривационный туннель)
- наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту; Пропуск строительных расходов осуществляется через донные отверстия.

Конструкции перемычек II очереди, технологию возведения, механизмы и транспорт принимаем аналогичными как для перемычек I очереди. Все работы по котловану II очереди выполняются аналогично как в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта. Объемы работ по этапам представлены в таблицах.

IV этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов

Состав работ IV этапа:

- наполнение водохранилища
- наполнение водохранилища
- наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту;
- регулируемый пропуск строительных расходов через донные отверстия для обеспечения наполнения водохранилища для пуска первого ГА;

V этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов

- наполнение водохранилища
- наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту до отметки гребня;
- регулируемый пропуск строительных расходов через донные отверстия для обеспечения наполнения водохранилища для пуска всех ГА;

Все работы по наращиванию сооружений по этапам IV и V выполняются по аналогично как в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта. Объемы работ по этапам представлены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Объёмы земляных работ

Интенсивность: $J_{бвр} = 0,0021$ смены/ m^3 и $J_{зр} = 3,4 \cdot 10^{-5}$ мес/ m^3

№ этапа	Земляные работы	Объём, m^3	Месяцы	Примечания
Выемка грунта				
I	Котлован I очереди (скольного грунта)	98762	БВР = 9,9 ЗР = 3,4	В 1 смену
III	Котлован II очереди (скольного грунта)	78564	БВР = 7,9 ЗР = 2,7	В 1 смену
III	Водосливная плотина	21598	БВР = 2,2 ЗР = 0,7	В 1 смену
III	Здание ГЭС	2310	БВР = 0,2 ЗР = 0,1	В 1 смену
III	Деривационные туннели	99120	97	в 3 смены и 1 механизмом
Насыпные работы				
Перемычки котлована I очереди				
I	Верховая перемычка	43368	1,2	В 1 смену
	Низовая перемычка	35991	1,1	В 1 смену
	Продольная перемычка	27216	0,9	В 1 смену
Перемычки котлована II очереди				
II	Верховая перемычка	51195	1,3	В 1 смену
	Низовая перемычка	27747	0,7	В 1 смену

Таблица 5.2 – Объёмы бетонных работ

Интенсивность: $J_{бр} = 0,4$ маш·час/ m^3

№ этапа	Бетонные работы	Объём, m^3	Месяцы	Примечания
I	Водосливная плотина	21750	17,3	В 3 смены и 5 кранов
I	Левобережная глухая плотина	48938	38,3	В 3 смены и 5 кранов
III	Здание ГЭС	2910	2,3	В 3 смены 1 кран
III	Деривационный туннель	14538	57	В 3 смены и 1 механизмом
III	Левобережная глухая плотина	148912	16	В 3 смены и 5 кранов
III	Правобережная глухая бетонная плотина	52679	41,8	В 3 смены и 5 кранов
III	Водосливная плотина	39586	31,4	В 3 смены и 5 кранов
III	Водоприёмник	19546	15,5	В 3 смены и 5 кранов

6 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Терекского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность

6.1 Общие сведения о районе строительства

Терекский гидроузел расположен в Северной Осетии-Алании на реке Терек.

Исток - начало ледника Зилга-Хох. Длина реки - 692 км. В створе проектируемой Терекской ГЭС водосборная площадь представляет горную местность. На реке Терек принято выделять три участка: верхнее течение — от истока реки Терек до устья притока реки Малки, среднее течение — от устья Малки до устья притока Сунжи, нижнее — от устья реки Сунжи до Каспийского моря.

Терекская ГЭС располагается в верхнем течении реки и представляет собой типичную горную реку, протекающую в узком ущелье. Русло реки здесь каменистое, порожистое. Несколько выше города Владикавказ появляется широкая каменистая пойма с низкими берегами, на которой русло блуждает и делится на несколько рукавов.

Преобладающий тип питания для рек бассейна Терека — снеговое и ледниковое. Наибольшая водность в июле — августе, наименьшая — в феврале.

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется продолжительным весенним половодьем. Ледостав устанавливается в первой половине декабря и продолжается до марта - апреля. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды. Летнее — осенняя межень в отдельные годы прерывается дождовыми паводками.

Климат Южной Осетии — Алании формируется под воздействием различных климатообразующих факторов, но прежде всего под влиянием высокогорного рельефа. От северных холодных ветров Южная Осетия защищена Главным Кавказским хребтом, вследствие чего здесь даже на большой высоте теплее, чем на Северном Кавказе.

Основными источниками загрязнения реки Терек в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Берега реки сложены гранитогейсерами, что служит природным источником поступления взвешенных веществ в реку. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Растительность территории в районе строительства Терекской ГЭС скудна из-за особенностей засушливого климата. По берегам реки расположены горы.

В районе площадки строительства Терекского ГУ обитает 56 вида охотничьих ресурсов. Из них 27 вида млекопитающих, 29 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные - лось, олень благородный, олень пятнистый, косуля, кабан, лань;
- пушные - сурок-байбак, барсук, лисица, енотовидная собака, волк, шакал, ондатра;
- птицы –фазан, горлица, вяхирь.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: европейская норка, рысь, переднеазиатский барс, и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Терекского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Терек на участке строительства Терекской ГЭС представлены следующими видами: пескарь, судак, ручьевая форель, радужная форель, кумжа, подуст, усач, усач-муразак, сазан (карп), толстолобик, кавказский голавль, северокавказская уклейка, плотва, предкавказская щиповка, голец Крыницкого, сом, щука, верховка, быстрянка, линь, минога, карась. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Терек на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыболовного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Терек необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Терекского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;

- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Тerek в нижнем бьефе Терекского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

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

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

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

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

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого

вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные
 - 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
 - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
 - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
 - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
 - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
 - 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
 - 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
 - 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля
- 2 Санитарно- технические:
 - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
 - 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
 - 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
 - 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
 - 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
 - 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
 - 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
 - 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
 - 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
 - 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие. .

6.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

6.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (6.1)$$

где N- объем бетонных работ, м³ (331411 м³)
q- удельный норматив образования, % (q =1,8%)
ρ- плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³)

$$M = \frac{331411 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 14\ 913 \text{ т.}$$

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

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

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (6.2)$$

где N- количество арматуры, т (114 т)
q- удельный норматив образования, % (q =1,0%)
ρ- удельный вес арматуры, т/м³ (ρ =2,0 т/м³)

$$M = \frac{114 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,28 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 14913 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,28 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла

должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

6.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Терекского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 5км от ГЭС находится населенный пункт – г.Семикаракорск, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Терек от сбросов Терекской ГЭС ниже по течению реки.

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

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

6.6 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Система обеспечения пожарной безопасности - это совокупность организационных мероприятий и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

На объекте предусмотрена система пожарной безопасности, направленная на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений.

Требуемый уровень обеспечения пожарной безопасности людей с помощью указанной системы обеспечен выполнением требований нормативных документов по пожарной безопасности.

Для обеспечения безопасности людей и снижения ущерба от возможного пожара в проектируемом помещении предусмотрено использование следующих инженерных систем:

- системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;
- автоматической системы пожаротушения;
- наружного и внутреннего противопожарного водоснабжения.

А также комплекс организационных мер, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

6.7 Охрана труда

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемом Терекском гидроузле следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

Система управления охраной труда на проектируемой гидроэлектростанции должно включать функции по подготовке, принятию и реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников в процессе труда.

Ответственными за внедрение и соблюдение правил охраны труда являются руководители гидроэлектростанции и подразделений на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников,

связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

На Терекской ГЭС планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы должны осуществляться в соответствии с:

- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;
- коллективным договором (соглашением по охране труда);
- выводами из анализа производственного травматизма и профессиональной заболеваемости на основе материалов расследования и другого информационного материала;
- результатами контрольных проверок состояния охраны и условий труда;
- предложениями комиссий и уполномоченных лиц по охране труда;
- предписаниями органов государственного и ведомственного надзора;
- организационно-распорядительными документами вышестоящих органов управления.

Руководством Терекской ГЭС охрана труда должна обеспечиваться в соответствии с действующим законодательством. Основными из которых являются Трудовой кодекс РФ (ТК РФ), Гражданский кодекс РФ (ГК РФ) и Федеральный закон от 17 июля 1999 г. № 181-ФЗ "Об основах охраны труда в Российской Федерации".

В качестве практического примера разработан вопрос по ОТ для программы первичного инструктажа для обходчиков гидрооборужений Терекской ГЭС на тему: «Работы, выполняемые по нарядам и распоряжениям. Порядок выдачи и оформления наряда и распоряжения. Допуск к работе. Окончание работ».

6.7.1 Работы, выполняемые по нарядам и распоряжениям

6.7.1.1 Работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС проводятся по нарядам-допускам и (или) распоряжениям.

6.7.1.2 По нарядам выполняются:

- ремонт гидротурбин, их вспомогательного оборудования (регуляторов скорости, маслонапорных установок) и механической части генераторов;
- ремонт гидротехнических сооружений (перечень работ устанавливается техническим руководителем ГЭС);
- ремонт насосов;
- ремонт компрессорных установок;
- ремонт вентиляционных установок;
- ремонт грузоподъемных кранов и подкрановых путей;

- все виды работ и осмотров в водопроводящем тракте (водоводы, спиральные камеры, отсасывающие трубы), а также в каналах, шахтах, туннелях, колодцах, баках и резервуарах;
- дефектоскопия оборудования, металлических и бетонных конструкций;
- нанесение анткоррозионных покрытий, гидроизоляционные работы;
- сборка и разборка лесов, подмостей и площадок;
- земляные работы в зоне расположения подземных коммуникаций;
- все виды подводных работ;
- работы, проводимые с плавучих средств;
- взрывные работы;
- промывы лож водохранилищ и верхних бьефов;
- ремонт трубопроводов и арматуры (без снятия ее с трубопроводов);
- работы в газоопасных местах.

6.7.1.3 Для обеспечения безопасного проведения работ должны быть выполнены:

- выдача наряда (распоряжения) на работу;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места;
- подготовка рабочего места;
- выдача разрешения на допуск к работе;
- допуск на рабочее место;
- надзор за работающими при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе;
- оформление окончания работы.

6.7.2 Порядок выдачи и оформления наряда

6.7.2.1 Наряд-допуск (далее - наряд) оформляется в двух экземплярах.

При выполнении плановых ремонтных работ оба экземпляра наряда передаются для подготовки рабочего места дежурному (оперативно-ремонтному) персоналу, в ведении которого находятся гидромеханическое оборудование и гидротехнические сооружения, накануне дня производства работ.

6.7.2.2 Приложение к наряду является неотъемлемой частью наряда и должно быть подписано выдающим наряд и руководителем работ.

6.7.2.3 Наряд выдается на одного производителя работ (наблюдающего) с одной бригадой на одно рабочее место, или на несколько рабочих мест одной схемы присоединения гидромеханического, электротехнического оборудования (гидротехнических сооружений), или на несколько однотипных рабочих мест.

6.7.2.4 Расширение рабочего места, изменение числа рабочих мест и условий работы, а также замена руководителя или производителя работ без выдачи нового наряда не допускаются.

6.7.2.5 Руководитель работ указывает и подписывает в строке наряда "Особые условия" меры безопасности в процессе проведения работы:

- о необходимости применения ППР (технологических карт и технических условий),
- о недопустимости применения открытого огня,
- о выполнении всей работы или некоторых операций под непосредственным надзором руководителя работ,
- об установке специальных ограждений, использовании средств подмашивания и лестниц,
- о необходимости применения бригадой средств общей и индивидуальной защиты, о порядке использования грузоподъемных и других механизмов,
- об особенностях выполнения совмещенных работ по нарядам (установка защитных устройств, определение очередности выполнения работ, временный вывод бригады в безопасное место, установление режима труда и отдыха бригады),
- о периодичности анализа воздушной среды в процессе выполнения работы.

Перед работами в газоопасных местах предварительно проводится анализ воздушной среды, результат которого заносится в наряд, производившим анализ.

6.7.2.6 При работе по наряду бригада должна состоять не менее чем из двух человек, включая производителя работ, который в строке наряда "с членами бригады" не указывается.

6.7.3 Допуск бригады к работе

6.7.3.1 Допускающий перед проведением допуска должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места, указанных в наряде работником, выдавшим наряд, личным осмотром, по записям в оперативном журнале и сообщениям персонала других структурных подразделений, внесенным в наряд.

При отсутствии оперативного персонала, но с его разрешения, проверку подготовки рабочего места руководитель работ совместно с производителем работ допускается выполнять самостоятельно.

При повторных (ежедневных) допусках выполнение мероприятий по подготовке рабочих мест, соответствия их характеру и месту работы проверяют лица, проводящие повторный допуск, совместно с производителем работ (наблюдающим).

6.7.3.2 Подпись в соответствующей строке наряда о выполнении условий проведения работы (в том числе по оборудованию других подразделений) допускающий ставит после выполнения их в полном объеме.

6.7.3.3 Работник, расписавшийся в наряде или сообщивший о выполнении необходимых мероприятий по отключению оборудования других подразделений, связанных с ремонтируемым оборудованием, отвечает за полноту и точность их выполнения.

6.7.3.4 Первичный допуск к работе по нарядам на оборудовании, отключаемом для ремонта по диспетчерской заявке, проводится с разрешения руководителя смены ГЭС, о чем должна быть сделана отметка в соответствующей строке наряда перед допуском бригады к работе.

6.7.3.5 При первичном допуске к работе руководитель и производитель работ (наблюдающий) по наряду совместно с допускающим проверяют выполнение необходимых мероприятий по подготовке рабочих мест, указанных в строках наряда "Для обеспечения безопасных условий необходимо".

6.7.3.6 Первичные и ежедневные допуски к работе по нарядам оформляются записью в оперативном журнале и журнале "Учета работ по нарядам и распоряжениям" с указанием номера наряда и места работы.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям должен проводиться непосредственно на рабочем месте.

Допуск к работе становится возможным только после проведения целевого инструктажа.

Допускающий при инструктаже указывает рабочее место бригады, сообщает о выполненных мероприятиях по подготовке рабочего места к работе, об оборудовании ремонтируемой схемы и соседних участков, находящемся под давлением, напором или напряжением, в пожаро- или взрывоопасном состоянии, проверяет у руководителя, производителя работ и наблюдающего (у членов бригады) наличие и срок действия квалификационных удостоверений о проверке знаний и допускает их к работе.

При отсутствии удостоверений или истечении срока очередной проверки знаний правил и инструкций по охране труда допуск к работе не разрешается.

6.7.3.7 Проверка подготовки рабочих мест и допуск к работе по наряду оформляются подписями допускающего, руководителя и производителя работ в соответствующих строках наряда. Допуск оформляется только на рабочем месте бригады, после чего допускающий в присутствии руководителя и производителя работ по наряду вывешивает на месте работы плакат или знак безопасности "Работать здесь!".

Производитель работ осуществляет допуск к работе и инструктаж бригады непосредственно на рабочем месте о мерах по безопасному проведению работ, включая их технологию, правильному применению инструмента, приспособлений и механизмов.

6.7.3.8 Первичный допуск по наряду оформляется в таблице ежедневного допуска к работе.

6.7.4 Окончание работы. Закрытие наряда

6.7.4.1 После полного окончания работы бригада проводит уборку на рабочем месте, снимает установленные ею временные ограждения, знаки и плакаты безопасности, восстанавливает демонтированные и поврежденные в процессе ремонта стационарные ограждения.

6.7.4.2 Руководитель работ, принимая рабочее место от производителя работ, проверяет, все ли работники выведены с рабочего места, а также его состояние. После устранения бригадой обнаруженных нарушений он расписывается в строке наряда "Работа полностью окончена", с указанием даты и времени.

6.7.4.3 Допускающий закрывает наряд после проверки состояния рабочих мест лично или подчиненным персоналом. Подпись в строке наряда "Рабочие места осмотрены, наряд закрыт" он ставит после приемки рабочих мест руководителем работ, при этом указываются время и дата закрытия наряда.

6.8 Пожарная безопасность

Требования в области пожарной безопасности 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. На ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- организация изучения и выполнения правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установление противопожарного режима, соответствующего их пожарной опасности, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- установление порядка регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии 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.

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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. Кроме того, все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности (инструктажи, тренировки, проверки знаний по противопожарной безопасности).

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.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

В качестве практического примера разработан вопрос по ППБ для программы первичного инструктажа для обходчиков гидрооборужений Терекской ГЭС на тему: «Первичные средства пожаротушения и правила их использования».

6.8.1 Общие положения

6.8.1.1 Производственные, административные, вспомогательные и складские здания, сооружения и помещения, а также открытые производственные площадки и участки обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормами, устанавливаемыми Правилами противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390).

6.8.1.2 Первичные средства пожаротушения предназначены для использования работниками ЧГЭС, личным составом подразделений пожарной охраны в целях локализации пожаров и подразделяются на следующие типы:

- переносные огнетушители;
- пожарные краны и средства для обеспечения их использования;
- пожарный инвентарь.

6.8.1.3 Использование первичных средств пожаротушения, пожарного инструмента и пожарного инвентаря для хозяйственных, производственных и других нужд, не связанных с тушением пожара, запрещается.

6.8.1.4 Кроме прямого назначения разрешается использовать средства пожаротушения при локализации и ликвидации стихийных бедствий и катастроф, а также для обучения персонала.

6.8.1.5 Приказом о мерах пожарной безопасности в организации распределяются зоны технического обслуживания, назначены ответственные лица для надзора и поддержания исправного состояния и содержания в постоянной готовности всех средств пожаротушения к использованию в случае пожара.

6.8.2 Огнетушители

6.8.2.1 Огнетушители служат для тушения очагов возгорания в начальной их стадии, а также для противопожарной защиты небольших сооружений, машин и механизмов.

На ТГЭС установлены огнетушители типа ОУ-5 и ОП-5.

6.8.2.2 Углекислотные огнетушители (ОУ)

Для тушения загораний различных веществ и материалов, а также электроустановок под напряжением до 10000В (10кВ) применяются углекислотные огнетушители, заряженные сжиженным углекислым газом.

Принцип действия: при приведении огнетушителя в действие углекислота в виде газа или углекислотного снега, направленная в зону загорания, снижает концентрацию кислорода и одновременно охлаждает горящее вещество и окружающую среду.

Углекислотные огнетушители должны приводиться в действие после направления раструба в очаг пожара, так как время их действия ограничено несколькими секундами и в первый момент выбрасывается основное количество углекислоты.

Для приведения в действие ОУ-5 необходимо:

- используя транспортную рукоятку, снять и поднести огнетушитель к месту горения;
- направить раструб на очаг горения и открыть запорно-пусковое устройства (рычаг), предварительно сорвав пломбу и выдернув чеку (запорно-пусковое устройство позволяет прерывать подачу углекислоты).

Рабочее положение огнетушителя — вертикальное.

Выходящую из раструба струю углекислоты следует направлять с наветренной стороны в место наиболее активного горения, не ближе 1 метра от очага горения.

При тушении загораний легковоспламеняющихся и горючих жидкостей струю углекислоты следует направлять под углом к поверхности горения, не допуская при этом разбрызгивания, под основание пламени с края и по мере сбивания пламени перемещать струю углекислоты по площади горения.

После применения углекислотных огнетушителей в закрытых помещениях, последние необходимо проветрить.

6.8.2.3 Порошковые огнетушители (ОП)

Порошковые огнетушители служат для тушения пожаров и загораний твердых, жидких и газообразных веществ, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1000 В.

Для приведения в действие порошковых огнетушителей ОП-5 необходимо:

- поднести огнетушитель к очагу пожара;
- выдернуть клин или чеку;
- нажать на рычаг и направить струю порошка в огонь.

Для прекращения подачи струи порошка достаточно отпустить рычаг.

Допускается многократное пользование и прерывистое действие.

В рабочем положении огнетушитель следует держать строго вертикально.

Огнетушители порошковые размещаются в помещениях административно-производственного корпуса (в каждом кабинете), в здании ГЭС в специально отведенных местах, на отметках сооружений ГЭС, с их расположением необходимо ознакомиться.

Не следует использовать порошковые огнетушители для защиты электронного оборудования, которое может выйти из строя при попадании порошка.

При тушении пожара порошковыми огнетушителями необходимо учитывать возможность образования высокой запыленности и снижения видимости очага пожара в результате образования порошкового облака (особенно в кабинетах).

При использовании огнетушителей для тушения электрооборудования под напряжением необходимо соблюдать безопасное расстояние от распыляющего сопла и корпуса огнетушителя до токоведущих частей в соответствии с рекомендациями производителя огнетушителей.

6.8.3 Пожарные краны

6.8.3.1 ГЭС должна иметь источники противопожарного водоснабжения для тушения пожаров.

6.8.3.2 В качестве источников противопожарного водоснабжения используется противопожарный водопровод. Все водопроводящие трубы системы пожаротушения маркированы красным цветом.

6.8.3.3 ПК (пожарные краны) внутреннего ППВ (противопожарного водоснабжения) во всех помещениях оснащены пожарными напорными рукавами диаметром 51 мм и длиной 15 м, а также стволами, которые размещены в пломбируемых шкафах.

Располагаются в коридорах помещений, на каждом этаже на расстоянии 50 м между шкафами.

6.8.3.4 Перед использованием удостовериться в том, что пожарный рукав присоединен к пожарному крану и пожарному стволу.

Направить сопло пожарного рукава на очаг возгорания и открыть вентиль перекрывающий подачу воды.

7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определённых этапов, начиная от земельных работ и заканчивая установкой оборудования. Объемы продаж электроэнергии показан в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Наименование показателя	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Установленная мощность, МВт	391	391	391	391	391
Число часов использования установленной мощности, час	1370	1370	1370	1370	1370
Выработка электроэнергии, МВт·час	535670	535670	535670	535670	535670
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·час	13391,75	13391,75	13391,75	13391,75	13391,75
Объем реализации электроэнергии, МВт·час	522278,3	522278,3	522278,25	522278,25	522278,25
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·час	1440	1483	1525	1565	1604
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб	752,1	774,5	796,5	817,4	837,73
НДС к выручке, млн.руб	125,3	129,1	132,7	136,2	139,6

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и ростом тарифов на электроэнергию.

7.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) [10] с учетом реализованной электроэнергии.

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.

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производственного процесса, создания продукции.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) – 0,08%

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	94,83
Прочие расходы	493,6	196,21
Итого		291,04

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина,%
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09

Продолжение таблицы 7.3

Этапы проекта	Величина,%
От 16 до 25	0,14

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	538,1
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	37,68
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	10,92
Итого		586,7

В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации налог на воду для водопользователей, использующих её в энергетических целях, для реки Тerek составляет 9,2 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2030 г. по 2033 г. приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2030	2031	2032	2033
Амортизационные отчисления, млн. руб.	1,25	38,7	1,5	9,6
Расходы на страхование, млн. руб.	0,031	0,001	0,001	12,2
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	202,3	202,3	202,3	202,3
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,003	0,0001	0,001	0,002

Продолжение таблицы 7.5

Год	2030	2031	2032	2033
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	57,7	57,7	57,7	57,7
Налог на воду, млн. руб.	6,1	6,1	6,1	6,1
Итого, млн. руб.	261,3	298,7	267,3	287,7

Из таблицы 7.5 можно увидеть, что текущие затраты по гидроузлу как правило увеличиваются за счет ежегодного увеличения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Структура текущих затрат по гидроузлу представлена на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что наибольших затрат требуют расходы на услуги регулирующих компаний и эксплуатационные затраты.

7.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Налоговые расходы после, окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный и федеральный бюджеты в соответствии с налоговым кодексом РФ и включают в себя:

- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на воду – 9,2 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;

- налог на добавленную стоимость (НДС) –20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за 2030 – 2033 годы представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Год	2030	2031	2032	2033	2034
Налог на прибыль, тыс. руб.	147,9	988,9	990,6	1024,9	1024,9
НДС, тыс. руб.	154,8	996,5	998,14	1032,4	1032,5
Взносы в соц. фонды, тыс. руб	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Налог на имущество, тыс. руб.	0,003	0,002	0,07	0,004	0,002
Итого	312,31	1994,9	1998,4	2104,1	2066,9

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляют НДС и налог на прибыль.

Из таблицы 7.6 можно увидеть, что ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС и налога на прибыль.

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлены в млн. руб. в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2030	2031	2032	2033	2034
Выручка (нетто)	4987,7	5033,3	5076,1	5121,7	5167,4
Текущие расходы	261,3	298,8	260,0	260,0	261,3
EBITDA (валовая прибыль)	4987,7	5033,3	5076,1	5121,7	5167,4

Продолжение таблицы 7.7

Год	2030	2031	2032	2033	2034
EBIT (прибыль до налогообложения)	4948,6	4956,7	5038,3	5083,9	5128,3
Скорректированный налог на прибыль	989,7	991,3	1007,7	1016,8	1025,7
NOPAT (чистая прибыль)	3958,9	3965,4	4030,6	4067,1	4102,7
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 7.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки.

Чистая прибыль активно прирастает, что позволяет быстро и в больших объемах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 7.2.

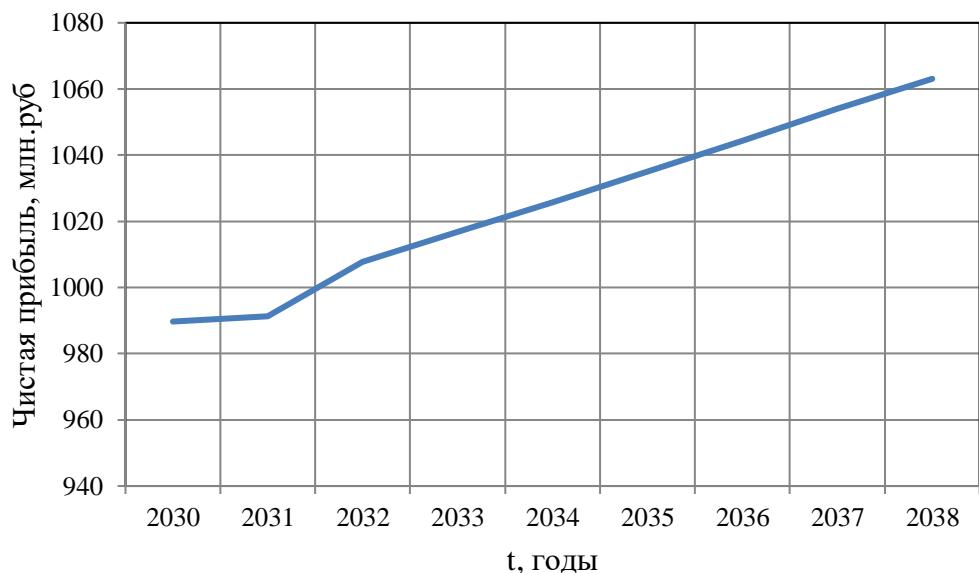


Рисунок 7.2 – Динамика чистой прибыли

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что проект увеличивает свою экономическую эффективность с 2031 по 2038 год.

Суммы прибыли/убытков по проекту, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта представлены на рисунке 7.3.

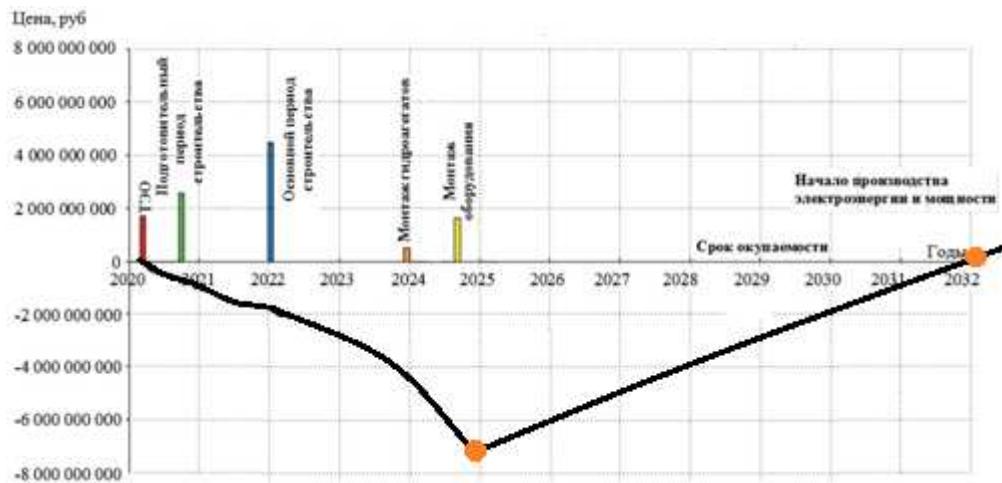


Рисунок 7.3 – суммы прибыли/убытков по проекту, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта, млн. руб.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

7.6 Методология и исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [11].

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием программного продукта «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Терекской ГЭС составляет 20 лет;
- созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской экономики.
- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Динамика тарифов на электроэнергию для Красноярского края принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

7.7 Коммерческая эффективность

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций, представленных в таблице 7.8.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии и мощности Терекской ГЭС.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	155
Чистый приведенный доход – NPV, руб.	552808264
Индекс прибыльности – PI	1,28
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,35
Себестоимость руб./кВт·ч	0,86
Удельные капиталовложения, руб./кВт	55000

7.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Год	2030	2031	2032	2033
В Федеральный бюджет, млн. руб.	132	1964,5	1985,4	1988,7
В региональный бюджет, млн. руб.	0,018	0,003	0,002	0,071
Налоговые поступления, млн. руб.	132,02	1964,5	1985,4	1988,8

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

7.9 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности позволяет определить, насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного или нескольких параметров проекта.

К факторам чувствительности относятся:

- инвестиционные затраты;
- ставки дисконтирования;
- тарифы на электроэнергию;
- цены сбыта.

Анализ изменения NPV по следующим параметрам: ставке налогов, объему инвестиций, цене сбыта, заработной плате персонала в диапазоне от -40 до 40 %, получены следующие результаты и представлены на рисунках 7.4 – 7.7.

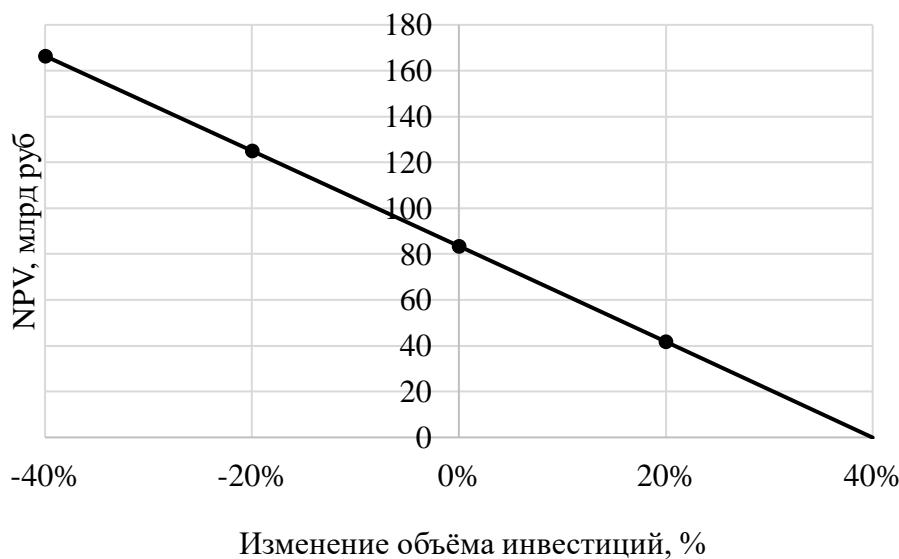


Рисунок 7.4 – Изменение величины NPV от объема инвестиций

Из рисунка 7.4 можно сделать вывод, что чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

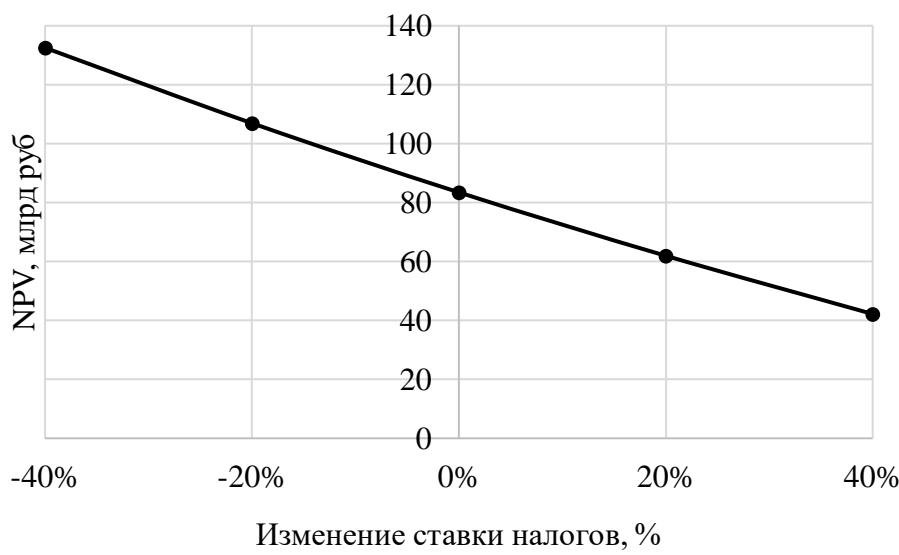


Рисунок 7.5 – Изменение величины NPV от ставки налогов

Из рисунка 7.5 видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении- наоборот, то есть присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться ввиду увеличения чистой прибыли.

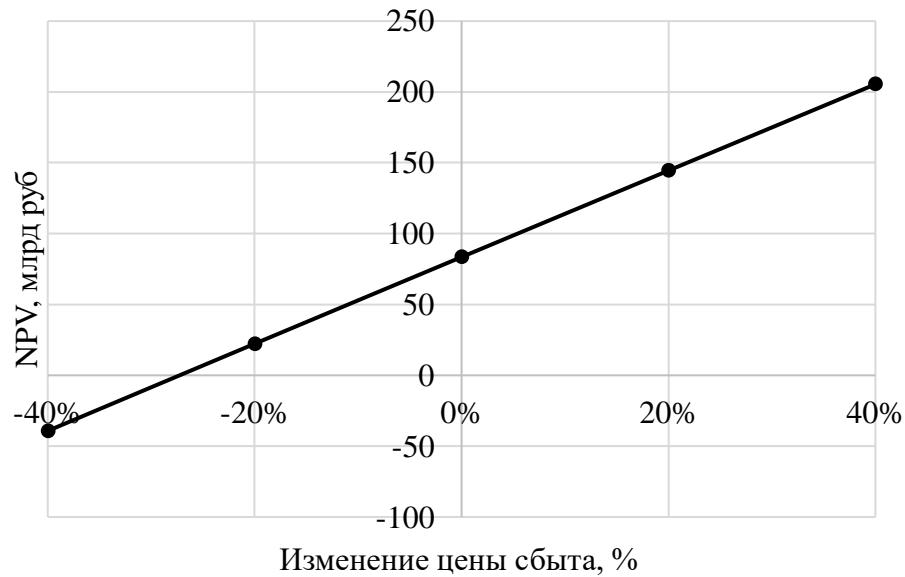


Рисунок 7.6 – Изменение величины NPV от цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности напрямую зависит от цены сбыта: с увеличением цены сбыта,растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

Изменение величины чистого приведенного дохода (NPV) от ставки дисконтирования представлено на рисунке 7.7:

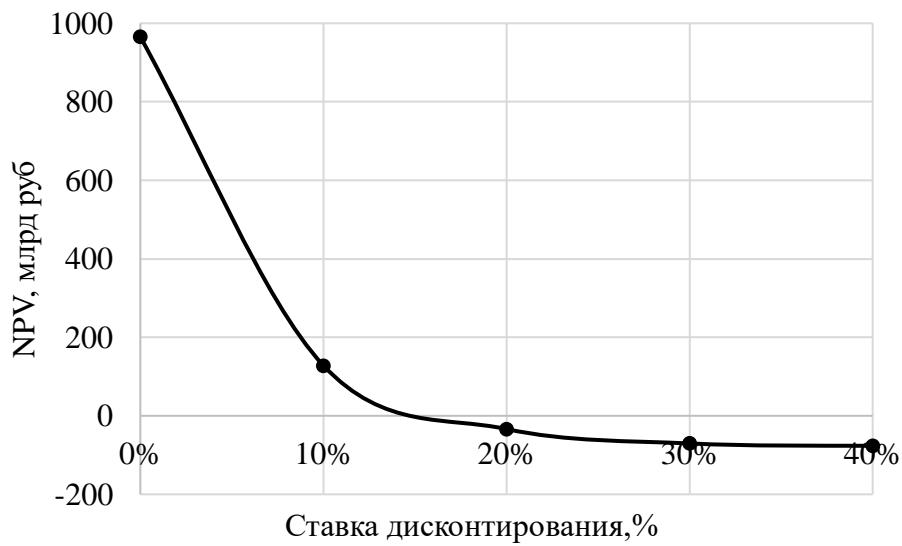


Рисунок 7.7 – Изменение величины NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования, %

По данному графику можно сделать вывод, что величина NPV имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведенный доход. При превышении ставки дисконтирования 15% проект неэффективен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Терекского гидроузла на реке Терек, 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 174 и 190 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 391 МВт и среднемноголетняя выработка 728 млн.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 — 208,8м;

расчетный — 204,15 м;

минимальный — 201,35 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 773 м.

При выборе турбин рассматривалось несколько вариантов: РО230а-В; РО230б-В.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами РО230а-В.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 272,6 об/мин был подобран серийный СВ-620/195-22.

Компоновка узла была принята деривационная.

В состав сооружений входят:

— водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля

— здание ГЭС;

— правобережная глухая бетонная плотина 439 м;

— левобережная глухая бетонная плотина 327 м;

— деривационный туннель протяжённостью 5 км;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

— ширина подошвы водосливной плотины — 35,7 м;

— отметка подошвы водосливной плотины — 1599,00 м;

— число водосливных отверстий — 2;

— ширина водосливных отверстий в свету — 16 м;

— отметка гребня — 1654,00 м;

— ширина гребня — 18,5 м

При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

При возведении сооружений для четкости планирования и составления календарного плана выделено 3 основных периода строительства.

Первый период — подготовительный. Главная задача подготовительного периода — подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям.

Второй период — основной. Главная задача этого периода — возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность.

Третий период — заключительный. Главная задача этого периода — подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В этот период заканчиваются все работы по объекту, не включенные во второй период к моменту пуска объекта во временную эксплуатацию.

В основном периоде для речных гидroteхнических сооружений выделено пять этапов, связанных с очередностью возведения сооружений с учетом пропуска строительных расходов и наполнения водохранилища.

I этап — возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап — перекрытие русла;

III этап — наращивание сооружений до отметки 1607, необходимой для начала наполнения водохранилища;

IV - V этап — наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектной отметки 1654 м с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

— срок окупаемости — 12 лет, 9 месяца;

— себестоимость — 0,86 руб./кВт·ч;

— удельные капиталовложения — 55000 руб./кВт.

Таким образом, строительство Терекской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

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. 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.;
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т/Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. Т1. Основное оборудование гидроэлектростанций. — М.Энергоатомиздат, 1988—400 с.;
4. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.;
5. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012 – 47с.;
6. Чутаев Р.Р. Глухие плотины. - Л.Энергоиздат. Ленингр. отд-е, 1980. — 480 с.;
7. Гришин ММ. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1 Учебник для студентов вузов — М.: Высшая школа, 1979. — 615 с.;
8. Чугаев Р.Р. Гидравлика —Л-Энергоиздат. Ленингр. Отд-е, 1982—672 с;
9. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. -М.: Энергия, 1974. -312с.;
10. СНиП 2.06.01-86 Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования. – Введ. 01.01.89 - Москва : ОАО ЦПП, 1987. – 21 с.;
11. Киселев АМ. Гидротехнические сооружения: Учебник для студентов вузов —М. Высшая школа, 1975. — 615 с.;
12. Рассказов Л и др. Гидротехнические сооружения В двух частях. Ч.1 —М.: Стройиздат, 1996. — 440 с.;
13. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП II-7-87*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 32 с.;
14. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85 – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012 – 47с.;
15. СНиП 2.06.08-87 «Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений»/Минэнерго СССР. - М: ЦИТИ Госстроя СССР, 1987. -32с.;
16. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. — Ростов н/Д: «Феникс».2006. —189с.;

17. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов: в 3-х т. Т.2.Экономика и управление энергообъектами. Кн1. Общие вопросы экономики и управления/А.И. Барановский, НН. Кожевников. Н В. Пирадова. — М. Издательство МЭИ.1998. — 296 с-ил;
18. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды»(№ 7-З от 10.01.2002 г) [Электронный ресурс] Справочная правовая система «КонсультантПлюс». — Режим доступа: <http://www.consultant.ru.>;
19. Инструкция по эксплуатации ГТС СШГЭС. Арочно гравитационная плотина и водобойный колодец. - СПб.: ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева». 2012.-149с.;
20. Программа наблюдений за состоянием гидротехнических сооружений Саяно-Шушенской ГЭС и МГУ, Филиал ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнегого». Срок действия до 20.08.2022.
21. СТО 70238424.27.140.021-2008. «Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». – М., 2008 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Терек в створе Терекской ГЭС с 1948 г. по 1997 г.

Расходы в кубических метрах

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1948	22	20	19	33	71	122	139	110	70	58	24	15
1949	13	11	26	34	73	149	155	138	89	66	17	22
1950	2	20	20	31	66	120	142	151	83	67	26	25
1951	24	20	21	32	87	132	137	132	100	70	25	20
1952	18	18	19	29	54	98	126	112	51	56	12	21
1953	12	11	13	19	49	80	99	76	71	46	20	25
1954	22	20	20	30	63	98	109	127	105	63	36	27
1955	26	25	21	31	61	120	140	123	68	61	19	24
1956	22	20	22	36	65	60	128	121	130	60	32	22
1957	19	18	24	34	59	123	125	119	57	63	26	22
1958	21	20	20	30	71	67	133	137	143	72	29	23
1959	19	12	18	20	45	51	84	88	83	41	18	18
1960	22	20	21	31	61	97	114	150	90	63	34	25
1961	23	22	21	30	58	94	119	144	82	61	13	22
1962	24	20	23	36	73	111	144	118	89	68	23	22
1963	21	20	20	29	113	79	151	156	132	75	35	21
1964	15	15	19	24	63	89	106	103	53	52	27	26
1965	25	22	20	33	74	87	129	129	128	73	42	26
1966	25	20	21	31	74	91	136	144	122	73	51	25
1967	25	24	20	32	65	93	132	128	112	63	33	28
1968	28	26	40	61	154	160	171	160	173	102	72	44
1969	23	19	19	33	75	122	150	135	107	73	49	24
1970	23	20	20	34	67	95	104	109	89	61	42	14
1971	11	9	13	44	90	107	114	123	110	65	32	23
1972	20	20	20	30	65	102	126	124	108	65	56	12
1973	6	6	14	24	77	105	126	113	101	62	44	25
1974	24	20	21	34	100	166	142	141	74	73	41	26
1975	21	19	23	35	119	129	146	131	100	74	63	30
1976	25	20	20	30	118	163	135	122	79	73	17	40
1977	25	20	25	34	120	141	156	153	123	81	30	25
1978	22	17	20	25	53	78	97	87	82	50	27	24
1979	23	21	20	30	107	139	140	159	124	82	43	35
1980	30	25	21	44	108	105	153	152	155	84	42	28
1981	14	11	22	45	121	140	149	129	97	81	51	30
1982	26	20	23	41	112	137	121	123	77	69	34	30
1983	24	21	23	31	52	71	83	76	67	46	30	27

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1984	26	20	19	29	79	141	157	145	83	69	31	24
1985	24	20	20	38	112	157	144	133	69	69	27	22
1986	21	16	21	34	83	107	100	102	83	59	25	24
1987	24	20	21	42	110	126	150	143	90	71	28	24
1988	24	23	25	52	145	166	163	161	153	92	63	38
1989	23	19	20	39	77	88	124	112	90	70	34	31
1990	24	20	20	37	103	114	125	134	106	67	27	25
1991	35	28	24	60	69	111	118	115	103	66	33	36
1992	10	8	20	22	57	90	126	119	91	70	36	31
1993	23	20	19	27	104	122	105	107	85	69	22	25
1994	23	20	21	31	96	123	126	134	107	69	32	31
1995	25	24	21	36	121	170	160	139	113	83	34	32
1996	24	21	21	40	92	118	148	138	127	78	29	25
1997	24	24	24	36	63	105	153	123	108	79	29	24

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

t	P, кВт	ΔP, кВт	ΔЭ, кВт· ч	P коорд.	Э коорд.	Э испр. млн. кВт· ч
0	2800	23,65385	23,7	24	23,7	0,024
1	2776	52,11538	52,1154	76	75,81538	0,076
2	2724	51,34615	102,692	127	178,5077	0,179
3	2673	11,53846	34,6154	139	213,1231	0,213
4	2661	97,30769	389,231	236	602,3538	0,602
5	2564	32,11538	160,577	268	762,9308	0,763
6	2532	26,53846	159,231	295	922,1615	0,922
7	2505	4,615385	32,3077	299	954,4692	0,954
8	2500	9,807692	78,4615	309	1032,931	1,033
9	2491	27,30769	245,769	336	1278,7	1,279
10	2463	0,769231	7,69231	337	1286,392	1,286
11	2463	16,34615	179,808	354	1466,2	1,466
12	2446	1,346154	16,1538	355	1482,354	1,482
13	2445	44,80769	582,5	400	2064,854	2,065
14	2400	97,11538	1359,62	497	3424,469	3,424
15	2303	29,42308	441,346	526	3865,815	3,866
16	2273	75,57692	1209,23	602	5075,046	5,075
17	2198	15,38462	261,538	617	5336,585	5,337
18	2183	76,15385	1370,77	693	6707,354	6,707
19	2106	1,730769	32,8846	695	6740,238	6,740
20	2105	22,11538	442,308	717	7182,546	7,183
21	2083	19,42308	407,885	737	7590,431	7,590

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

t	P, кВт	ΔP, кВт	ΔЭ, кВт· ч	P коорд.	Э коорд.	Э испр. млн. кВт· ч
22	2063	26,53846	583,846	763	8174,277	8,174
23	2037	2036,538	46840,4	2800	55014,66	55,015

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетический расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Расходы в кубических метрах						
P, %	Qср. год	Годы	K=Q/Qср	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³
2,0	101	1948	1,55	0,55	0,30	0,16
3,9	92,98333	1949	1,42	0,42	0,18	0,08
5,9	92	1950	1,41	0,41	0,17	0,07
7,8	80	1951	1,22	0,22	0,05	0,01
9,8	79	1952	1,21	0,21	0,04	0,01
11,8	78	1953	1,19	0,19	0,04	0,01
13,7	77	1954	1,18	0,18	0,03	0,01
15,7	74	1955	1,13	0,13	0,02	0,00
17,6	74	1956	1,13	0,13	0,02	0,00
19,6	72	1957	1,10	0,10	0,01	0,00
21,6	72	1958	1,10	0,10	0,01	0,00
23,5	71	1959	1,09	0,09	0,01	0,00
25,5	71	1960	1,09	0,09	0,01	0,00
27,5	70	1961	1,07	0,07	0,01	0,00
29,4	69	1962	1,06	0,06	0,00	0,00
31,4	69	1963	1,06	0,06	0,00	0,00
33,3	69	1964	1,06	0,06	0,00	0,00
35,3	68	1965	1,04	0,04	0,00	0,00
37,3	68	1966	1,04	0,04	0,00	0,00
39,2	68	1967	1,04	0,04	0,00	0,00
41,2	67	1968	1,03	0,03	0,00	0,00
43,1	67	1969	1,03	0,03	0,00	0,00
45,1	66	1970	1,01	0,01	0,00	0,00
47,1	66	1971	1,01	0,01	0,00	0,00
49,0	66	1972	1,01	0,01	0,00	0,00
51,0	64	1973	0,98	-0,02	0,00	0,00
52,9	64	1974	0,98	-0,02	0,00	0,00
54,9	63	1975	0,96	-0,04	0,00	0,00
56,9	63	1976	0,96	-0,04	0,00	0,00
58,8	62	1977	0,95	-0,05	0,00	0,00
60,8	62	1978	0,95	-0,05	0,00	0,00
62,7	61	1979	0,93	-0,07	0,00	0,00

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

P, %	Qср. год	Годы	K=Q/Qср	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³
66,7	61	1981	0,93	-0,07	0,00	0,00
68,6	61	1982	0,93	-0,07	0,00	0,00
70,6	60	1983	0,92	-0,08	0,01	0,00
72,5	60	1984	0,92	-0,08	0,01	0,00
74,5	59	1985	0,90	-0,10	0,01	0,00
76,5	57	1986	0,87	-0,13	0,02	0,00
78,4	57	1987	0,87	-0,13	0,02	0,00
80,4	57	1988	0,87	-0,13	0,02	0,00
82,4	57	1989	0,87	-0,13	0,02	0,00
84,3	56	1990	0,86	-0,14	0,02	0,00
86,3	56	1991	0,86	-0,14	0,02	0,00
88,2	51	1992	0,78	-0,22	0,05	-0,01
90,2	49	1993	0,75	-0,25	0,06	-0,02
92,2	48	1994	0,73	-0,27	0,07	-0,02
94,1	46	1995	0,70	-0,30	0,09	-0,03
96,1	43	1996	0,66	-0,34	0,12	-0,04
98,0	41	1997	0,63	-0,37	0,14	-0,05

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Расходы в кубических метрах

P, %	Годы	Qср. год	Годы	Qмеж.	Годы	Qпол.
2	1968	101	1968	45	1968	153
4	1988	93	1988	37	1988	147
6	1995	92	1975	36	1995	131
8	1980	80	1980	32	1977	129
10	1977	79	1982	32	1980	126
12	1979	78	1981	29	1979	125
14	1975	77	1966	29	1981	120
16	1981	74	1995	29	1963	118
18	1974	74	1979	29	1996	117
20	1996	72	1965	29	1975	117
22	1963	72	1969	28	1974	116
24	1987	71	1974	28	1976	115
25	1976	71	1989	28	1987	115
27	1969	70	1967	28	1985	114
29	1984	69	1997	27	1984	112
31	1985	69	1996	27	1949	112
33	1966	69	1977	27	1969	110

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

P, %	Годы	Qср. год	Годы	Qмеж.	Годы	Qпол.
35	1982	68	1987	27	1951	110
37	1994	68	1994	26	1994	109
39	1951	68	1972	26	1990	108
41	1990	67	1983	26	1966	107
43	1949	67	1954	26	1991	107
45	1965	66	1956	26	1982	105
47	1997	66	1970	26	1997	105
49	1991	66	1990	26	1950	103
51	1950	64	1960	26	1958	103
53	1958	64	1976	26	1965	102
55	1962	63	1985	25	1971	101
57	1967	63	1984	25	1962	99
59	1971	62	1962	25	1967	99
61	1972	62	1955	25	1993	98
63	1954	61	1963	24	1972	97
65	1960	61	1991	24	1973	97
67	1989	61	1958	24	1960	96
69	1993	61	1957	24	1955	96
71	1955	60	1951	24	1948	95
73	1956	60	1950	23	1954	94
75	1973	59	1986	23	1956	94
76	1948	57	1993	22	1989	94
78	1957	57	1978	22	1961	93
80	1961	57	1948	22	1992	92
82	1992	57	1971	22	1957	91
84	1970	56	1961	21	1986	89
86	1986	56	1992	21	1970	88
88	1952	51	1964	20	1952	83
90	1964	49	1949	20	1964	78
92	1978	48	1973	20	1978	75
94	1983	46	1952	19	1953	70
96	1953	43	1959	17	1983	66
98	1959	41	1953	17	1959	65

Приложение Б.3 – Результаты расчётов режима работы станции

Месяц	Режим работы ГЭС по водотоку											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{(90\%)}, \text{м}^3/\text{с}$	15	15	19	24	63	89	106	103	53	52	27	26
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.3

Месяц	Режим работы ГЭС по водотоку											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{полезн}}, \text{м}^3/\text{с}$	13	13	17	22	60	86	103	100	51	50	25	24
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	1441	1441	1441	1441	1442	1442	1442	1442	1442	1442	1441	1441
$H, \text{м}$	208	208	208	207	207	206	206	206	207	207	207	207
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	24	23	31	40	109	156	187	181	93	91	46	44
Режим работы ГЭС по требованиям ВХК												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	1441	1441	1441	1441	1441	1441	1441	1441	1441	1441	1441	1441
$H, \text{м}$	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-35	-36	-28	-19	50	97	128	122	34	32	-13	-15

Приложение Б.4 – Срабатывание и наполнение водохранилища в маловодном году

Расходы в кубических метрах

мес	Q б	Q и	Q л	Q ф	Q ш	Q п	Q н.б	Q вдхр	Q ГЭС	Q х.с	Q BXK	V н	dV	V к	Z нач. ВБ	Z кон. ВБ	Z cp	Z НБ	H, м	N _{ГЭС} , МВт	Э млн. кВт·ч	N _{гар} , МВт
XI	27	1	0	1	0	25	62	35,75	61	0	32	3,76	0,09	3,67	1650,00	1649,56	1649,78	1441,87	206,62	110	79,5	110
XII	26	1	0	1	0	24	100	74,5	99	0	32	3,67	0,20	3,47	1649,56	1648,38	1648,97	1442,36	205,31	178	128,1	178
I	15	1	0	1	0	13	100	86	99	0	32	3,47	0,22	3,24	1648,38	1646,79	1647,59	1442,37	203,92	178	127,9	178
II	15	1	0	1	0	13	63	48,75	62	0	32	3,24	0,13	3,11	1646,79	1645,78	1646,28	1441,88	203,10	110	79,5	110
III	19	1	0	1	0	17	32	14,0	31	0	32	3,11	0,04	3,08	1645,78	1645,49	1645,63	1441,28	203,05	55	39,9	
IV	24	1	0	1	0	22	32	9	31	0	32	3,08	0,02	3,05	1645,49	1645,29	1645,39	1441,28	202,81	55	39,8	
V	63	1	0	1	1	60	32	-30	30	0	32	3,05	-0,08	3,13	1645,29	1645,91	1645,60	1441,28	203,02	54	38,6	
VI	89	1	0	2	1	85	32	-56	29	0	32	3,13	-0,15	3,28	1645,91	1647,07	1646,49	1441,28	203,91	52	37,5	
VII	106	1	0	2	1	102	32	-73	29	0	32	3,28	-0,19	3,47	1647,07	1648,40	1647,74	1441,28	205,16	52	37,7	
VIII	103	1	0	2	1	99	32	-70	29	0	32	3,47	-0,19	3,66	1648,40	1649,52	1648,96	1441,28	206,38	53	37,9	
IX	53	1	0	1	0	51	32	-20	31	0	32	3,66	-0,05	3,71	1649,52	1649,78	1649,65	1441,28	207,07	56	40,7	
X	52	1	0	1	0	50	32	-19	31	0	32	3,71	-0,05	3,76	1649,78	1650,00	1649,89	1441,28	207,31	57	40,7	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

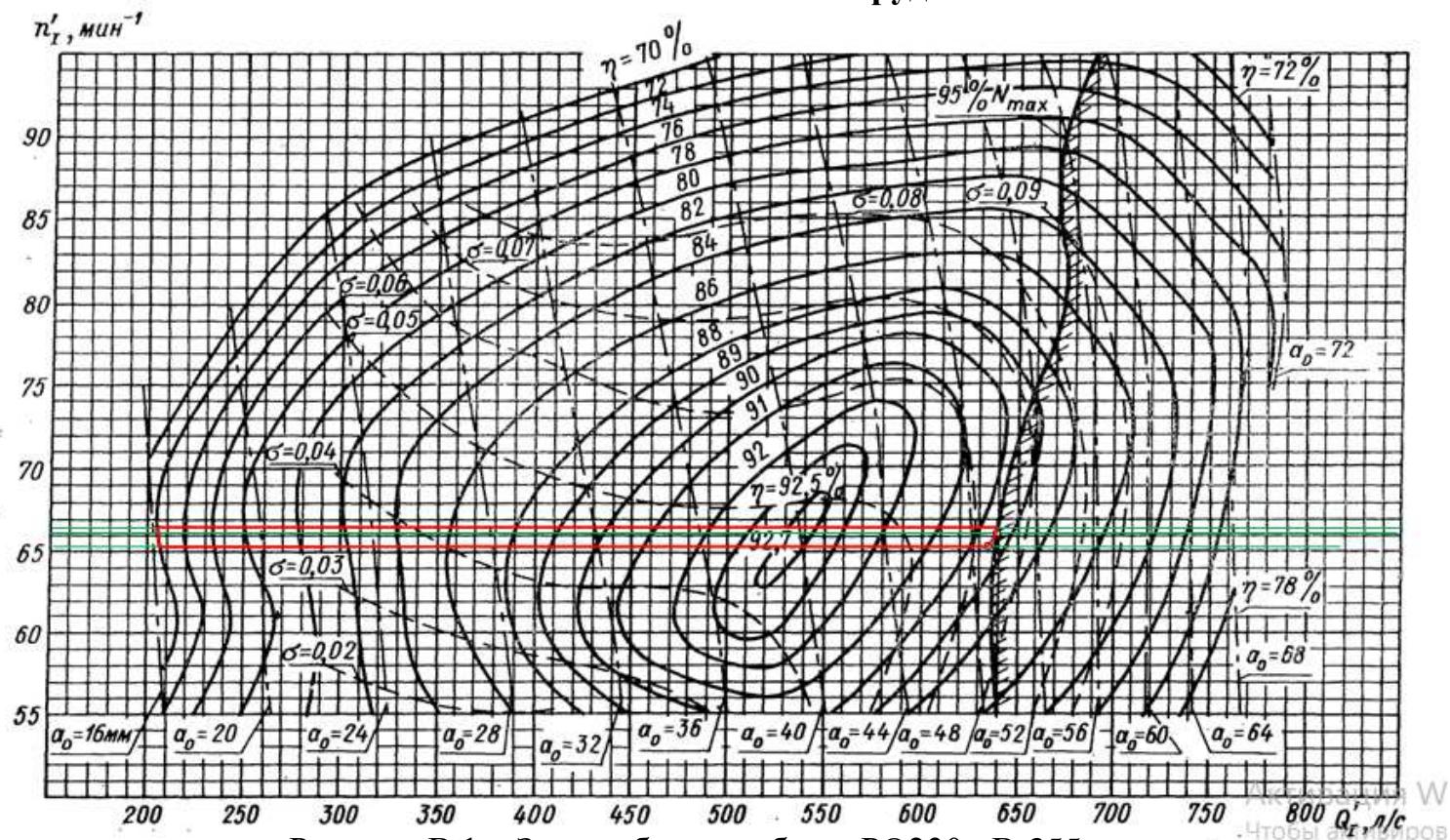


Рисунок В.1 – Зона работы турбины РО230а-В-355

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись, инициалы, фамилия
«02» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕРЕКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТЕРЕК. ОЦЕНКА
СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОТИВОФИЛЬТРАЦИОННОЙ
ЗАВЕСЫ В ОСНОВАНИИ ПЛОТИНЫ ПО ДАННЫМ НАТУРНЫХ
НАБЛЮДЕНИЙ**

Руководитель


подпись, дата

ведущий инженер
должностная степень

Е.Н. Решетникова
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

СБ 16-01
номер группы,

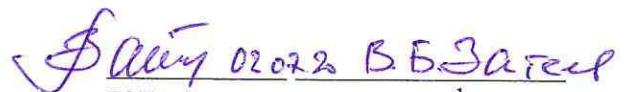
Д.Н. Туманова
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Терекской ГЭС на реке Терек. Оценка современного состояния противофильтрационной завесы в основании плотины по данным натурных наблюдений».

Консультанты по разделам:

Консультант-руководитель


подпись, дата инициалы, фамилия

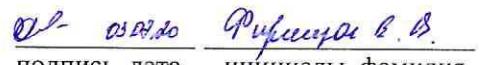
Водно-энергетические расчеты


подпись, дата инициалы, фамилия

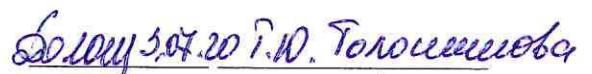
Основное и вспомогательное оборудование


подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла


подпись, дата инициалы, фамилия

Организация и производство гидротехнических работ


подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование


подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата инициалы, фамилия