

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

Кафедра гидротехнических сооружений и гидравлических машин
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ А.А.Андряс
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – Строительство
код – наименование направления

Проектирование Дуба-Юртской ГЭС на реке Аргун. Задачи и состав натуральных наблюдений за ГТС в период эксплуатации
тема

Руководитель _____ доцент кафедры Д.С.Дмитриев
подпись, дата ГТС и ГМ инициалы, фамилия
Саяно-Шушенский
филиал СФУ
должность, ученая степень

Выпускник _____ К.А.Трубинова
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Дуба-Юртского гидроузла на реке Аргун. Задачи и состав натуральных наблюдений на ГТС в период эксплуатации.

Консультанты
по разделам:

Водно-энергетические
расчеты _____ Е.Ю.Затеева
подпись, дата

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования _____ А.В.Масленникова
подпись, дата

Компоновка
и расчет гидротехнических
сооружений _____ Е.В. Фирищак
подпись, дата

Охрана труда и противопожарная
безопасность _____ В.И. Татарников
подпись, дата

Технико-экономические показатели _____ В.В.Лапасова
подпись, дата

Мероприятия по охране
окружающей среды _____ В.А.Кадычegov
подпись, дата

Организация
и производство гидротехнических
работ _____ Т.Ю.Толошинова
подпись, дата

Нормоконтролер _____ К.П.Синельникова
подпись, дата

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ДУБА–ЮРТСКОЙ ГЭС	8
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общая часть	10
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	10
1.2 Гидрологические данные.....	10
1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.4 Сейсмические условия	12
1.5 Данные об энергосистеме	12
2 Водно – энергетические расчеты.....	13
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	13
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы	15
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	17
2.4 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	19
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС маловодного и средневодного годов	23
2.6 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок..	25
2.7 Баланс мощности.....	29
2.8 Режимное поле.....	30
3 Основное и вспомогательное оборудование	32
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	32
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	36
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы.....	36
3.4 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины РО75-В-300.....	37
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора	42
3.6 Расчет вала на прочность	42
4 Компонировка и состав сооружений гидроузла.....	43
4.1 Определение класса сооружения	43
4.2 Определение гребня бетонной плотины и гребня быка.....	43

4.3 Гидравлический расчет.....	46
4.3.1 Определение ширины водосливного фронта	46
4.3.2 Определение отметки гребня водослива.....	47
4.3.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову.....	49
4.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	50
4.3.5 Расчет водобойной стенки.....	51
4.4. Конструирование бетонной плотины.....	53
4.4.1 Определение ширины подошвы плотины.....	53
4.4.2 Разрезка бетонных плотин швами	54
4.4.3 Быки	54
4.4.4 Устой.....	55
4.4.5 Галереи в теле плотины	55
4.4.6 Ширина плотины по гребню	55
4.4.7 Расчет донного водосброса	55
4.5. Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	56
4.5.1. Цементационная завеса.....	56
4.5.2 Дренажные устройства	57
4.6. Конструктивные элементы нижнего бьефа	58
4.6.1 Водобой	58
4.6.2 Рисберма	58
4.7 Определение нагрузок на плотину, для основного случая	59
4.7.1 Вес сооружения	59
4.7.2 Сила гидростатического давления воды.....	60
4.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления.....	60
4.7.4 Сила фильтрационного давления	60
4.7.5 Давление грунта.....	61
4.7.6 Волновое воздействие.....	62
4.8 Оценка прочности плотины для основного случая	62
4.8.1 Определение напряжений.....	62
4.8.2 Критерии прочности плотины.....	65
4.8.3 Расчет устойчивости плотины	66
4.9 Определение нагрузок на плотину, для поверочного случая	66
4.9.1 Вес сооружения	67
4.9.2 Сила гидростатического давления воды.....	67

4.9.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	68
4.9.4	Сила фильтрационного давления	68
4.9.5	Давление грунта.....	68
4.9.6	Волновое воздействие.....	69
4.10	Оценка прочности плотины для поверочного случая	69
4.10.1	Определение напряжений.....	69
4.10.2	Критерии прочности плотины	71
4.10.3	Расчет устойчивости плотины	72
5.	Организация и производство гидротехнических работ	73
5.1	Разбивка сооружений на периоды и этапы возведения	73
5.2.	Гидравлические расчеты пропуска строительных расходов.....	74
5.2.1	Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло	74
5.2.2	Конструкция перемычек.....	76
5.2.3	Пропуск строительных расходов II очереди через донные отверстия .	76
5.2.4	Определяем расчетную отметку порога донных отверстий (ВПДО): .	77
5.2.5	Определяем отметку перемычек II очереди	78
5.3	Технологии производства работ	79
5.3.1	Водоотлив.....	79
5.3.2	Буровзрывные работы.....	79
5.3.3.	Производство земляных работ	81
5.3.4	Производство бетонных работ	83
5.3.5	Вибрирование и бетонные работы	85
5.3.6	Проходка деривационного туннеля.....	86
5.3.7	Возведение перемычек способом отсыпки грунтов в воду: в естественных прудках и водоемах.....	87
5.4	Этапы возведения и состав работ и сооружений	88
5.4.1	I Этап – возведение сооружений для перекрытия русла.....	88
5.4.2	II Этап – перекрытие русла реки.....	88
5.4.3	III Этап – возведение сооружений в котловане II очереди.....	89
5.4.4	IV Этап – возведение сооружений до проектных отметок	89
5.5	Распределение объемов работ по этапам строительства	89
6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды	91
6.1	Общие сведения о районе строительства	91

6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	92
6.3 Отходы, образующиеся при строительстве.....	93
6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	94
7 Пожарная безопасность. Охрана труда.....	95
7.1 Пожарная безопасность.....	95
7.2 Охрана труда.....	97
8 Техничко-экономические показатели.....	99
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	99
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	100
8.3 Налоговые расходы.....	103
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	104
8.5 Оценка инвестиционного проекта.....	105
8.5.1 Методология, исходные данные.....	105
8.5.2 Коммерческая эффективность.....	106
8.5.3 Бюджетная эффективность.....	107
8.6 Анализ чувствительности.....	107
9 Задачи и состав натурных наблюдений на ГТС в период эксплуатации.....	109
9.1 Формы контроля состоянием проектируемого гидротехнического сооружения.....	110
9.1.2 Контролируемые показатели ГТС.....	110
9.2. Измеряемые параметры гидроузла.....	111
9.2.1 Измерение осадки.....	111
9.2.2 Измерение горизонтальных перемещений.....	113
9.2.3 Фильтрационные измерения.....	114
9.2.4 Температурный режим.....	116
9.3 Установка КИА.....	117
9.3.1 КИА для измерения осадки сооружения.....	117
9.3.2 КИА для измерения горизонтальных перемещений сооружения.....	118
9.3.3 Размещение контрольно-измерительной аппаратуры на гидроузле.....	119
9.4 Визуальные наблюдения.....	121
9.5 Составление программы наблюдений.....	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	124

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	126
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты.....	128
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	130

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ДУБА–ЮРТСКОЙ ГЭС

Наименование гидроузла: Дуба-Юртская ГЭС на реке Аргун;

Местонахождение ГЭС: Чеченская республика;

Тип проектируемой установки: гидроэлектростанция.

1. Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 165,8 м³/с;

б) всех турбин 276,0 м³/с;

в) тах поверочный расход обеспеченностью 0,5%, 792,7 м³/с.

2. Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока: годовой;

б) отметки: НПУ 390,0 м, УМО 382,6 м;

в) объемы водохранилища: полный 6,66 км³; полезный 4,34 км³.

3. Напоры ГЭС:

а) максимальный: 52,4 м;

б) расчетный: 47,5 м;

в) минимальный: 46,9 м.

4. Энергетические характеристики:

а) мощность: установленная 110 МВт; гарантированная 79 МВт;

б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 666 млн. кВт.ч.;

в) число часов использования установленной мощности 4320 час.

5. Плотины:

а) водосливная: материал бетон;

б) левобережная глухая: материал бетон;

в) правобережная глухая: материал бетон;

г) общая длина 360 м, максимальная высота 27,6 м.

6. Водосбросные сооружения:

а) гашение энергии при помощи водобойной плиты, водобойной стенки и рисбермы;

б) число пролетов 2 отверстия;

в) общая длина 16 м.

7. Здание ГЭС:

а) тип здания: деривационное, число агрегатов: 2 шт;

б) размеры: общая длина 35 м, ширина 25 м;

в) тип спиральной камеры: металлическая;

г) грунты в основании: гранит.

8. Основное оборудование:

а) тип турбины PO75-B-400;

б) тип генератора СВ-808/130-40У4

в) частота вращения 250 об/мин.

9. Технико-экономические показатели:

а) период окупаемости 21,6 лет;

б) себестоимость энергии 0,24 руб/кВт.ч;

в) удельные капитальные вложения 75704,55 руб./кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Важную роль в энергетических системах занимает гидроэлектростанции, главная роль которых является регулирование параметров в нестационарных режимах, а также покрывая более неравномерную часть графиков нагрузки.

Основное преимущество гидроэлектростанции – это низкая стоимость товарной продукции, что положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта. Отсутствие расходов на топливо в себестоимости производства электроэнергии указывает на высокую конкурентоспособность среди других отраслей.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 97%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренным источником электроэнергии из всех типов, так как способны за короткое время увеличивать выдаваемую выработку электроэнергии и мощность. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать постоянную частоту тока в энергосистеме.

От надежности работы электростанции зависит функционирование самой Единой энергетической системы страны, которые являются потребителями электроэнергии.

Все выше перечисленное является главным подталкивающим фактором к строительству новых гидроэлектростанций.

1 Общая часть

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Дуба-Юртская ГЭС расположена в Чеченской республике на реке Аргун.

Климат в районе строительства Дуба-Юртского гидроузла континентальный с жарким летом и теплой зимой. Среднегодовое количество осадков колеблется от 500 до 600 мм. Преобладают ветры восточного и западного направлений.

Средняя годовая температура воздуха составляет около $+10^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум -6°C , абсолютный максимум $+29^{\circ}\text{C}$. Расчетная температура района строительства для наиболее холодной пятидневки равна -19°C .

1.2 Гидрологические данные

Аргун – это узкая, извилистая горная река, в среднем течении которой долина расширяется, образуя большую котловину. Длина составляет 148 км. Площадь бассейна – 3390 км². Питание реки смешанное. Тип водного режима северокавказский, имеет устойчивую межень в холодную часть года с паводками в теплую часть года.

Скорость реки – 2,5 м/с.

Гидрологический ряд ежемесячных расходов реки Аргун в створе Дуба-Юртской ГЭС за период 1960-1982 гг. представлен в таблице 1.1.

Кривые связи расходов и уровней воды в нижнем бьефе для летнего и зимнего периодов представлены на рисунке 1.1.

Кривая связи объемов и уровней воды в верхнем бьефе представлена на рисунке 1.2.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Аргун

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1960	59	72	94	153	411	674	404	184	118	105	74	57
1961	70	75	75	79	675	653	225	119	94	84	79	76
1962	42	42	41	52	432	335	187	78	62	57	55	51
1963	59	72	73	73	234	213	209	87	79	70	58	59
1964	104	107	126	181	512	762	529	246	145	135	121	105
1965	27	34	30	37	284	248	233	44	34	32	30	30
1966	67	75	74	86	584	723	293	114	75	57	56	55
1967	76	100	103	110	582	597	396	142	103	103	80	74
1968	82	87	97	94	535	638	408	159	108	94	81	80
1969	92	92	90	92	475	660	453	185	124	109	100	93
1970	69	73	82	91	271	367	247	136	90	91	69	68
1971	68	65	71	72	636	668	333	95	78	74	71	66
1972	57	58	72	87	267	314	277	64	71	56	50	34

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1973	58	67	58	82	263	443	293	162	102	79	65	79
1974	88	94	117	131	283	276	158	115	102	100	54	34
1975	37	40	45	41	591	472	257	71	40	45	45	39
1976	46	41	42	49	195	573	377	161	74	65	55	47
1977	61	68	71	78	612	693	407	110	81	78	66	60
1978	42	56	62	71	239	306	187	123	85	50	49	38
1979	69	82	88	90	222	375	172	94	92	87	79	75
1980	45	58	67	93	627	584	334	126	87	53	55	43
1981	72	68	81	90	586	772	417	117	89	81	69	65
1982	60	64	74	80	552	719	483	128	83	67	64	62

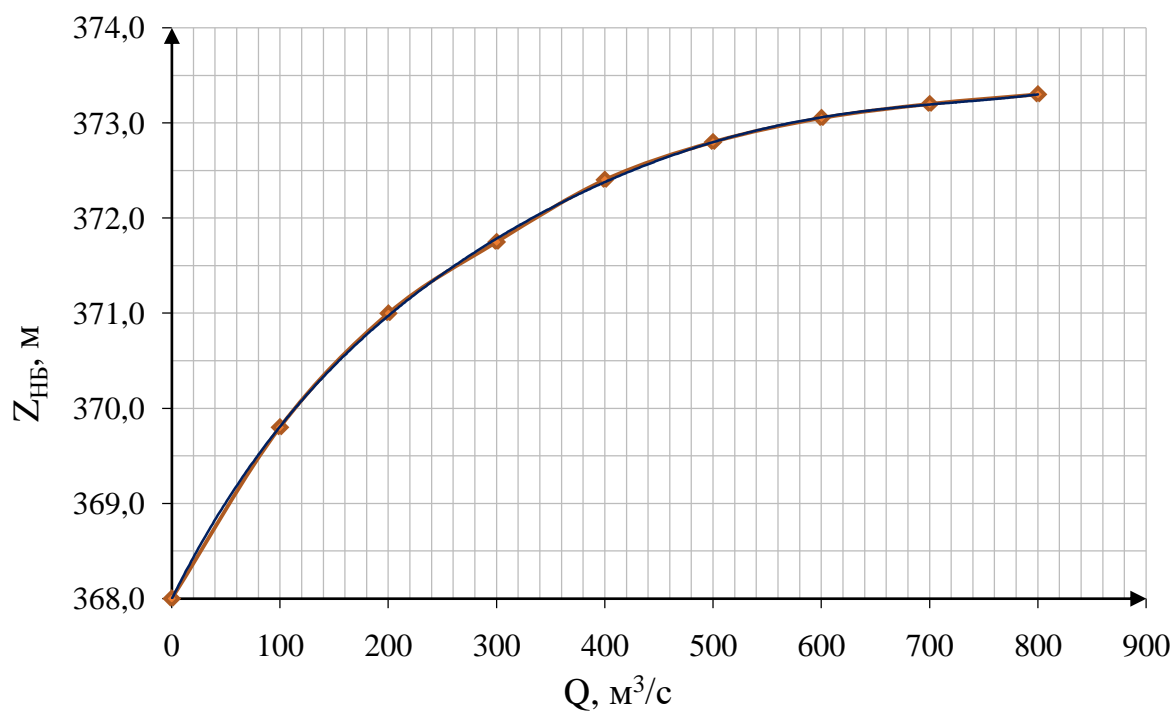


Рисунок 1.1 – Кривые связи $Z_{HБ} = f(Q)$

Так как проектируемая ГЭС находится в Чеченской республике, то летняя и зимняя кривые совпадают.

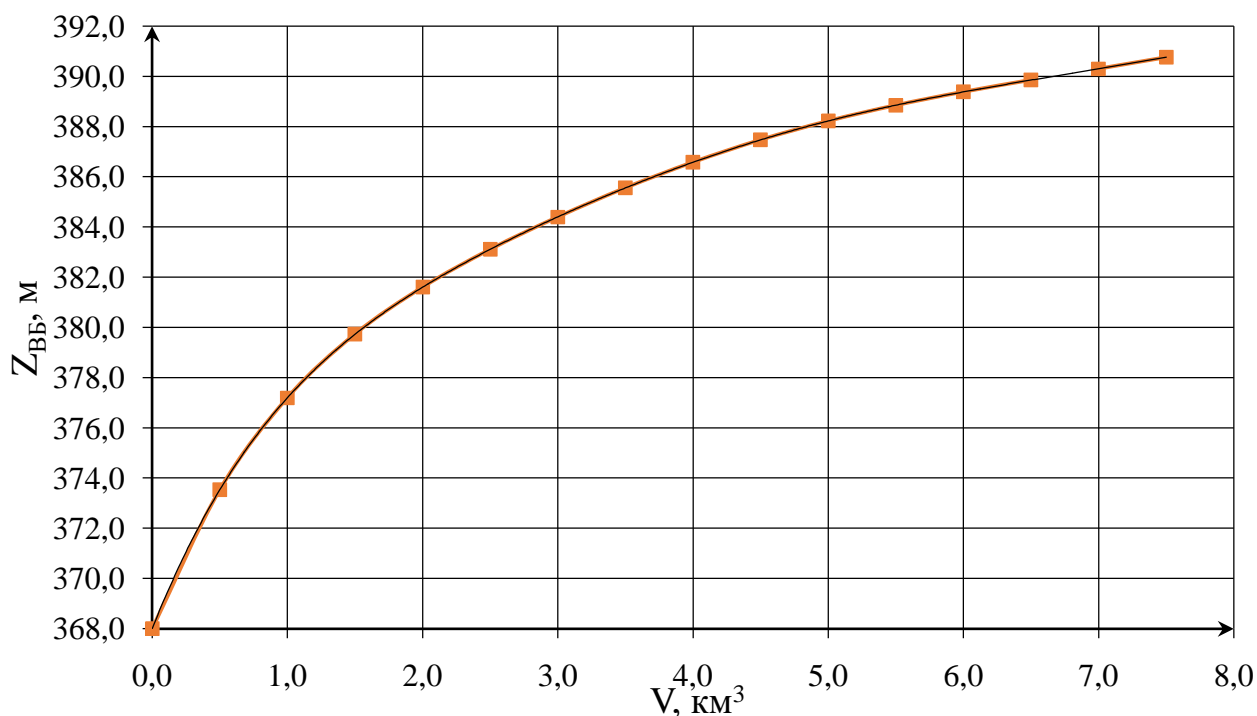


Рисунок 1.2 – Кривая связи $Z_{ВВ} = f(V)$

1.3 Инженерно-геологические условия

Профиль створа состоит из грунтовых оснований, гранитами. Мощность данных отложений достигает десятков метров, очевидно, что именно эти геологические образования будут являться несущими для проектируемого сооружения.

1.4 Сейсмические условия

В соответствии с данными сейсмических воздействий, определяемых в ОСР-2016, расчётная сейсмическая интенсивность республики Карелия соответствует 9 баллам по шкале MSK-64.

1.5 Данные об энергосистеме

Проектируемая электростанция входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга и принадлежит к Дагестанскому РДУ.

2 Водно – энергетические расчеты

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

Для выбора расчётных гидрографов год разделён на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу, остальные месяцы составят маловодный период. В данном случае к периоду половодья относятся V, VI, VII месяцы, а к периоду межени относятся I, II, III, IV, VIII, IX, X, XI, XII.

Для определения средних расходов за год, в период межени и в период половодья ранжируется каждая последовательность в порядке убывания и вычисляются обеспеченности по формуле

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

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

n – общее число членов ряда.

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

Ранжированные данные средних расходов в период межени и в период половодья представлены в таблице 2.1 в убывающем порядке.

Таблица 2.1 – Средние расходы за год в период межени и в период половодья

P, %	Q_{ср.год.}, М³/с	Год	Q_{ср.пол.}, М³/с	Год	Q_{ср.меж.}, М³/с	Год
4,2	256	1964	601	1964	141	1964
8,3	214	1969	592	1981	109	1969
12,5	209	1981	585	1982	102	1960
16,7	206	1967	571	1977	99	1967
20,8	205	1968	546	1971	98	1968
25,0	203	1982	533	1966	93	1974
29,2	200	1960	530	1969	86	1970
33,3	199	1977	527	1968	84	1979
37,5	192	1961	525	1967	84	1961
41,7	191	1971	518	1961	84	1973
45,8	188	1966	515	1980	81	1981
50,0	181	1980	496	1960	76	1982
54,2	146	1973	440	1975	75	1977

Окончание таблицы 2.1

P, %	Q_{ср.год.}, м³/с	Год	Q_{ср.пол.}, м³/с	Год	Q_{ср.меж.}, м³/с	Год
58,3	144	1976	382	1976	73	1971
62,5	144	1975	333	1973	73	1966
66,7	138	1970	318	1962	70	1963
70,8	129	1974	295	1970	70	1980
75,0	127	1979	286	1972	64	1976
79,2	119	1962	256	1979	64	1978
83,3	117	1972	255	1965	61	1972
87,5	109	1978	244	1978	53	1962
91,7	107	1963	239	1974	45	1975
95,8	89	1965	219	1963	33	1965

Красным и голубым цветами обозначены маловодные года $P=90\%$, фиолетовым цветом – средневодный год $P=50\%$.

В таблице 2.2 показаны коэффициенты приведения по межени и половодью маловодного и средневодного годов.

Таблица 2.2 – Коэффициенты приведения

Обеспеченность, %	90 (1978г.)	90 (1963г.)	50 (1980г.)
Коэффициент межени	1,00	1,1	1,00
Коэффициент половодья	0,80	0,7	1,09

В качестве расчётного средневодного года принята 50% обеспеченность (1980 год). Так как коэффициент межени получился, равен 1, то, следовательно, значения расходов в этом году не нуждаются в корректировке.

В таблице 2.3 показаны расходы в расчётном средневодном году.

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном средневодном году $P=50\%$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q_{ср.год}
Q_{год}^{50%}, м³/с	45	58	67	93	627	584	334	126	87	53	55	43	181

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1978 г.

Так как коэффициент межени получился, равен 1, то, следовательно, значения расходов в этом году не нуждаются в корректировке.

Расходы в маловодном году 1978 без корректировки представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расходы в расчётном маловодном году $P=90\%$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q_{ср.год}
Q_{90%}, м³/с	42	56	62	71	239	306	187	123	85	50	49	38	109

Сравнение расходов в средневодном 1980 и маловодном 1978 годах приведено в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Сравнение расходов средневодного ($P=50\%$) и маловодного ($P=90\%$) годов

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	3	2	5	21	388	278	147	3	2	3	6	5

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.1.

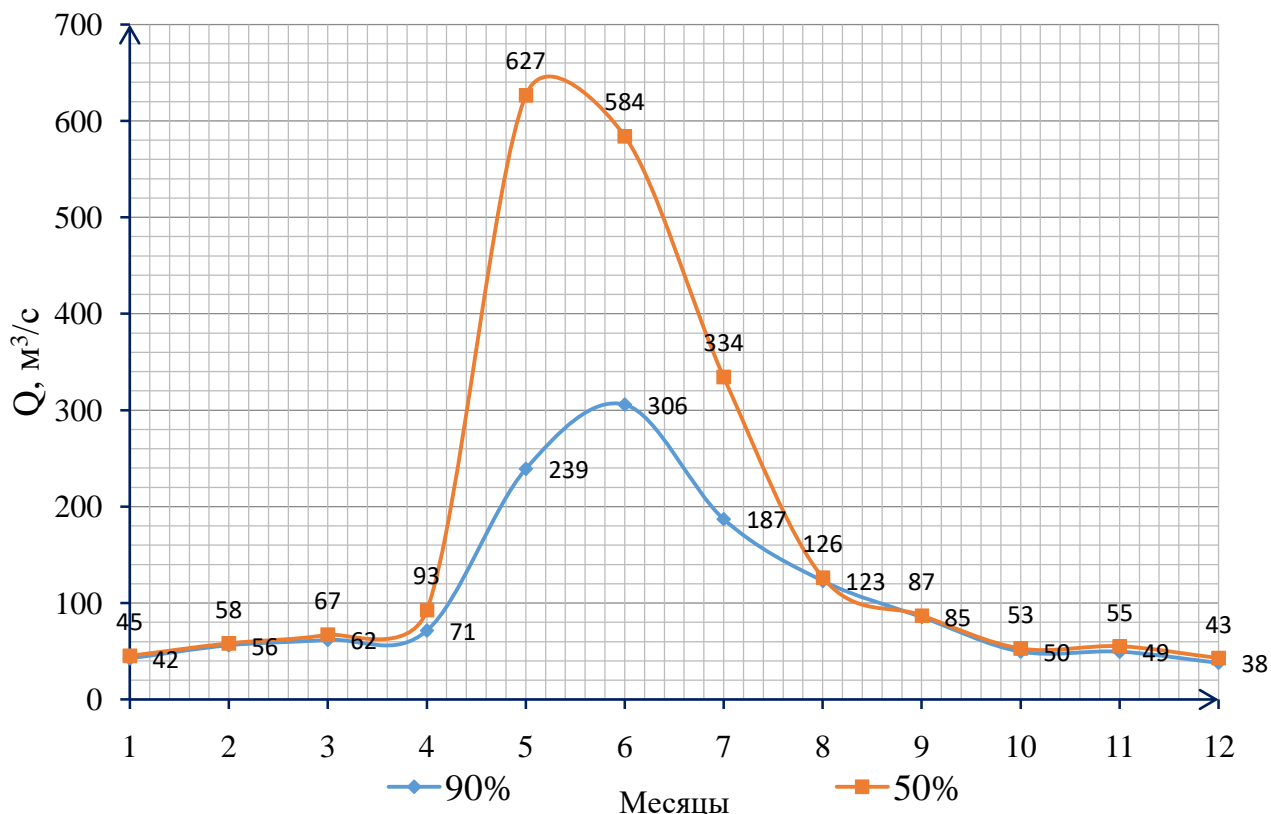


Рисунок 2.1 – Расчетный гидрограф маловодного ($P=90\%$) и средневодного ($P=50\%$) года

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

С сайта системного оператора выбирается типичный зимний день (25.12.19), а также типичный летний (25.06.19). Далее строятся суточные графики нагрузки для зимы и лета.

Данные потребления электроэнергии в ОДУ Юга с пересчётом электропотребления для Дагестанского РДУ, необходимые для построения суточного графика нагрузки, представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные суточной нагрузки зима, лето

Час	ОДУ (МВт) зима	РДУ (МВт) зима	ОДУ (МВт) лето	РДУ (МВт) лето
1	11103	716	9710	627
2	10811	698	9394	606
3	10656	688	9277	599
4	10647	687	9334	602
5	10802	697	9385	606
6	11459	739	9484	612
7	12527	808	9835	635
8	13142	848	10384	670
9	13663	882	11068	714
10	13831	892	11248	726
11	13559	875	11342	732
12	13486	870	11448	739
13	13354	862	11256	726
14	13226	853	11258	726
15	13321	860	11326	731
16	13465	869	11248	726
17	14038	906	11320	730
18	14367	927	11317	730
19	14218	917	11934	770
20	13900	897	12584	812
21	13632	880	12389	799
22	13132	847	11792	761
23	12297	793	11093	716
24	11575	747	10359	668

По данным таблицы 2.6 построены суточные графики нагрузки, представленные на рисунке 2.2.

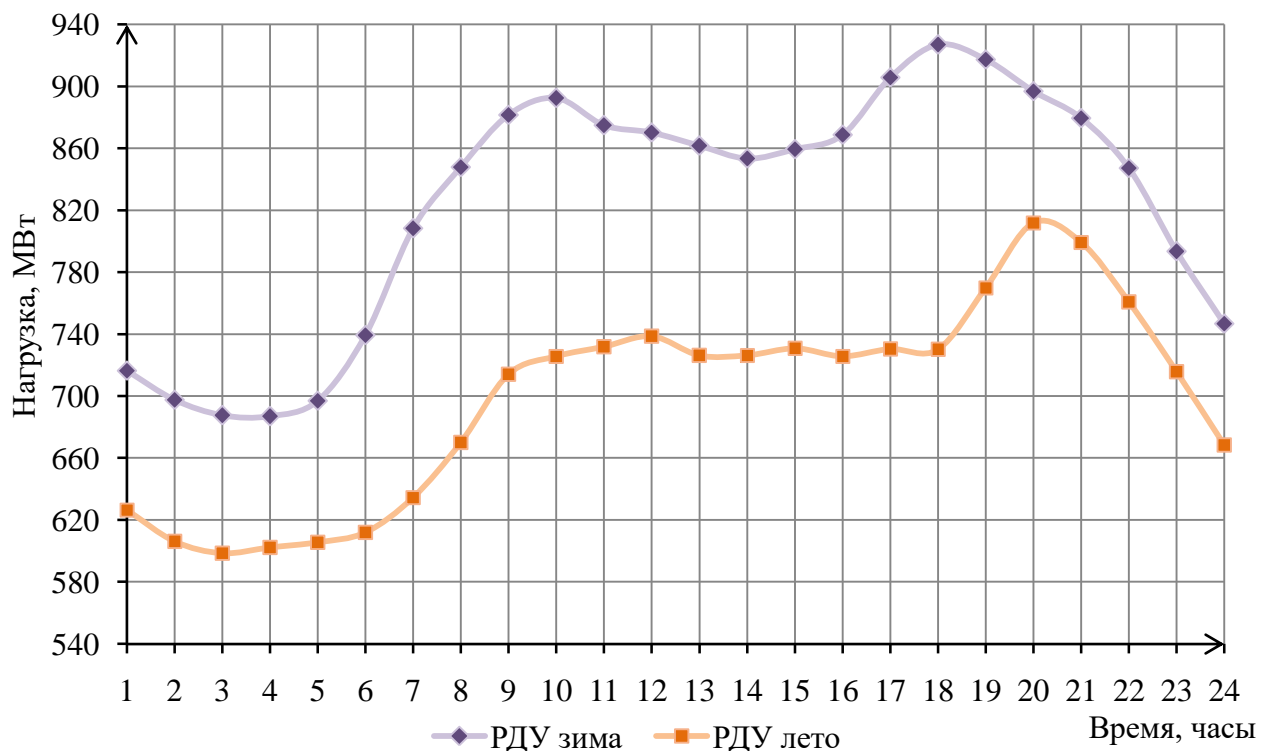


Рисунок 2.2 – Суточные графики нагрузки для зимы и лета

Отношение годовой выработки ОДУ к годовой выработке РДУ:

$$k_{\text{ОДУ/РДУ}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}^{\text{потр}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}^{\text{потр}}} = \frac{103100}{6652,5} = 15,50.$$

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Данные для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы, показанные на рисунке 2.3, представлены в таблице 2.7.

Максимальная нагрузка:

$$P_t^{\text{max}} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.2)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, определяемые по формулам 2.3 и 2.4 соответственно.

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{max}} + P_{\text{лето}}^{\text{max}}}{2}; \quad (2.3)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{max}} - P_{\text{лето}}^{\text{max}}}{2}; \quad (2.4)$$

$$\alpha = \frac{|30^\circ \cdot t - 15^\circ| \cdot 3,14}{180^\circ}. \quad (2.5)$$

Таблица 2.7 – Данные для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

t	α	$\cos \alpha$	P_t^{max}, МВт	P_t^{cp}, МВт
1	0,2617	0,9660	925	821
2	0,7850	0,7074	910	805
3	1,3083	0,2595	884	777
4	1,8317	-0,2579	855	744
5	2,3550	-0,7063	829	716
6	2,8783	-0,9655	814	700
7	3,4017	-0,9664	814	700
8	3,9250	-0,7085	829	716
9	4,4483	-0,2610	854	744
10	4,9717	0,2564	884	777
11	5,4950	0,7051	910	805
12	6,0183	0,9651	925	821

По данным строим график максимальных и средних нагрузок энергосистемы, представленных на рисунке 2.3.

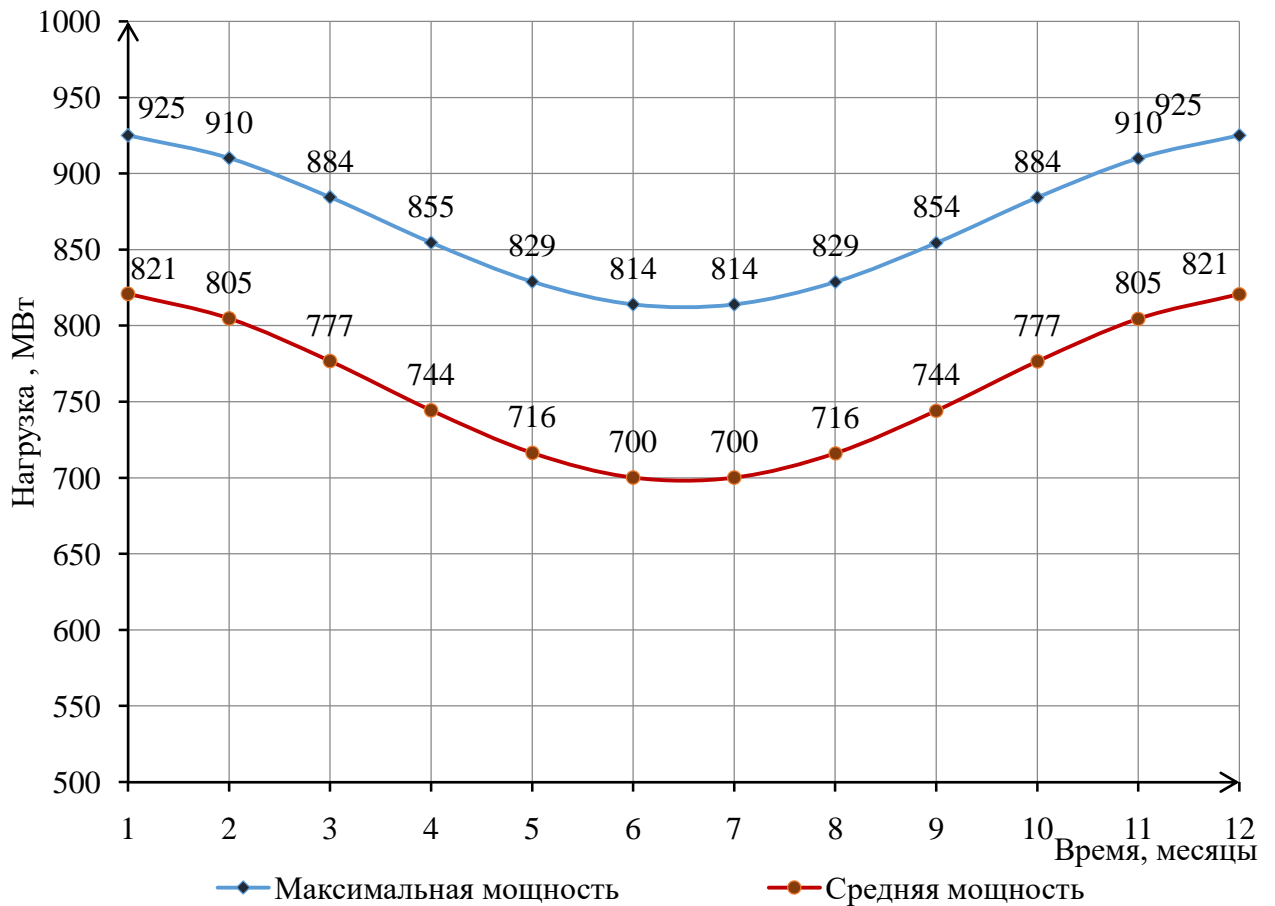


Рисунок 2.3 – График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.4 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

$$N_{\text{быт}} = k_N \cdot Q_{\text{пол}}^{\text{быт}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.6)$$

где k_N – коэффициент мощности, равный 8,5;
 $Q_{\text{пол}}^{\text{быт}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;
 $H_{\text{ГЭС}}$ – напор ГЭС, определяемый по формуле

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} - \Delta h, \quad (2.7)$$

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

$Z_{\text{нб}}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи $Z_{\text{нб}} = f(Q)$;

$\Delta h = 1,5$ м –потери напора в водоподводящих сооружениях.

Результаты расчёта сведём в таблицу 2.8.

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчёт происходит аналогично расчёту режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.8)$$

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

Результаты расчетов по требованиям ВХК представлены таблице 2.9.

Далее, для построения баланса энергии, необходимо сравнить режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку и определить избыточную мощность. Сравнение этих режимов приведено в таблице 2.10.

Таблица 2.8 –Режим работы ГЭС по бытовому стоку при уровне ВБ равном НПУ

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ПОЛ}}^{\text{БЫТ}}, \text{М}^3/\text{с}$	42	56	62	71	239	306	187	123	85	50	49	38
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	336,3	336,7	336,8	337,0	339,6	340,3	339,0	338,0	337,3	336,5	336,5	336,2
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	52	52	52	51	49	48	50	51	51	52	52	52
$N_{\text{БЫТ}}, \text{МВт}$	19	25	27	31	99	125	79	53	37	22	22	17

Таблица 2.9– Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{М}^3/\text{с}$	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32

Таблица 2.10 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{БЫТ}}, \text{МВт}$	19	25	27	31	99	125	79	53	37	22	22	17
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
$N_{\text{БЫТ}} - N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	-13	-7	-5	-1	68	93	47	21	5	-10	-10	-15

$N_{\text{изб}} = 174 \text{ МВт}$; Далее эту мощность необходимо распределить в месяца, когда мощность по ВХК больше бытовой.

Проанализировав данные таблицы 2.10 было установлено, что сработка начинается с 10 месяца (октябрь).

Данные для построения баланса энергии сведены в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Данные для построения графика баланса энергии

Месяц	P_t^{cp} , МВт	$N_{сущ}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{ВХК}$, МВт
1	821	47	19	32
2	805	45	25	32
3	777	43	27	32
4	744	35	31	32
5	716	33	99	32
6	700	32	125	32
7	700	32	79	32
8	716	33	53	32
9	744	35	37	32
10	777	43	22	32
11	805	45	22	32
12	821	47	17	32

По полученным данным построен график баланса энергии, представленный на рисунке 2.4.

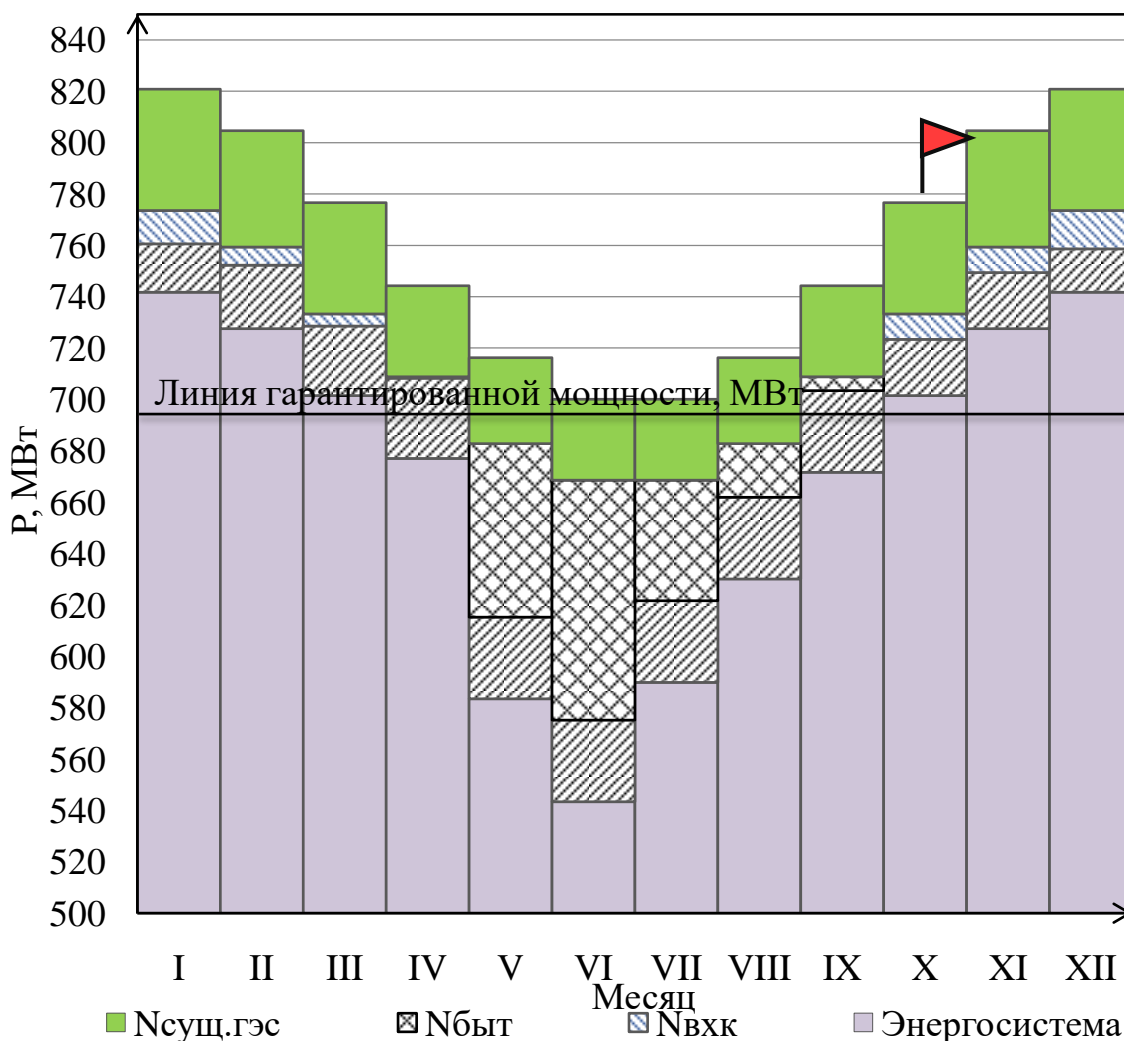


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС маловодного и средневодного годов

В ходе проведения водно-энергетического расчёта определены: режим сработки-наполнения водохранилища; гарантированная мощность проектируемой ГЭС; полезный объём водохранилища и отметка УМО.

Для выполнения ВЭР по коэффициенту зарегулированности стока выбран характер регулирования в створе проектируемой ГЭС.

Коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол.}}}{W_{\text{НПУ}}} = \frac{4,34}{5,23} = 0,83,$$

где $V_{\text{пол}} = 4,34 \text{ км}^3$ – полезный объём водохранилища, равный разнице объёмов при НПУ и УМО;

W – значение годового стока ГЭС, определяемое по формуле:

$$W = \frac{Q_{\text{ср.год}} \cdot t}{10^9} = \frac{165,8 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^9} = 5,23 \frac{\text{км}^3}{\text{с}},$$

где $Q_{\text{ср.год}}$ – среднегодовой расход, м³/с;

t – время годового стока, с.

Исходя из результатов расчёта установлено, что Дуба–Юртская ГЭС имеет многолетнее регулирование стока. Расчёты будем проводить для годового, как частный случай многолетнего регулирования.

После окончательного выполнения водно – энергетического расчёта режима работы ГЭС в маловодном году определена гарантированная мощность ГЭС:

$$N_{\text{гар}}^{\text{январь}} = N_{\text{гар}}^{\text{декабрь}} = 79 \text{ МВт.}$$

Таблица сработки и наполнения водохранилища представлена в приложении А, таблица А.1. Водно-энергетический расчёт в среднем по водности году производится аналогично расчёту в маловодном году и представлен в Приложении А, таблица А.2.

График сработки – наполнения водохранилища годового регулирования представлен на рисунке 2.5.

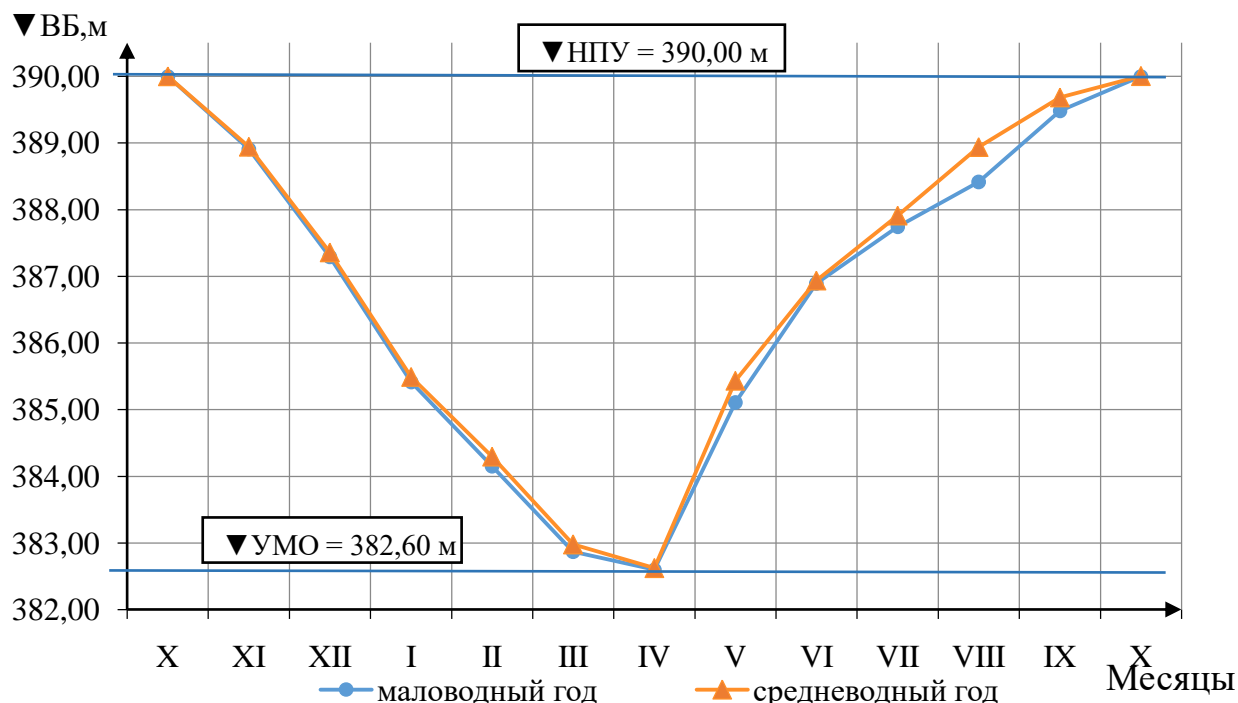


Рисунок 2.5 – График сработки – наполнения водохранилища средневодного и маловодного годов

2.6 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующей электростанции: Миатлинской ГЭС и проектируемой Дуба–Юртская ГЭС. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

Для наглядности графики нагрузки и ИКН зимних и летних суток представлены на рисунках 2.6 и 2.7 соответственно.

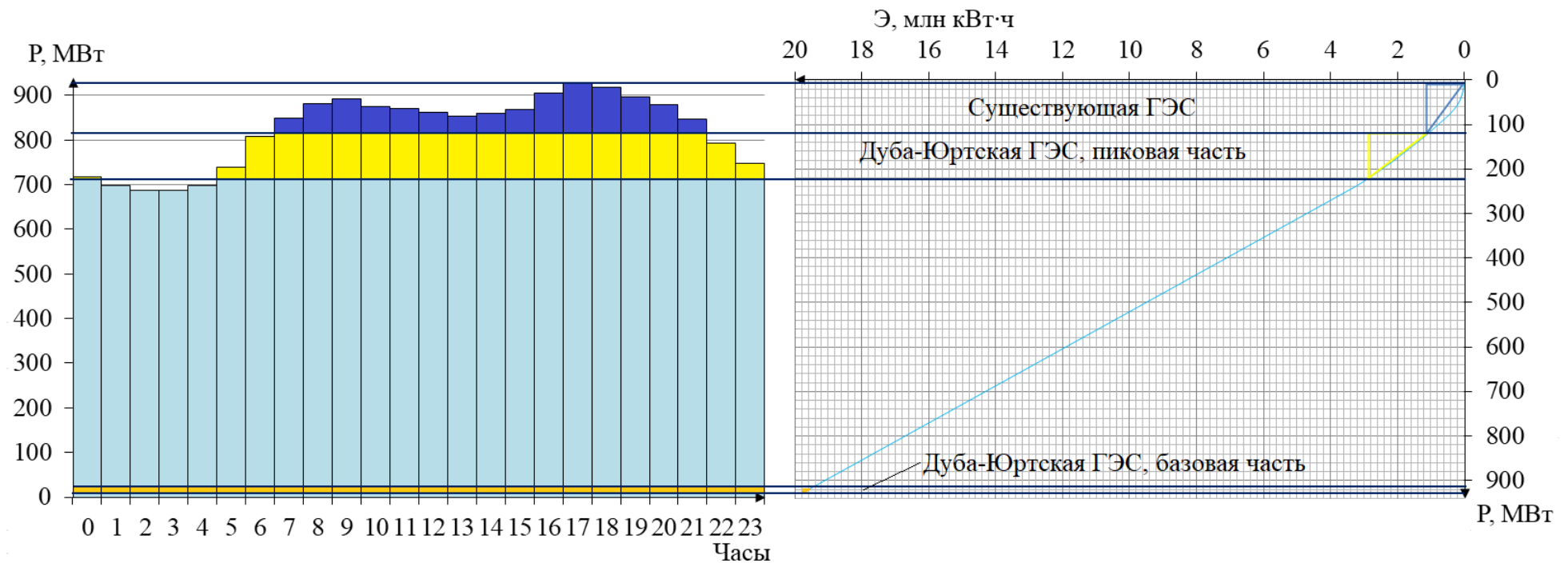


Рисунок 2.6 – График нагрузки и ИКН (январь)

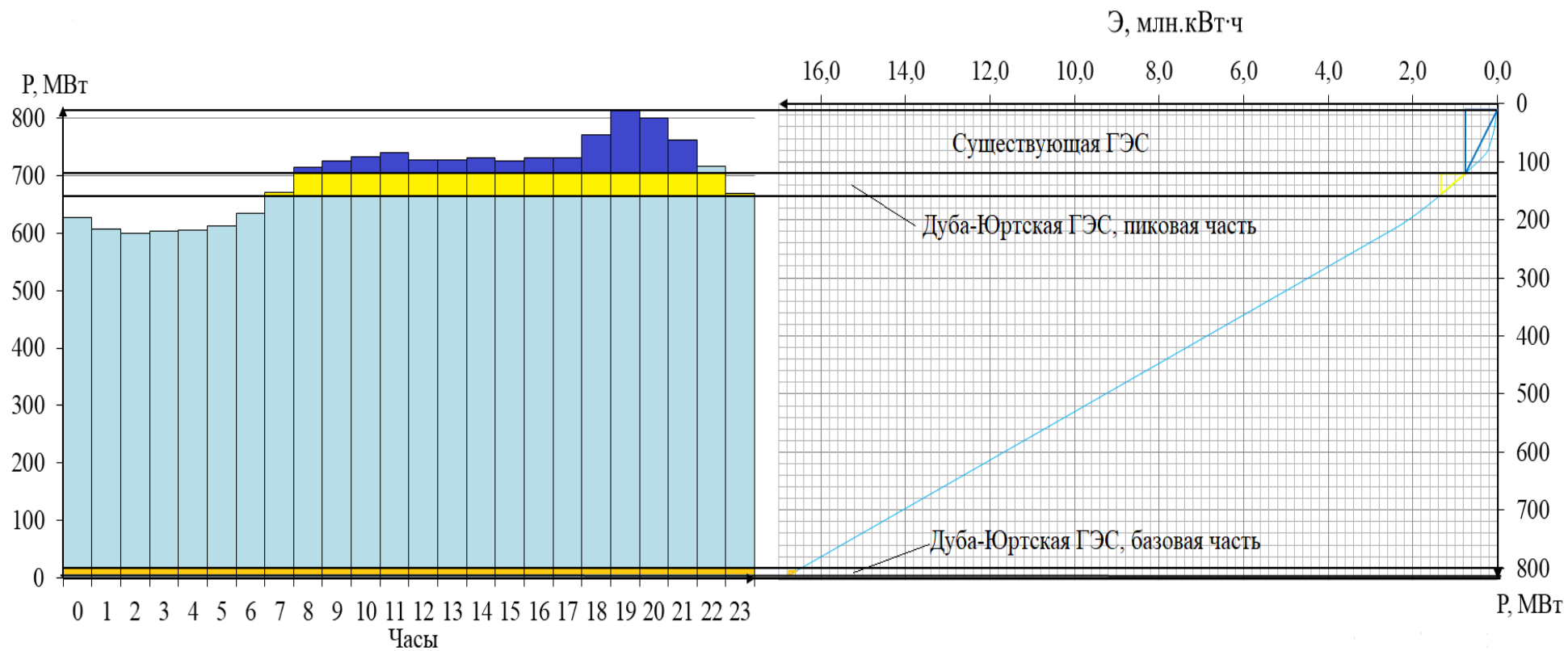


Рисунок 2.7 – График нагрузки и ИКН (июнь)

Гарантированная энергоотдача за сутки (январь):

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = \frac{N_{\text{гар}} \cdot 24}{1000} = \frac{79 \cdot 24}{1000} = 1,9 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч},$$

Часть мощности, которой ГЭС будет покрывать базовую часть графика нагрузки, определяется расходом санитарного попуска:

$$N_{\text{баз}} = k_N \cdot Q_{\text{сп}} \cdot H = \frac{8,5 \cdot 16 \cdot 53}{1000} = 7 \text{ МВт},$$

где k_N – коэффициент мощности;

$Q_{\text{сп}}$ – расход санитарного попуска;

H – напор в данном месяце.

Соответствующая базовой мощности суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз}} = \frac{N_{\text{баз}} \cdot 24}{1000} = \frac{7 \cdot 24}{1000} = 0,17 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч},$$

Пиковая выработка:

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{баз}} = 1,9 - 0,17 = 1,73 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч},$$

На ИКН базовый треугольник вписан ниже существующей ГЭС. Горизонтальный катет, равный пиковой выработке, откладывается на ИКН с пика графика нагрузки. Для определения пиковой опускается перпендикуляр до пересечения с ИКН.

Рабочая мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}} = 100 + 7 = 1,73 \text{ МВт},$$

Аналогичным образом рассчитаны рабочие мощности для оставшихся месяцев. Расчёты сведены в таблицу 2.12.

Таблица 2.12– Расчет рабочих мощностей

Месяц	$N_{\text{сущ}}$	$\mathcal{E}_{\text{сущ}}$	$Q_{\text{с.п.}}$	$Z_{\text{ВБ}}$	$Z_{\text{НБ}}$	H	$N_{\text{баз}}$	$\mathcal{E}_{\text{баз}}$	$Q_{90\%}$	$Z_{\text{ВБ}}$	$Z_{\text{НБ}}$	H	$N_{\text{гар}}$	$\mathcal{E}_{\text{гар}}$	$\mathcal{E}_{\text{пнк}}$	$N_{\text{пнк}}$	$N_{\text{раб}}$
1	110	1,13	16	390	335,5	53,0	7	0,17	42	390	336,3	52,2	79	1,90	1,73	100	107
2	110	1,09	16	390	335,5	53,0	7	0,17	56	390	336,7	51,8	65	1,56	1,39	85	92
3	110	1,04	16	390	335,5	53,0	7	0,17	62	390	336,8	51,7	39	0,94	0,77	59	66
4	110	0,85	16	390	335,5	53,0	7	0,17	71	390	337,0	51,5	31	0,74	0,56	37	44
5	110	0,80	16	390	335,5	53,0	7	0,17	239	390	339,0	49,5	31	0,74	0,56	35	42
6	110	0,76	16	390	335,5	53,0	7	0,17	306	390	338,1	50,4	31	0,74	0,57	35	42
7	110	0,76	16	390	335,5	53,0	7	0,17	187	390	338,8	49,7	31	0,75	0,58	35	42
8	110	0,80	16	390	335,5	53,0	7	0,17	123	390	338,0	50,5	31	0,76	0,58	35	42
9	110	0,85	16	390	335,5	53,0	7	0,17	85	390	337,3	51,2	32	0,76	0,59	37	44
10	110	1,04	16	390	335,5	53,0	7	0,17	50	390	336,5	52,0	39	0,94	0,77	59	66
11	110	1,09	16	390	335,5	53,0	7	0,17	49	390	336,5	52,0	65	1,56	1,39	85	92
12	110	1,13	16	390	335,5	53,0	7	0,17	38	390	336,2	52,3	79	1,90	1,72	100	107

2.7 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 3% P_t^{max} , аварийный резерв составляет 10% от P_t^{max} .

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} \quad (2.9)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна: $N_{уст}^{ГЭС} = 110$ МВт.

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности, проектируемой Дуба-Юртской ГЭС он считается равным нулю. Данные баланса мощности сведены в таблицу 2.13.

Баланс мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.8.

Таблица 2.13 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{авар}$	$P_{нагр}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{авар}$
I	925	93	28	110	6	0	107	3	0	708	19	0	93
II	910	91	27	110	6	0	92	3	0	708	18	0	91
III	884	88	27	110	6	0	66	2	0	708	19	0	88
IV	855	85	26	110	6	0	44	1	0	700	19	0	85
V	829	83	25	110	6	0	42	1	0	677	18	0	83
VI	814	81	24	110	6	0	42	1	0	662	17	59	81
VII	814	81	24	110	6	0	42	1	0	662	17	59	81
VIII	829	83	25	110	6	0	42	1	0	677	18	0	83
IX	854	85	26	110	6	18	44	1	18	700	19	0	85
X	884	88	27	110	6	0	66	2	0	708	19	0	88
XI	910	91	27	110	6	0	92	3	0	708	18	0	91
XII	925	92	28	110	6	0	107	3	0	708	19	0	92

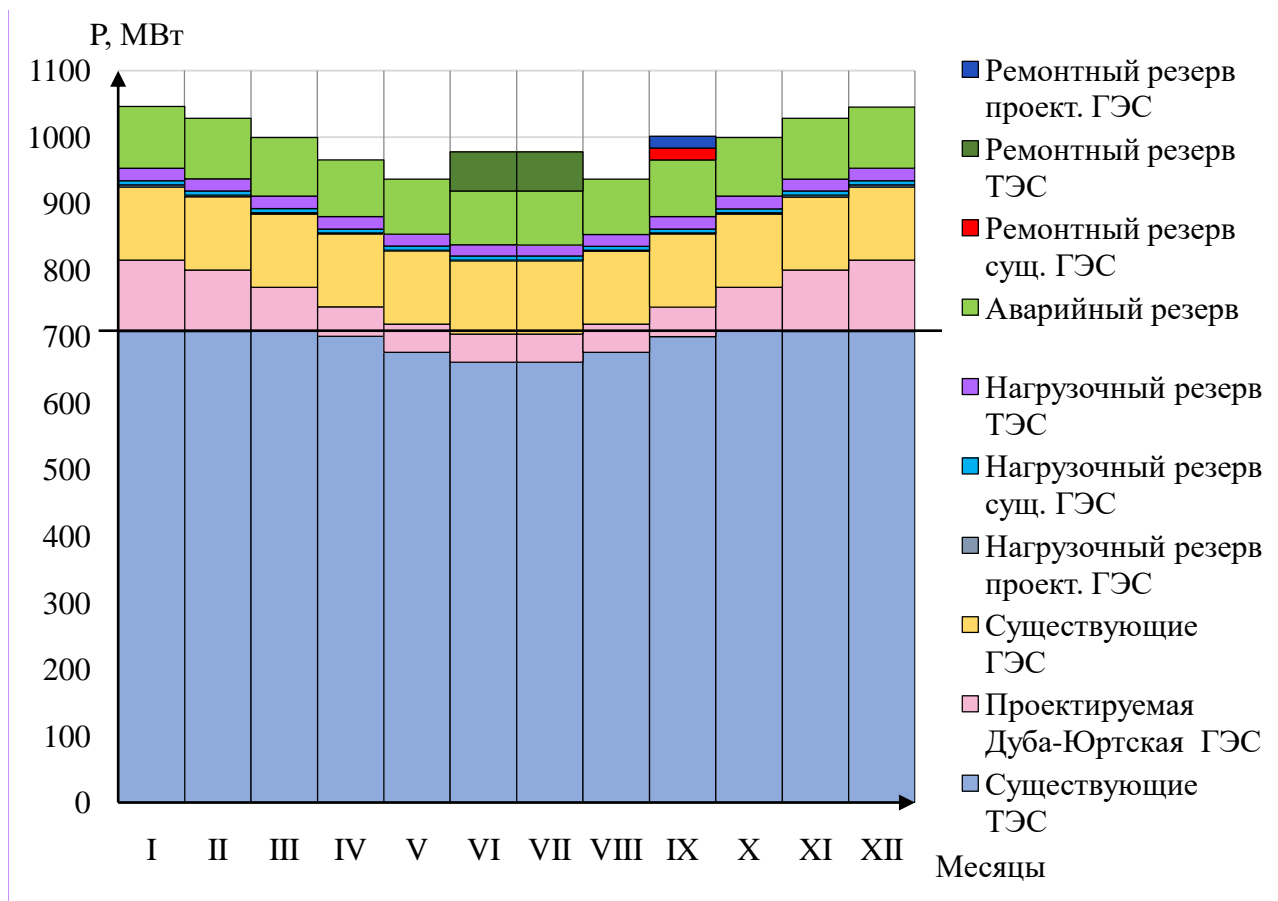


Рисунок 2.8 – Баланс мощности в маловодном году

2.8 Режимное поле

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля и напорных характеристик гидроэлектростанции.

Режимное поле – это область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС.

В таблице 2.14 представлены результаты расчёта режимного поля для проектируемой Дуба-Юртской ГЭС.

Таблица 2.14 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой Дуба-Юртской ГЭС

Кривые связи НБ для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{НБ}	Z _{НБ}	Н _{НПУ}	Н _{УМО}	Н _{расч}	Н	Q	Н	Q
0	335,00	53,50	51,92	52,54	55	238,1	55	297,0
50	336,51	51,99	50,41	51,03	54	242,5	54	294,3
100	337,59	50,91	49,33	49,95	53	247,1	53	291,5
150	338,43	50,07	48,49	49,11	52	251,8	52	288,8

Окончание таблицы 2.14

Кривые связи НБ для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{НБ}	Z _{НБ}	H _{НПУ}	H _{УМО}	H _{расч}	H	Q	H	Q
200	339,13	49,37	47,79	48,41	51	256,8	51	286,0
250	339,73	48,77	47,19	47,81	50	261,9	50	283,2
300	340,26	48,24	46,66	47,28	48,6	269,4	49	280,3
350	340,73	47,77	46,19	46,81	48	272,8	48	277,4
400	341,14	47,36	45,78	46,40	47,5	275,7	47,5	276,0
450	341,48	47,02	45,43	46,06	46,5	281,6	46,9	274,3
500	341,78	46,72	45,13	45,76	45,5	287,8	45,9	271,3
550	342,05	46,45	44,87	45,49	44,5	294,3	44,9	268,3
600	342,30	46,20	44,61	45,24	43,5	301,0	43,9	265,3

По полученным значениям построим режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности.

Режимное поле показано на рисунке 2.9.

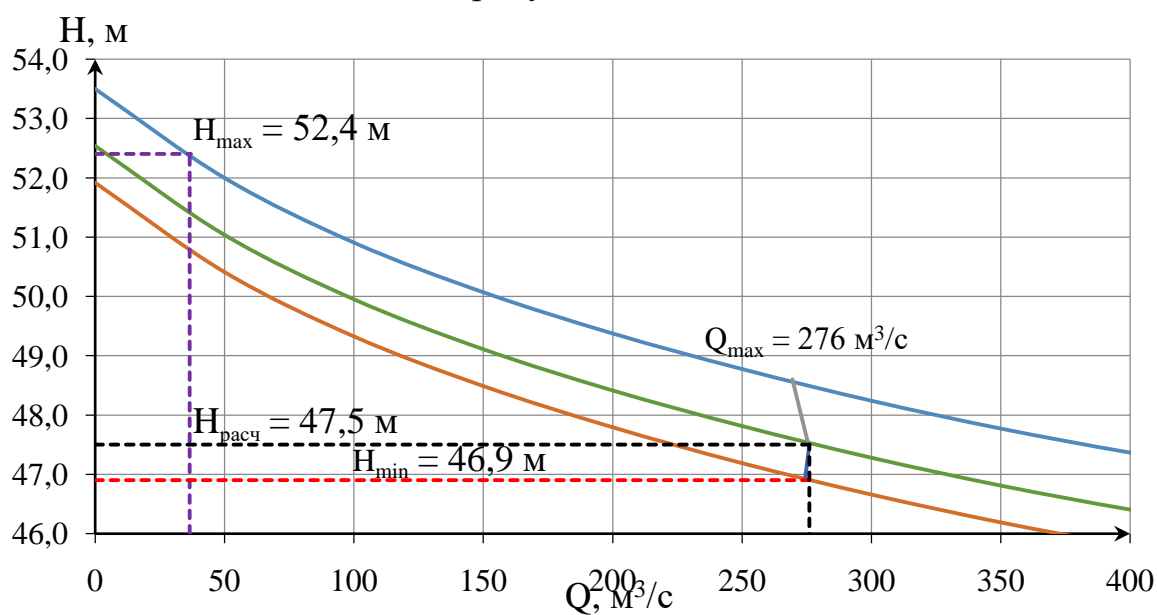


Рисунок 2.9 – Режимное поле проектируемой ГЭС

Из построенного режимного поля определяется:

Максимальный напор $H_{max} = 52,4$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу.

Расчётный напор $H_{расч} = 47,5$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора.

Минимальный напор $H_{min} = 46,9$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Начальным этапом выбора энергетического оборудования является анализ режимного поля. При минимальном расходе в отметке НПУ получается, что максимальный напор равен 52,4 м. Следовательно, выбор выполняется из турбин с максимальным напором 60 и 75 метров. Из каталога это турбины поворотного-лопастных, диагональных и радиально-осевых систем, трёх типов: ПЛ60-В, ПЛД60-В-60 и РО75-В.

Параметры моделей данных гидротурбин сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Параметр		ПЛ60-В	ПЛД60-В60	РО75-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	60	60	75
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50	0,60
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{\text{Iopt}}, \text{ об/мин}$	116	111	83
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{\text{Iopt}}, \text{ л/с}$	1080	1130	1020
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мopt}}$	0,913	0,906	0,920
Приведенный максимальный расход	$Q_{\text{Imax}}, \text{ л/с}$	1 500	1 600	1200
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q_{\text{Imax}})$	0,55	0,65	0,13
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{\text{Iмод}}, \text{ м}$	0,460	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	10	12	4
Температура	$t_{\text{мод}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	21	20	20

При расчетах необходимо задаться диаметрами рабочего колеса. Диапазон диаметров РК для ПЛ60-турбин: 2,5–4,25 м, для ПЛД60-В60-турбин: 2,5–4,25 м, для РО75-В турбин: 2,8–5,3 м.

Далее рассчитывается КПД натурной гидротурбины для каждого диаметра по формуле:

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

где $\eta_{\text{н}}, \eta_{\text{м}}$ – КПД натурной и модельной гидротурбины соответственно;

$\varepsilon=0,75$ – коэффициент, выражающий отношение потерь трения жидкости к гидравлическим потерям;

$D_1, D_{\text{1м}}$ – диаметры натуральных и модельных рабочих колес соответственно;

$H_{\text{р}}^N, H_{\text{м}}$ – напоры расчетный и модельный при установленной мощности и

модельной гидротурбины соответственно;

v_n, v_m – коэффициенты кинематической вязкости, зависящие от температуры, для натурной и модельной гидротурбины соответственно.

Мощность одного агрегата вычисляется по формуле:

$$N_{\text{арп}} = 9,81 \cdot Q_{\text{р.т.}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_t \cdot \eta_r, (3.2)$$

где $Q_{\text{р.т.}}$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_r – КПД гидрогенератора.

Приведенное число гидроагрегатов:

$$Z'_{\text{арп}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_{\text{арп}}}, (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}$ – установленная мощность ГЭС.

Расчитанное число агрегатов $Z'_{\text{арп}}$ округляется в большую сторону до целого Z' . Рекомендовано принимать число агрегатов кратное 2 или 3.

Отсюда уточненная мощность агрегата:

$$N_{\text{арп}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{Z_{\text{арп}}}, (3.4)$$

Расчетная синхронная частота вращения вычисляется по формуле:

$$n'_{1c} = n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta_p \cdot \frac{1}{D_1}}, (3.5)$$

где n'_{1c} – приведенная частота вращения в расчетной точке (определяется из главной универсальной характеристики).

Расчетная синхронная частота вращения определяется округлением до ближайшего большего в ряде значения n_c .

Приведенная частота вращения вычисляется для напоров H_{max} , H_p и H_{min} , по формуле:

$$n'_{\text{I max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(m \cdot H)^{0,5}}, (3.6)$$

где $n_{\text{синх}}$ – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор а станции, соответствующий H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_{\text{р}} \cdot \eta_t = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_r}. (3.7)$$

Для определения окончательного положения расчётной точки на линии $n'_{\text{гр}}$ подобрано такое произведение $Q'_{\text{гр}} \cdot \eta_{\text{т}}$, при котором выполняется равенство 3.6

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_{\text{гр}} \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{N_{\text{а}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_{\text{г}}}. \quad (3.8)$$

Приведённые расходы:

$$Q'_{\text{Imax}} = \frac{Q_{\text{min}}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{min}} \cdot \Delta}}; \quad (3.9)$$

$$Q'_{\text{Imin}} = \frac{Q_{\text{min}}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta}}. \quad (3.10)$$

Расчёты для нескольких диаметров турбин ПЛ60-В, ПЛД60-В-60 и РО75-В сведены в таблицы 3.2, 3.3 и 3.4 соответственно.

Таблица 3.2 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ60–В

D₁, м	2,5	2,65	2,8	3	3,35	3,53	3,75	4	4,25
КПД турбины	0,914	0,915	0,915	0,916	0,917	0,918	0,918	0,919	0,920
N' агр, кВт	27761	31215	34872	40065	50024	55579	62766	71466	80733
z', шт	3,962	3,524	3,154	2,746	2,199	1,979	1,753	1,539	1,363
z, шт	4	4	4	3	3	2	2	2	2
Naгр, кВт	27,5	27,5	27,5	36,67	36,67	55	55	55	55
Δ	1,034	1,035	1,036	1,036	1,038	1,038	1,039	1,040	1,041
n'с₁, об/мин	325,2	306,9	290,6	271,3	243,1	230,8	217,3	203,8	191,9
пс₁, об/мин	375	375	300	272,6	250	250	250	214,3	214,3
n_{IImin}, об/мин	134,6	142,6	120,5	117,2	120,0	126,4	134,2	122,7	130,3
n_{IIгр}, об/мин	133,7	141,7	119,7	116,5	119,2	125,6	133,4	121,9	129,5
n_{IImax}, об/мин	127,3	134,9	114,0	110,9	113,5	119,6	127,0	116,1	123,3

Таблица 3.3 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛД60–В–60

D₁, м	2,8	3	3,35	3,53	3,75	4	4,25	4,5	4,75
КПД турбины	0,921	0,922	0,923	0,923	0,924	0,924	0,925	0,926	0,926
N' агр, кВт	35513	40799	50936	56588	63903	72757	82188	92195	102780
z', шт	3,097	2,696	2,160	1,944	1,721	1,512	1,338	1,193	1,070

Окончание таблицы 3.3

z, шт	4	3	3	2	2	2	2	2	2
Naгр, кВт	27,5	36,67	36,67	55	55	55	55	55	55

Δ	1,033	1,034	1,035	1,036	1,036	1,037	1,038	1,038	1,039
n'с1, об/мин	277,7	259,3	232,3	220,5	207,7	194,8	183,4	173,2	164,2
пс1, об/мин	300	272,6	250	250	214,3	214,3	187,5	187,5	166,7
пНmin, об/мин	120,68	117,45	120,20	126,63	115,27	122,91	114,23	120,91	113,44
пНр, об/мин	119,92	116,70	119,44	125,82	114,54	122,13	113,50	120,15	112,72
пНmax, об/мин	114,17	112,11	113,72	119,80	109,05	116,28	108,07	114,39	107,32

Таблица 3.4 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины РО75–В

D1, м	2,8	3	3,35	3,15	3,75	4	4,25	4,5	4,75
КПД турбины	0,927	0,928	0,929	0,928	0,930	0,931	0,931	0,932	0,932
N' агр, кВт	26591	30546	38130	33693	47830	54453	61506	68990	76906
z', шт	4,137	3,601	2,885	3,265	2,300	2,020	1,788	1,594	1,430
z, шт	4	4	3	3	2	2	2	2	2
Нагр, кВт	27,50	27,50	36,67	36,67	55,00	55,00	55	55	55
Δ	1,038	1,039	1,040	1,040	1,041	1,042	1,043	1,043	1,044
n'с1, об/мин	208,2	194,4	174,2	185,2	155,7	146,0	137,4	129,8	123,0
пс1, об/мин	214,3	214,3	187,5	187,5	166,7	150	150	130,4	125
пНmin, об/мин	85,98	92,09	89,93	84,58	89,45	85,83	91,17	83,90	84,87
пНр, об/мин	85,44	91,51	89,36	84,05	88,89	85,29	90,59	83,37	84,33
пНmax, об/мин	81,35	87,13	85,08	80,02	84,63	81,20	86,25	79,37	80,29

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа ПЛ60-В-280, ПЛ60-В-300, ПЛ60-В-335, ПЛД60-В60-300, РО75-В-280, РО75-В - 315, РО75-В-400.

Данный выбор связан с тем, что число агрегатов проектируемой ГЭС должно выбираться кратным двум или трем, что упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает условия и снижает затраты при проведении егоремонта. Кроме того, точка оптимума должна входить в зону работы турбины конкретного диаметра.

Расчетные и максимальные точки рассматриваемых гидротурбин сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Расчетные и максимальные точки

Наименование	$Q_1 \cdot \eta_{HT}$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	η_{HT}	$Q'_{1max} \cdot \eta_{HT}$	$Q'_{1max}, \text{м}^3/\text{с}$	η_{HT}
ПЛ60-В-280	1,036	1,140	0,911	0,894	0,980	0,911
ПЛ60-В-300	1,202	1,320	0,908	1,038	1,14	0,912
ПЛ60-В-335	0,962	1,060	0,911	0,830	0,930	0,909
ПЛД60-В60-300	1,207	1,340	0,902	1,042	1,150	0,906
РО75-В-280	1,032	1,149	0,9004	0,891	0,975	0,914
РО75-В-315	1,086	1,175	0,897	0,937	1,023	0,916
РО75-В-400	1,006	1,102	0,913	0,869	0,960	0,907

3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Для построения рабочей зоны работы гидротурбины необходимо учесть минимальный расход, пропускаемый в нижний бьеф.

В данном курсовом проекте минимальный расход – это расход на водохозяйственный комплекс, равный 16 м³/с. После построения рабочей зоны для каждой турбины было установлено, что у турбин: ПЛ60-В-280, ПЛ60-В-300, ПЛ60-В-335, ПЛД60-В60-300 точка оптимума не входит в зону работы, соответственно, эти турбины не соответствуют условиям проектирования.

Из оставшихся трех гидротурбин: РО75-В-280, РО75-В-315, РО75-В-400 была выбрана РО75-В-400, так как она обладает рядом преимуществ:

- число агрегатов, равное 2, так как это экономически выгоднее, чем РО75-В-280 и РО75-В-315, потому что тогда количество агрегатов было бы равно 4 и 3 соответственно;
- более высокие значения КПД.

Зоны работы ГТ обозначены на ГУХах и расположены в приложении Б.

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы

Чтобы определить отметку рабочего колеса, нужно учесть её бескавитационную работу:

$$\nabla z_{\text{рк}} = \nabla z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s; (3.11)$$

где $\nabla z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода в нижнем бьефе;

H_s – высота отсасывания для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$H_s = 10,3 - \frac{\nabla_{\text{НБ}}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.12)$$

где $\Delta Z_{\text{х.пл}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин (для РО $\Delta Z_{\text{х.пл}} = 0,5$).

Расчетное значение высоты отсасывания определяется одного из трех неблагоприятных режимов работы турбины, то есть в режимах работы, при котором возникает кавитация.

После определения расчетных значений высот отсасывания определяют отметку установки рабочего колеса. Наименьшая отметка отмечается на компоновочном чертеже установки.

Результаты расчёта высот отсасывания представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Высоты отсасывания

Турбина	D_1 , м	z_a	n_{c1} , об/мин	N_{agr} , кВт	H_{Smin} , м	H_{Sp} , м	H_{Smax} , м	z_{pk}^{min} , м
PO75-B	4,0	2	150	55000	1,45	1,12	2,28	338,89

Выбрана турбина PO75-B-400, что обусловлено следующим:

- высота отсасывания обеспечивает допустимое и минимальное заглубление рабочего колеса, не превышает шести метров т.к. маш. зал находится на скальном основании;

- на данную турбину подобран серийный генератор, подходящий мощности;

- количество гидроагрегатов оптимально;

- турбина имеет наибольший к.п.д. в рабочей точке;

- расположение рабочей зоны находится в зоне максимального к.п.д.

В приложении Б, в рисунке Б.1. представлена зона работы гидротурбины.

3.4 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины PO75-B-300

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлическая спиральная камера ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зубца, служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для конкретной турбины выбирают высоту направляющего аппарата $b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 4 = 1,4$ м и угол обхвата $\varphi = 345^\circ$; и высоту статора $b_1 = b_0 + 0,02 = 1,420$ м.

Основные размеры статора для $D_1 = 4$ м:

$$D_a = 6,15 \text{ м}$$

$$D_b = 5,32 \text{ м}$$

$$D_4 = 6,50 \text{ м}$$

$$R_4 = 3,25 \text{ м}$$

$$h_1 = 0,35 \text{ м.}$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 1,420 + 2 \cdot 0,35 = 2,12 \text{ м.}$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимают по графику $v_{cp} = f(H_p)$, откуда $v_{cp} = 6,2 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычисляем расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{276 \cdot 345}{360} = 264,5 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{264,5}{6,2} = 42,66 \text{ м.}$$

Радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{42,66}{3,14}} = 3,69 \text{ м.}$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 3,25 + \sqrt{3,69^2 - \left(\frac{2,12}{2}\right)^2} = 6,78 \text{ м.}$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + r_{\text{вх}} = 6,79 + 3,69 = 10,46 \text{ м.}$$

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

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (a - \sqrt{a^2 - r^2})}{\varphi} = \frac{360 \cdot (6,78 - \sqrt{6,78^2 - 3,69^2})}{345} = 1,14.$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = \frac{345}{360} = 0,96.$$

Последовательно задавая ряд значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитываем все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} \quad (3.13)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x \quad (3.14)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} \quad (3.15)$$

Расчет сечений металлической спиральной камеры представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет сечений металлической спиральной камеры

p°	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
-	φ/c	$2 \cdot R_4 \cdot [2]$	$[3] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$([4])^2$	$[5] + [2]$	$[6]^2$	$[7] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$[8]^2$	$R_4 + [6]$	$[9] + [10]$
-	-	M	M	M^2	M	M^2	M^3	M	M	M
345	0,958	1,089	7,079	5,955	2,440	3,529	12,456	13,580	3,685	6,779
330	0,917	1,042	6,771	5,647	2,376	3,418	11,683	12,807	3,579	6,668
315	0,875	0,994	6,463	5,339	2,311	3,305	10,923	12,047	3,471	6,555
300	0,833	0,947	6,155	5,032	2,243	3,190	10,177	11,300	3,362	6,440
285	0,792	0,900	5,848	4,724	2,173	3,073	9,444	10,567	3,251	6,323
270	0,750	0,852	5,540	4,416	2,101	2,954	8,725	9,848	3,138	6,204
255	0,708	0,805	5,232	4,108	2,027	2,832	8,019	9,143	3,024	6,082
240	0,667	0,758	4,924	3,801	1,950	2,707	7,328	8,452	2,907	5,957
225	0,625	0,710	4,616	3,493	1,869	2,579	6,652	7,776	2,788	5,829
210	0,583	0,663	4,309	3,185	1,785	2,448	5,991	7,114	2,667	5,698
195	0,542	0,616	4,001	2,877	1,696	2,312	5,344	6,468	2,543	5,562
180	0,500	0,568	3,693	2,570	1,603	2,171	4,714	5,838	2,416	5,421
165	0,458	0,521	3,385	2,262	1,504	2,025	4,100	5,223	2,285	5,275

Примечание: в квадратных скобках указан номер графы, из которых в расчетные выражения подставляются требуемые величины.

Так как для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты $(\varphi = 0; R = \frac{3,9}{2})$.

Принимаем значение R_{φ} в зависимости от угла φ : $R_{(\varphi=150)} = 2,52$ м.

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{2,12}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 1,85 \text{ м (3.24)}$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_2(\varphi=150) = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = \frac{7,27 - (3,25 + 1,85 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 7,27 \text{ м.}$$

Расчет размеров эллиптических сечений представленный в таблице 3.7.
Таблица 3.7 – Размеры эллиптических сечений металлической спиральной камеры

Для круглого сечения			
φ°	$p_1, \text{м}$	$R, \text{м}$	$p_2, \text{м}$
150	1,85	7,27	2,25
135		6,97	2,07
120		6,65	1,87
105		6,31	1,66
90		5,94	1,44
75		5,51	1,18
60		5,05	0,89
45		4,55	0,59

По полученным данным строим спиральную камеру, рисунок 3.1.

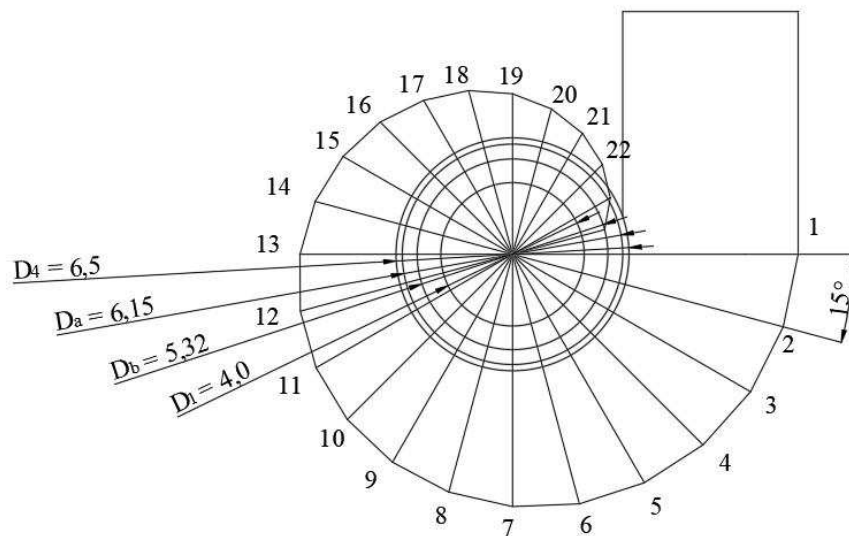


Рисунок 3.1 – Спиральная камера

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Для выбора гидрогенератора необходимо знать следующие данные: частота вращения, мощность агрегата и число пар полюсов.

Число полюсов:

$$2p = \frac{2 \cdot 60 \cdot f}{n} = \frac{2 \cdot 60 \cdot 50}{150} = 40,$$

где f – частота сети, в ОЭС России частота сети равна 50 Гц;

n – частота вращения агрегата.

$n_{\text{син}} = 150$ об/мин.

По каталогу выбираем гидрогенератор СВ-808/130-40У4, основные характеристики представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Основные характеристики генератора СВ-808/130-40У4

$P_{\text{ном}},$ МВт	$S_{\text{ном}},$ МВА	$n_{\text{ном}},$ об/мин	$\cos\phi_{\text{ном}}$	Система возбуждения	Общая масса, т	Диаметр активной стали, мм	Высота активной стали, мм	Исполнение
55	60,5	150	0,85	Электро- машинная	240	8080	1300	подвесное

Расхождение по мощности агрегата и генератора составит примерно 10 %, это допускается.

3.6 Расчет вала на прочность

Вал является связующим звеном между гидротурбиной и гидрогенератором. Он воспринимается крутящие и сжимающие нагрузки. Расчет вала ведется по крутящим нагрузкам.

Крутящий момент на валу:

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}} = 0,00974 \cdot \frac{55000}{150} = 3,57 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

Отсюда наружный диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{3,57}{32,5} \right)^{0,33} = 0,83 = 0,85 \text{ м}.$$

где $[\tau_{доп}] = 32,5$ – это допустимое скручивающее усилие на валу.

Полученное значение диаметра округлено до стандартного. При D менее 1000 мм, стандартное значение кратно 50. Наружный диаметр вала принимаем $D_B = 0,85$ м.

4 Компонировка и состав сооружений гидроузла

4.1 Определение класса сооружения

На основании исходных данных определён класс ГТС.

1) Класс основных ГТС в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований – III.

2) Класс основных ГТС в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации – III.

3) Класс ГТС в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий – III.

В конечном итоге Дуба-Юртская ГЭС относится к III классу ГТС. Обеспеченность расхода принята равной 3%.

4.2 Определение гребня бетонной плотины и гребня быка

За отметку гребня плотины принимается:

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

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

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run 1\%} + a, \quad (4.2)$$

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$h_{run 1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

a – конструктивный запас, $a = 0,4$ м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где $V_w = 20$ м/с – расчетная скорость ветра;

K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V_w) \cdot 10^{-7}, \quad (4.4)$$

$L = 1582$ м – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$;

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{390 - 368}{2} = 11 \text{ м,}$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 21 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20^2 \cdot 1582}{9,81 \cdot 11} \cdot \cos 0^\circ = 0,0123 \text{ м,}$$

$$k_w = 3(1 + 0,3 \cdot 20) = 21 \cdot 10^{-7}.$$

Высота наката ветровых волн определяется по формуле:

$$h_{run 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (4.5)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициент шероховатости и проницаемости откоса, принимаемый, учетом того, что откос укреплен железобетонными плитами;

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, учитывающий скорость ветра и принимаемый по;

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны.

Для нахождения k_{run} найдем безразмерные величины $\frac{gL}{V_w^2}$, $\frac{gt}{V_w}$

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1582}{20^2} = 38,90,$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8,$$

где t – период действия ветра, принимается $t = 21600$ с.

По графику снимаем величины $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ для полученных значений $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$ по верхней огибающей кривой, результаты которых представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты, полученные из графика

Величины	$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = 38,90$	$\frac{g \cdot t}{V_w} = 10594,8$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$	1,25	4,1
$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	0,011	0,092

Принимаем наименьшие значения $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,011$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,25$ и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,011 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,011 \cdot 20^2}{9,81} = 0,45 \text{ м,}$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,25 \cdot V_w}{g} = \frac{1,25 \cdot 20}{9,81} = 2,55 \text{ с,}$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,55^2}{2 \cdot 3,14} = 10,14 \text{ м,}$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2} = 11 \geq 1,16 \rightarrow \text{условие выполняется, т. е. зона глубоководная.}$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,15 \cdot 0,45 = 0,96 \text{ м,}$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$, $k_i = 2,15$.

Коэффициент k_{run} определим исходя из выражения по графику:

$$\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{10,14}{0,96} = 10,52,$$

Принимаем $k_{run} = 2,25$.

$$h_{run 1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,25 \cdot 0,96 = 2,73 \text{ м,}$$

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 2,73 + 0,0123 + 0,4 = 3,15 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка гребня плотины по формуле 4.1 равна:

$$\nabla_{III} = 390 + 3,15 = 393,15 \text{ м.}$$

4.3 Гидравлический расчет

4.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{осн.расч} = Q_{max.осн} - Q_{вв} - (n - 1) \cdot Q_{га}, \quad (4.6)$$

где $Q_{max.осн}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,5% для III класса сооружений;

n – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{га}$ – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{осн.расч} = 579,82 - 9,64 - (2 - 1) \cdot 124,9 = 445,28 \text{ м}^3/\text{с,}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{осн.расч}}{q_v}, \quad (4.7)$$

где q_v – удельный расход на водосливе,

q_p – удельный расход на рисберме,

$h_{нб}$ – глубина воды в НБ, определяемая по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$, при $Q_{max.осн}$,

$v_{доп}$ – допустимая скорость на рисберме, равная 5,0 м/с, т.к. грунт, слагающий дно реки – скала.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = v_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}} = 5,0 \cdot 5,0 = 25,0 \text{ м}^3/\text{с},$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 25,0 = 31,25 \text{ м}^3/\text{с},$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{445,28}{31,25} = 14,11, \text{ м},$$

Разбиваем водосливной фронт на отдельные отверстия, приведя ширину пролета к стандартному значению, при этом фронт должен быть больше или равен расчетному.

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

где n – число пролётов,

b – стандартная ширина пролёта, принимается 8 м.

4.3.2 Определение отметки гребня водослива

Определяем напор на гребне водослива без учёта сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.8)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

$$H_{01} = \left(\frac{445,28}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,48 \text{ м},$$

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.9)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления,

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.10)$$

где b – ширина пролёта,

n – число пролётов,

$\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев,

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{5,76}{8} = 0,92,$$

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{445,28}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,78 \text{ м},$$

Напор на гребне водослива определяется как:

$$H_B = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (4.11)$$

$$\text{где } v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1) \cdot \delta_B)}, \quad (4.12)$$

где $\delta_B = (0,20 \div 0,25)b = 0,20 \cdot 8 = 1,6 \text{ м}$ – толщина разрезного быка.

При разрезке толщина быка увеличивается на 1 метр:

$$\delta_B = 1,6 + 1 = 2,6 \text{ м}.$$

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_0 = \frac{445,28}{(390 - 368)(16 + (2 - 1) \cdot 2,6)} = 1,15 \text{ м/с}.$$

Напор на гребне водослива:

$$H_B = 5,79 - \frac{1,1 \cdot 1,15}{2 \cdot 9,81} = 5,72 \text{ м},$$

Стандартное значение $H_{\text{ст}} = 6,0 \text{ м}$.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 390 - 6,0 = 384,0 \text{ м.}$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 384,0 + 1,6 \cdot 6,0 = 393,6 \text{ м.}$$

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта - наибольшую из: $\nabla ГГП = 393,15 \text{ м}$, $\nabla ГВ = 384,0 \text{ м}$, $\nabla ГБ = 393,6 \text{ м}$.

За отметку плотины принимаем: $\nabla ГБ = 393,6 \text{ м}$.

4.3.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицеру

Очертание оголовка строится по координатам Кригера-Офицера, где координаты перемножаются на $H_{ст} = 6 \text{ м}$.

Вычисленные координаты для построения оголовка профиля с $m = 0,49$ представлены в таблице 4.2.

Кроме этого, для дельнейших построений в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе, был найден радиус сопряжения $R = 7,2 \text{ м}$.

Таблица 4.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№	x	y	x*	y*
1	0	0,126	0,000	1,008
2	0,1	0,036	0,800	0,288
3	0,2	0,007	1,600	0,056
4	0,3	0,000	2,400	0,000
5	0,4	0,006	3,200	0,048
6	0,5	0,027	4,000	0,216
7	0,6	0,060	4,800	0,480
8	0,7	0,100	5,600	0,800
9	0,8	0,146	6,400	1,168
10	0,9	0,198	7,200	1,584
11	1	0,256	8,000	2,048
12	1,1	0,321	8,800	2,568
13	1,2	0,394	9,600	3,152
14	1,3	0,475	10,400	3,800
15	1,4	0,564	11,200	4,512
16	1,5	0,661	12,000	5,288

Форма оголовка водосливной плотины представлена на рисунке 4.1.

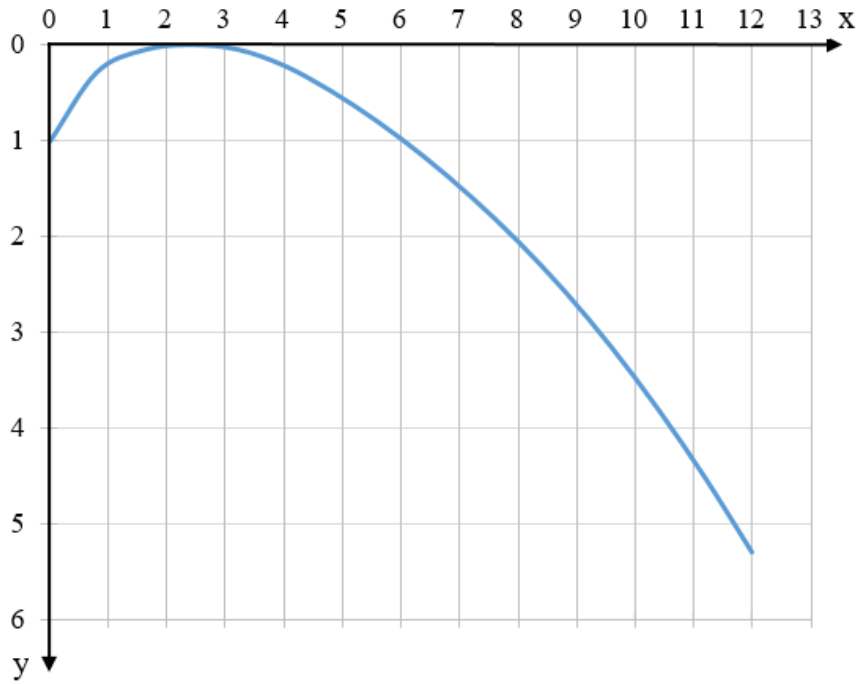


Рисунок 4.1 – Оголовок водосливной плотины

4.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Принимаем сопряжение бьефов с донным режимом. Определим параметры гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}}, \quad (4.13)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1;

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 445,28^2}{(16 + (2 - 1) \cdot 1,6)^2 \cdot 9,81}} = 4,16 \text{ м,}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 390 - 368 = 22 \text{ м,}$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{22}{4,16} = 5,29,$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 1$ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ''_c :

$$\xi_c = 0,34, \xi''_c = 2,30.$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,34 \cdot 4,16 = 1,41 \text{ м},$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,30 \cdot 4,16 = 9,56 \text{ м}.$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_c = 9,56 \text{ м} > h_{НБ} = 5,0 \text{ м}$, имеем отогнанный прыжок.

где $h_{НБ}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\max.осн.}$.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Применим гашение избыточной энергии с помощью водобойной стенки.

4.3.5 Расчет водобойной стенки

Рассчитаем высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст}, \quad (4.14)$$

где $H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой, равный:

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2}, \quad (4.15)$$

q – удельный расход, равный:

$$q = \frac{Q_{осн.расч.}}{B + (n-1) \cdot \delta_B}, \quad (4.16)$$

$$q = \frac{445,28}{16 + (2 - 1) \cdot 1,6} = 25,3 \frac{\text{м}^2}{\text{с}},$$

σ – коэффициент запаса, $\sigma = 1,1$;

m – коэффициент расхода в зависимости от типа стенки, равный 0,49.

$$H_{ст} = \left(\frac{25,3}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 25,3^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 9,56)^2} = 4,82 \text{ м,}$$

Высота водобойной стенки по формуле (4.30):

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 9,56 - 4,82 = 5,70 \text{ м.}$$

Схема водобойной стенки представлена на рисунке 4.2.

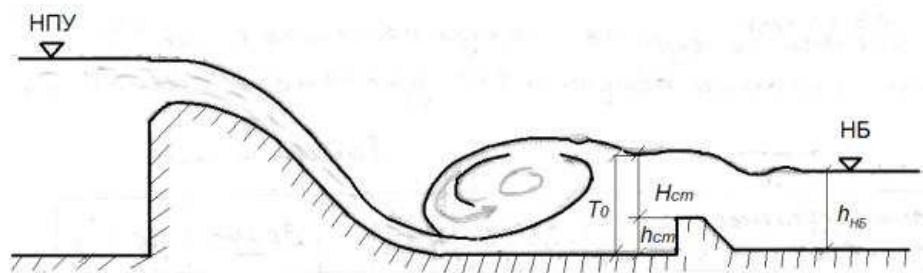


Рисунок 4.2 – Схема к расчёту водобойной стенки

После определения высоты стенки $h_{ст}$ необходимо проверить условие сопряжения бьефов за стенкой:

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст}, \quad (4.17)$$

$$T_0 = 5,70 + 4,82 = 10,51 \text{ м.}$$

Вычисляем отношение по формуле:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{10,97}{4,16} = 2,53.$$

Аналогично предыдущему расчёту определяем:

$$\xi_c = 0,54, \quad \xi_c'' = 1,20;$$

Определяем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,54 \cdot 4,16 = 2,24 \text{ м,}$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 1,20 \cdot 4,16 = 4,98 \text{ м.}$$

Так как $h_c'' = 4,98 \text{ м} < h_{НБ} = 5,0 \text{ м}$, за стенкой образуется затопленный прыжок, чего и требовалось добиться.

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'}, \quad (4.18)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q}{h_c'} = \frac{25,3}{2,24} = 11,3 \text{ м/с,}$$

Тогда толщина водобойной плиты равна:

$$\delta_B = 0,15 \cdot 11,3 \cdot \sqrt{2,24} = 2,00 \text{ м,}$$

Длина водобоя:

$$l_B = (0,75 \div 1) \cdot l_{пр}, \quad (4.19)$$

где $l_{пр}$ – длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9h_c' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 4,98 - 2,24) = 18,08 \text{ м,}$$

$$l_B = 0,75 \cdot 18,08 = 13,60 \text{ м.}$$

Длину водобойной плиты принимаем равной 14 м.

4.4. Конструирование бетонной плотины

4.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

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, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B = (0,7 \div 0,8) \cdot H, \quad (4.20)$$

где H – напор на водосливе, равный

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 390 - 366 = 24 \text{ м},$$

$$B = 0,73 \cdot 24 = 17,5 \text{ м}.$$

4.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочные. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по каждому быку, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}} = 5,4 + 2,6 = 8 \text{ м},$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-деформационных швов принимаем равной 1 см на расстоянии 4 см от лицевых граней гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

4.4.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в виде полукруга. Бык имеет разрезную конструкцию, т.е. по его оси проходят швы, отделяющие секции водосливной плотины. Бык данной конструкции имеет два пазовых перешейка, каждый из которых толщиной 0,8 м. Глубина пазов рабочих затворов, равна 0,8 м.

Расстояние между затворами принимаем 1,0 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

4.4.4 Устои

На Дуба-Юртской ГЭС предусмотрен один вид устоя сопрягающий, так как ГЭС является деривационной.

Сопрягающий устой, находящийся ближе к левому берегу, предназначен для защиты левобережной бетонной плотины, примыкающей к водосливу, от размыва водой, проходящей через водослив, а также является опорой для плоских затворов водосливной плотины. Сопрягающий устой со стороны правого берега служит защитой правобережной бетонной плотины, примыкающей к зданию ГЭС, от размыва водой, проходящей через гидроагрегаты.

4.4.5 Галереи в теле плотины

Продольная галерея проектируется выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размер цементационной галереи принимаем – 3,0 x 3,5 м.

4.4.6 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину пешеходной дорожки и место для козлового крана. Ширина автодороги принимается – 4 м, ширина путей козлового крана 7 м. Безопасное расстояние между козловым краном. Расстояние между путями козлового крана и верхней гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 12 м.

4.4.7 Расчет донного водосброса

Рядом с основным поверхностным водосбросом, устраивается аварийный донный водосброс для пропуски воды Q_p :

$$Q_p = Q_{ав} = \frac{4,34 \cdot 10^8}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 27,9 \frac{м^3}{с},$$

где $V_{пол} = 4,34 м^3$ – полезный объем;

$t_{ср} = 6$ месяцев – время сработки.

Определяем местоположение глубинного водосброса с учетом того, что туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии до других полостей. Принимаем минимальное расстояние – 3 м. Назначаем предварительную высоту отверстий $h_{\text{отв}} = 3$ м.

Площадь всех водопрпускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{27,9}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 17,5}} = 1,88 \text{ м}^2,$$

где $\mu = 0,8$ – коэффициент расхода, для водосбросов с плавным входом и небольшой шероховатостью;

$H_{\text{во}}$ – напор над центром выходного сечения.

$$H_{\text{во}} = \text{НПУ} - \left(\text{дно} + 3 + \frac{h_{\text{отв}}}{2} \right) = 390 - \left(368 + 3 + \frac{3}{2} \right) = 17,5 \text{ м}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{1,88}{2} = 0,94 \text{ м.}$$

Разбиваем ширину водосливного фронта на стандартные отверстия:

$$B = n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} = 2 \cdot 1 = 2 \text{ м.}$$

Отверстий должно быть как минимум два. Ширина отверстий должна быть меньше или равна толщине стенки между отверстиями, поэтому принимается $b_{\text{отв}} = 1$ м.

4.5. Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

4.5.1. Цементационная завеса

Так как плотина стоит на скальном основании, то устраиваем цементационную завесу.

Толщина цементационной завесы δ_3 должна быть:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}} = \frac{3,29 \cdot 1,15}{15} = 2,92 \text{ м,}$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для третьего класса принимается равным 1,15;

$J_{cr.m}$ – критический средний градиент напора, принимается в зависимости от вида грунтов в основании, для скального грунта – 15;

ΔH_3 – потеря напора на завесе, равная:

$$\Delta H_3 = 0,7 \cdot H_{max} = 0,7 \cdot 17,0 = 11,9 \text{ м.}$$

где H_{max} – максимальный напор на плотину при НПУ и минимальном УНБ_{пл}равный:

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 390 - 373 = 17,0 \text{ м.}$$

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

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n = 0,065 \cdot B_n = 0,075 \cdot 17,5 = 1,31 \text{ м,}$$

где, B_n – ширина подошвы плотины.

Округляем $l_3 = 3,5$ м.

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа: $l_2 = 4$ м.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = 0,60 \cdot 17 = 10,20 \text{ м.}$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{cr.m}} = \frac{10,2 \cdot 1,20}{15} = 0,82 \text{ м,}$$

где $\Delta H = H_d - H_{as} = 17,0 - 6,8 = 10,2$ м,

H_{as} – напор на цем. завесе,

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 17,0 = 6,8 \text{ м,}$$

H_d – полный фильтрационный напор.

$$H_d = H_{max} = \text{НПУ} - \text{УНБ}_{пл.min} = 17,0 \text{ м.}$$

4.5.2 Дренажные устройства

Диаметр скважин для дренажа принимаем 20 см с шагом 2 м.

Вдоль напорной грани плотины предусмотрим устройства дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выход в галерею.

Глубина дренажа:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав} = 0,6 \cdot 10,2 = 6,12 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр}}, \quad (4.21)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности класса;

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

$$a_{др} \geq \frac{17 \cdot 1,15}{25} = 0,782 \text{ м.}$$

Принимаем $a_{др} = 1,0$ м.

Через дренажные скважины фильтрующаяся вода выводится в галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком.

4.6. Конструктивные элементы нижнего бьефа

4.6.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Предварительная толщина и длина водобоя были определены.

Принимаем $\delta_b = 2,0$ м, $l_b = 14,0$ м в целях удобства проведения строительных работ.

4.6.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеивания потока.

Конструкция рисбермы по течению облегчается. Продольные швы между плитами устраиваются в перевязку.

Под рисбермой устраивается ленточный дренаж и обратный фильтр. Дренажные отверстия в плитах выполняются с шагом 4 метра в шахматном порядке диаметром 20 см.

Длина рисбермы считается по формуле:

$$l_p = (0,4 \div 0,5)l_B = 0,5 \cdot l_B = 0,5 \cdot 14 = 7,0 \text{ м,}$$

Принимаем: $l_p = 7,0 \text{ м.}$

Толщина рисбермы:

$$\delta_p = 0,5 \cdot \delta_B = 0,5 \cdot 2 = 1,0 \text{ м,}$$

Принимаем: $\delta_p = 1,0 \text{ м.}$

4.7 Определение нагрузок на плотину, для основного случая

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

4.7.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad: $S_{пл} = 187 \text{ м}^2, S_{\delta} = 321 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \gamma_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{187 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 2,6} = 3668,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где b – ширина пролета;

γ_{δ} – удельный вес бетона;

δ_{δ} – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot g \cdot \gamma_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{321 \cdot 1,6 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 2,6} = 1259,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f \cdot g} = 0,055 \cdot 68 \cdot \sqrt{68 \cdot 9,81} = 96,6 \text{ кН,}$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (392 - 384 + 0,5) \cdot 8 = 68,0 \text{ м}^2.$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{96,6}{8 + 1,6} = 10,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

4.7.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$W_{ВБ} = \frac{\gamma_В \cdot g \cdot H_В^2}{2} = \frac{1,0 \cdot 9,81 \cdot 24^2}{2} = 2825,3 \text{ кН},$$

где $H_В$ – высота воды в ВБ:

$$H_В = \nabla_{НПУ} - \nabla_{\text{под}} = 390 - 366 = 24 \text{ м}.$$

С нижнего бьефа:

$$W_{НБ} = \frac{\gamma_В \cdot g \cdot H_Н^2}{2} = \frac{1,0 \cdot 9,81 \cdot 5,0^2}{2} = 122,6 \text{ кН},$$

где $H_Н = \nabla_{НБ_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 373 - 368 = 5 \text{ м}$.

$$W_{\text{пр}} = \gamma_В \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1,0 \cdot 9,81 \cdot 10,1 = 99,1 \text{ кН}.$$

4.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_Н \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_В \cdot g = 5 \cdot 17,5 \cdot 1,0 \cdot 9,81 = 858,4 \text{ кН},$$

где $H_Н$ – определяется по формуле выше;

$B_{\text{под}}$ – ширина подошвы.

4.7.4 Сила фильтрационного давления

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 17 = 6,8 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 17 = 2,6 \text{ м,}$$

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot g = 73,5 \cdot 1,0 \cdot 9,81 = 721,0 \text{ кН,}$$

Эюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 4.3.

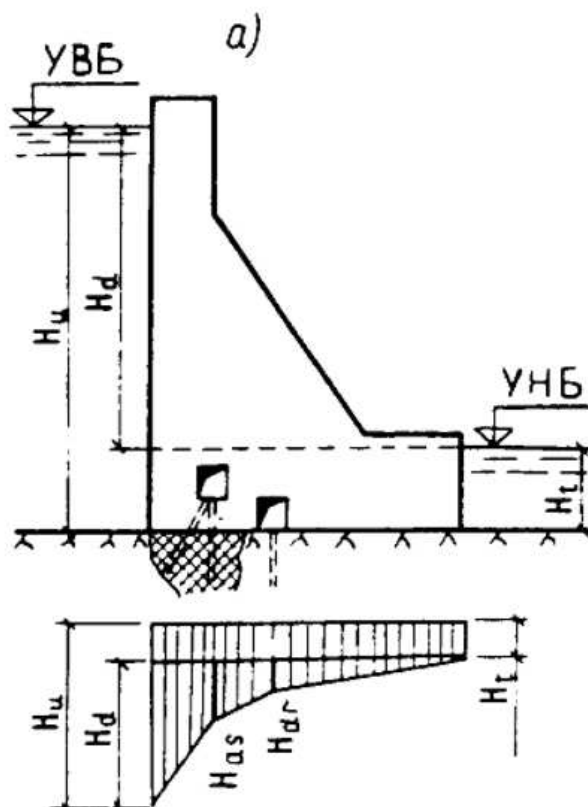


Рисунок 4.3 – Эюра фильтрационного давления.

4.7.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right),$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_n – толщина слоя наносов, $h_n = 3 \text{ м}$;

φ_n – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_n = 20^\circ$.

$$p_H = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 21,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

Равнодействующая давления наносов на 1п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{21 \cdot 3}{2} = 31,5 \text{ кН},$$

4.7.6 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_V \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.22)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,96 \cdot \left(\frac{10,14}{\pi} + \frac{0,29}{2} \right) = 16,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,96$ м;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 10,14$ м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,96^2}{10,14} = 0,29 \text{ м}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10,14}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,96 = 1,3 \text{ м}.$$

4.8 Оценка прочности плотины для основного случая

4.8.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 4.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 4.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{ВБ}$	1	→	2825,3	2825,3	8	+22602,2
$W_{НБ}$	1	←	122,6	122,6	1,67	-204,8
$G_{пл}$	0,95	↓	3668,9	3448,2	2,65	-9236,6
$G_б$	0,95	↓	1259,6	1196,6	3,66	-4379,6
$W_{вз}$	1	↑	858,4	858,4	0	0,0
$W_{ф}$	1	↑	721,0	721,0	4,65	+3352,8

Окончание таблицы 4.3

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
E_H	1,2	→	31,5	37,8	3	+113,4
$W_{волн}$	1	→	16,2	16,2	21,8	+353,2
$q_з$	0,9	↓	10,1	9,1	6,23	-56,4
$W_{пр}$	1	↓	99,1	99,1	6,85	+678,7

$$\sum N = G_{пл} + G_б + q_з - W_{вз} - W_{ф} + W_{пр}, \quad (4.23)$$

$$\sum N = 3668,9 + 1259,6 + 9,1 - 858,4 - 721,0 + 99,1,$$

$$\sum N = 3210,8 \text{ кН.}$$

$$\sum M = 13222,9 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

Расчет крайевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{3210,8}{17,5} + \frac{6 \cdot 13222,9}{17,5^2} = -75,6 \text{ кПа,}$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B_{под}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.24)$$

где H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;
 $m_u^2 = tg\alpha$ – угол между напорной гранью и вертикалью;

$$\sigma_x^u = -70,0 \cdot 0^2 - 10 \cdot 24 \cdot (1 - 0^2) = -240 \text{ кПа.}$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (4.25)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 24 - 70,0) \cdot 0 = 0.$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (4.26)$$

$$\sigma_1^u = -75,6 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 24 \cdot 0^2 = -75,6 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 24 = -240 \text{ кПа.}$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{3210,8}{17,5} - \frac{6 \cdot 13222,9}{17,5^2} = -415,9 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (4.27)$$

$$\sigma_x^t = -415,9 \cdot 0,58^2 - 10 \cdot 5,0 \cdot (1 - 0,58^2) = -173,1 \text{ кПа,}$$

где H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;

$m_t = tg\alpha = tg30^\circ = 0,58$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 5,0 - 422,5) \cdot 0,58 = 212,2,$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (4.28)$$

$$\sigma_3^t = -422,5 \cdot (1 + 0,58^2) + 10 \cdot 5,0 \cdot 0,58^2 = -539,0 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 5,0 = -50 \text{ кПа.}$$

В таблице 4.4 представлены значения краевых напряжений в зависимости от грани.

Таблица 4.4 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
------------	------------	------------	-------------	------------	------------

Напорная грань	-75,6	-240,00	0,00	-75,6	-240,00
Низовая грань	-415,9	-173,1	212,2	-50,00	-539,0

4.8.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность. Условия прочности:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.30)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{1c} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$.

$$R_b \geq \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 539,0}{0,9}$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 689,0$ кН/м².

$$2600 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 689,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-75,6 \text{ кН/м}^2 < 0$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u \quad (4.30)$$

$$75,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 24 = 60 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

4.8.3 Расчет устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.31)$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega \quad (4.32)$$

$$R = 3210,8 \cdot 1,0 + 0 \cdot 17,5 = 3210,8, \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 1,0$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 0 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 17,5 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВВ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n \quad (4.33)$$

$$F = 2825,3 - 122,6 + 16,2 + 31,5 = 2750,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{3210,8 \cdot 0,95}{2750,4 \cdot 0,9} \geq 1,15$$

$$1,23 \geq 1,15$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности (1,265).

4.9 Определение нагрузок на плотину, для поверочного случая

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входит нагрузки постоянные, временные, длительные и

кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

4.9.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad: $S_{пл} = 187 \text{ м}^2$, $S_б = 321 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{187 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 2,6} = 3629,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где b – ширина пролета;

$\gamma_б$ – удельный вес бетона;

$\delta_б$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot g \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{321 \cdot 1,6 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 2,6} = 1259,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f \cdot g} = 0,055 \cdot 68 \cdot \sqrt{68 \cdot 9,81} = 96,6 \text{ кН}$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (392 - 384 + 0,5) \cdot 8 = 68,0 \text{ м}^2.$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{96,6}{8 + 1,6} = 10,1 \text{ кН/м}.$$

4.9.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$W_{ВБ} = \frac{\gamma_В \cdot g \cdot H_В^2}{2} = \frac{1,0 \cdot 9,81 \cdot 26^2}{2} = 3315,8 \text{ кН},$$

где $H_В$ – высота воды в ВБ:

$$H_B = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 392 - 366 = 26 \text{ м.}$$

С нижнего бьефа:

$$W_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_B \cdot g \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{1,0 \cdot 9,81 \cdot 5,3^2}{2} = 137,8 \text{ кН,}$$

где $H_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 373,3 - 368 = 5,3 \text{ м.}$

$$W_{\text{пр}} = \gamma_B \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1,0 \cdot 9,81 \cdot 10,1 = 99,1 \text{ кН.}$$

4.9.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_B \cdot g = 5,3 \cdot 17,5 \cdot 1,0 \cdot 9,81 = 909,9 \text{ кН,}$$

где $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы.

4.9.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}} = 392 - 373,3 = 18,7 \text{ м.}$$

$$H_{\text{ас}} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 18,7 = 7,5 \text{ м,}$$

$$H_{\text{др}} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 18,7 = 2,8 \text{ м,}$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_B \cdot g = 80,3 \cdot 1,0 \cdot 9,81 = 787,7 \text{ кН.}$$

4.9.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = 10 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 21,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{21 \cdot 3}{2} = 31,5 \text{ кН.}$$

4.9.6 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,96 \cdot \left(\frac{10,14}{\pi} + \frac{0,29}{2} \right) = 16,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,96$ м;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 10,14$.;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,96^2}{10,14} = 0,29 \text{ м.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10,14}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,96 = 1,3 \text{ м.}$$

4.10 Оценка прочности плотины для поверочного случая

4.10.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 4.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 4.5 – Основные нагрузки на плотину для поверочного случая

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{\text{ВБ}}$	1	→	3315,8	3315,8	8,67	+28747,8
$W_{\text{НБ}}$	1	←	137,8	137,8	1,77	-243,9
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	3668,9	3448,2	2,65	-9236,6

G_6	0,95	↓	1259,6	1196,6	3,66	-4379,6
$W_{вз}$	1	↑	909,9	909,9	0	0,0
$W_{ф}$	1	↑	787,7	787,7	4,68	+3686,6
E_H	1,2	→	31,5	37,8	3	+113,4
$W_{волн}$	1	→	16,2	16,2	23,8	+385,6
q_3	0,9	↓	10,1	9,1	6,23	-56,4
$W_{пр}$	1	↓	99,1	99,1	6,77	+670,8

$$\sum N = G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{вз} - W_{ф} + W_{пр},$$

$$\sum N = 3668,9 + 1259,6 + 9,1 - 909,9 - 787,7 + 99,1,$$

$$\sum N = 3554,9 \text{ кН.}$$

$$\sum M = 18334,8 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{3554,9}{17,5} + \frac{6 \cdot 18334,8}{17,5^2} = -156,1 \text{ кПа}$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 $B_{под}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = -156,1 \cdot 0^2 - 10 \cdot 26 \cdot (1 - 0^2) = -260 \text{ кПа.}$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 26 - 156,1) \cdot 0 = 0.$$

$$\sigma_1^u = -156,1 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 26 \cdot 0^2 = -156,1 \text{ кПа.}$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{под}} - \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{3554,9}{17,5} - \frac{6 \cdot 18334,8}{17,5^2} = -536,1 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_x^t = -536,1 \cdot 0,58^2 - 10 \cdot 5,3 \cdot (1 - 0,58^2) = -215,5,$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 5,3 - 536,1) \cdot 0,58 = 280,2 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_3^t = -536,1 \cdot (1 + 0,58^2) + 10 \cdot 5,3 \cdot 0,58^2 = -698,6 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 5,3 = -53 \text{ кПа.}$$

В таблице 4.6 представлены значения краевых напряжений в зависимости от грани.

Таблица 4.6 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-156,1	-260,00	0,00	-156,1	-260,00
Низовая грань	-415,9	-215,5	280,2	-53,00	-698,6

4.10.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность. Условия прочности:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b,$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{1c} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$.

$$R_b \geq \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 465,2}{0,9}.$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 893 \text{ кН/м}^2$.

$$2600 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 893 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-156,1 \text{ кН/м}^2 < 0$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_v \cdot H_d^u$$

$$156,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 26 = 65$$

Условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

4.10.3 Расчет устойчивости плотины

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

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

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

$$R = \sum N \cdot tg\varphi + c \cdot \omega$$

$$R = 3554,9 \cdot 1 + 0 \cdot 17,5 = 3554,9 \text{ кН/м}$$

где $tg\varphi = 1$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 0 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 17,5 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = 3315,8 - 137,8 + 16,2 + 31,5 = 3225,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{3554,9 \cdot 0,95}{3225,7 \cdot 0,9} \geq 1,15$$

$$1,22 \geq 1,15$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности (1,265).

5. Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Разбивка сооружений на периоды и этапы возведения

Дуба – Юртская ГЭС имеет деривационную компоновку гидроузла

В состав сооружений верхнего узла входит:

- водосбросная бетонная плотина;
- правобережная бетонная глухая плотина;
- левобережная бетонная глухая плотина;
- водоприёмник (установлен вне тела плотины)

В состав сооружений станционного узла входит:

- безнапорный деривационный тоннель;
- напорный бассейн;
- бассейн суточного регулирования;
- водоводы;
- здание ГЭС с машинным залом.

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.

5.2. Гидравлические расчеты пропуска строительных расходов

5.2.1 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло

При проектировании временных гидротехнических сооружений расчетные максимальные расходы воды следует принимать исходя из ежегодной вероятности превышения (обеспеченности), устанавливаемой в зависимости от класса и срока эксплуатации сооружений (для перемычек IV класса при сроке эксплуатации до 10 лет - 10%).

Принимаем способ пропуска строительных расходов:

-русловая компоновка с сужением русла

$$Q_{10\%} = 471,35 \text{ м}^3/\text{с}; \nabla_{УВ} (Q_{10\%}) = 372,7 \text{ м.}$$

$B_0 = 145,7$ м, значит выбираем русловую компоновку с сужением русла.

Скорость потока в сжатом русле:

$$V_{сж} = \frac{Q_{10\%}}{\omega_{сж}} = \frac{471,35}{376,63} = 1,25 \text{ м/с,}$$

где $\omega_{сж}$ – площадь сечения сжатого русла

$$\omega_{сж} = B_{сж} \cdot h_{сж} = 80,135 \cdot 4,7 = 376,6 \text{ м}^2,$$

$$B_{сж} = J^* \cdot B_0 = 0,55 \cdot 145,7 = 80,135 \text{ м,}$$

где B_0 – ширина русла реки.

Стеснение русла для русел из скальных грунтов принимается

$$J^* = 55 \text{ \%}.$$

$$B_0 = 145,7 \text{ м}$$

$$h_{\text{сж}} = h_0 = \nabla_{\text{УВ}} (Q_{10\%}) - \nabla_{\text{ДНА}} = 372,7 - 368,0 = 4,7 \text{ м}.$$

Допустимая средняя скорость для грунтов русла реки (гранита) составляет 22 м/с, скорость в сжатом сечении не превышает допустимую, следовательно, размыва русла не происходит.

При сжатии русла перед верховой перемычкой образуется подпор, а между ВП и НП образуется перепад Z .

$$Z = \frac{V_{\text{сж}}^2}{2\varphi^2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2g} = \frac{1,25^2}{2 \cdot 0,8^2 \cdot 9,81} - \frac{0,69^2}{2 \cdot 9,81} = 0,1 \text{ м}$$

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

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

$$V_0 = \frac{Q_{10\%}}{\omega_0} = \frac{471,35}{684,8} = 0,1 \text{ м/с},$$

где $\omega_0 = B_0 \cdot h_0 = 145,7 \cdot 4,7 = 684,8 \text{ м}^2$;

$$h_0 = h_{\text{сж}} = 4,7 \text{ м};$$

$$\nabla_{\text{ГВП}} (Q_{10\%}) = \text{УНБ} (Q_{10\%}) + Z + d = 372,7 + 0,1 + 2,4 = 375,2 \text{ м},$$

где d – запас высоты гребня, равный

$$d = h_{\text{н}} + \Delta h + \alpha = 0,5 + 0,5 + 0,4 + 1 = 2,4 \text{ м},$$

где $h_{\text{н}} = 0,5$ – высота наката ветровой волны на откос, м;

$\Delta h = 0,5$ – высота ветрового нагона, м;

$\alpha = 0,4$ – запас, м.

Ледохода нет. Глубина промерзания учитывается, равная 1 м.

$$\nabla_{\text{ГНП}} (Q_{10\%}) = \text{УНБ} (Q_{10\%}) + \alpha = 372,7 + 0,4 + 1 = 374,1 \text{ м}.$$

По плану определяем длины перемычек: верховой, низовой, продольной

$L_{\text{в}} = 99,1$ – верховая перемычка, м;

$L_{\text{н}} = 112,9$ – низовая перемычка, м;

$L_{\text{п}} = 117,1$ – продольная перемычка, м;

5.2.2 Конструкция перемычек

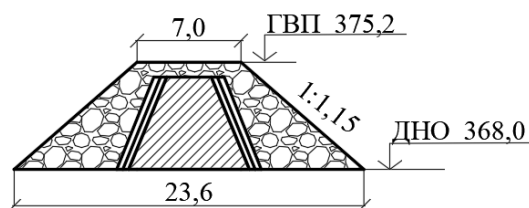
Принимаем тип и профиль перемычек – каменно-земляная трапецеидальная с ядром из суглинки.

Ширину по гребню принимаем 9 м для удобства производства работ.

Назначаем откосы в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения: верховой откос 1:1,15, низовой откос 1:1,15.

На рисунке 5.1 представлены схемы верховой и низовой перемычек первой очереди с отметками.

Верховая перемычка I оч



Низовая перемычка I оч

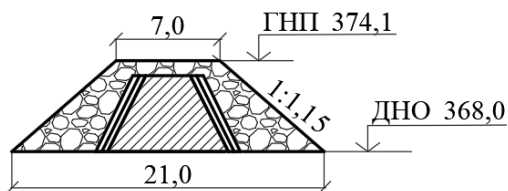


Рисунок 5.1 – Схемы перемычек первой очереди

5.2.3 Пропуск строительных расходов II очереди через донные отверстия

Определяем минимально допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла реки:

$$n_{min} = \frac{Q_{10\%}}{V_{доп} \cdot h_p \cdot l} = \frac{471,35}{10 \cdot 4,7 \cdot 5,4} = 1,86 \text{ округляем - 2 отверстия,}$$

где $V_{доп}$ - допустимая средняя скорость, сопряжение бьефов водобой и рисберма 10 м/с по бетону;

h_p – глубина воды на пороге быстротока;

l – ширина отверстия, принимаем ширину донного отверстия в строительный период равной ширине водосбросных отверстий эксплуатационного периода.

5.2.4 Определяем расчетную отметку порога донных отверстий (∇ПДО):

Назначаем размеры отверстия, исходя из конструкции бетонной водосливной плотины: 2 донных отверстия шириной 5,4 м, и высотой 5 м.

Назначаем время перекрытия русла: декабрь с расходом $60 \text{ м}^3/\text{с}$.

Следовательно $Q_{\text{пер}} = 60 \text{ м}^3/\text{с}$; $\nabla\text{УНБ}_{Q_{\text{пер}}} = 369,1 \text{ м}$;

$$\text{УВБ} = \text{УНБ}_{Q_{\text{пер}}} + Z_{\text{Max}} = 369,1 + 2,0 = 371,1 \text{ м}$$

где Z_{Max} – перепад при перекрытии русла, в предварительных расчетах принимаем 1,0 м.

$$H_{\Pi} = \left(\frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot b \cdot (2g)^{1/2}} \right)^{2/3} = \left(\frac{60}{0,3 \cdot 2 \cdot 5,4 \cdot (2 \cdot 9,81)^{1/2}} \right)^{2/3} = 2,59 \text{ м},$$

где b – ширина донного отверстия 5,4;

m – коэффициент расход водослива.

$$\nabla\text{ПДО} = \text{УВБ} - H_{\Pi} = 371,1 - 2,59 = 368,51 \text{ м},$$

при $\nabla\text{Дна} = 368,0 \text{ м}$

Назначаем отметку порога донного отверстия 368,51 м.

Определяем количество отверстий для пропуска паводка при $Q_{10\%}$.

Определяем режим работы донных отверстий:

$$\nabla\text{верхДО} = \nabla\text{ПДО} + h = 368,51 + 5 = 373,51 \text{ м},$$

сравниваем с $\nabla\text{УНБ} (Q 10\%) = 372,7 \text{ м}$,

$373,51 > 372,7$ – отверстие незатопленное.

$$H_{\text{во}} = \frac{Q_{10\%}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{во}}^2 \cdot 2g} = \frac{471,35^2}{0,82^2 \cdot 54^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 5,8 \text{ м},$$

$$\text{где } \mu = \frac{1}{(1 + \xi_{\text{вх}} + \frac{2gL}{C^2 R})} = \frac{1}{(1 + 0,2 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot 17,5}{97,55^2 \cdot 1,75})} = 0,82,$$

$$\omega_{\text{во}} = 5,4 \cdot 5 \cdot 2 = 54 \text{ м}^2.$$

Коэффициент Шези $C = 97,55$ – в зависимости от R и n .

Шероховатость 0,013.

$$R = \frac{\omega}{x} = \frac{b \cdot h}{b + 2h} = \frac{5,4 \cdot 5}{5,4 + 2 \cdot 5} = 1,75 \text{ – гидравлический радиус, м};$$

L – длина донного отверстия 17,5 м, по чертежу;
 $\xi_{вх}$ – потери напора на входе = 0,2.

$$\nabla_{УВБ}(Q_{стр}) = \nabla_{ПДО} + H_{до} + 0,5 \cdot h_{до} = 368,51 + 5,8 + 0,5 \cdot 5 = 376,81 \text{ м.}$$

Вывод: для пропуска расходов при перекрытии русла с расходом ($Q_{пер}$) = 60 м³/с необходимо 2 отверстия с $\nabla_{ПДО}$ =368,51м.

5.2.5 Определяем отметку перемычек II очереди

$$\nabla_{ГВП}_{IIоч} = УВБ_{Q_{стр}} + d = 376,81 + 2,4 = 379,2 \text{ м,}$$

$$\nabla_{ГНП}_{IIоч} = УНБ_{Q_{стр}} + \alpha = 372,7 + 1,4 = 374,1 \text{ м.}$$

Конструкция перемычек II очереди аналогична конструкции перемычек I очереди.

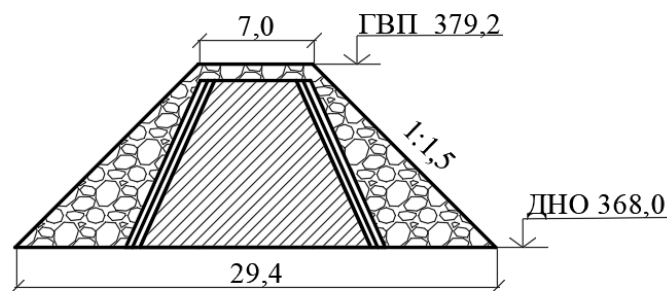
По плану определяем длины перемычек: верховой, низовой

$$L_{в} = 147,7 \text{ – верховая перемычка, м;}$$

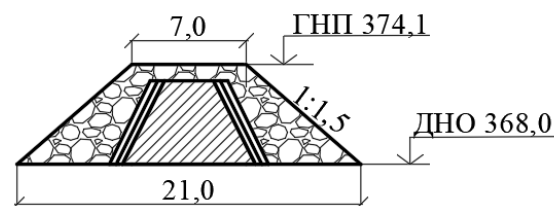
$$L_{н} = 126,1 \text{ – низовая перемычка, м.}$$

На рисунке 5.2 представлены схемы верховой и низовой перемычек второй очереди с отметками.

Верховая перемычка II оч



Низовая перемычка II оч



5.3 Технологии производства работ

5.3.1 Водоотлив

Осушение котлована I очереди выполняем методом открытого водоотлива.

Откачку осуществляем насосами, которые будут установлены на берегу. Планируем не менее двух насосов: основной и резервный. Объем воды, которую будем откачивать, равен 2 объемам котлована.

Допустимая интенсивность откачки на начальном этапе / последующем для скальных грунтов - 0,5 – 0,8 (м/сут) / 1 - 1,15 (м/сут)

Определяем площадь котлована (по программе AutoCad), $S_{\text{кот}} = 8457 \text{ м}^2$.

Глубину воды в котловане $h_{\text{в}} = 4,7 \text{ м}$ при строительном расходе воды в реке $Q_{\text{стр}} = 471,35 \text{ м}^3/\text{с}$.

Определяем объём воды, которую требуется откачать из котлована с учетом фильтрации:

$$V_{\text{воды}} = S \cdot h_{\text{в}} \cdot 2 = 8457,0 \cdot 4,7 \cdot 2 = 79495,8 \text{ м}^3.$$

Для откачки воды из котлована выбираем насосы ЦНС 105-98 (центробежный насос секционный), имеющий производительность $W = 105 \text{ м}^3/\text{час}$ (при высоте подъема воды до 98 м), в количестве $n = 2$ шт. с учетом водопонижения.

Рассчитываем время откачки с использованием n насосов.

$$t = \frac{V_{\text{кот}}}{W \cdot n} = \frac{79495,8}{105 \cdot 2} = 378,5 \text{ часа; (при работе 24 час/сут = 15,8 суток).}$$

$$\text{Интенсивность понижения уровня воды } J = \frac{h}{t} = \frac{4,7}{15,8} = 0,30 \text{ (м/сутки).}$$

Интенсивность откачки ниже допустимой величины для грунтов (гранит) и скальных призм перемычек $J_{\text{доп}} = 0,5 \text{ м/сутки}$.

5.3.2 Буровзрывные работы

Скальная порода имеет очень прочную структуру, и это является как её преимуществом, так и недостатком. С одной стороны, такой грунт может выдержать рекордное давление в 110 Мпа, с другой - он с трудом поддается обработке.

Буровзрывные работы должны обеспечивать:

- достаточную степень и равномерность дробления горных пород;
- нормальную проработку подошвы уступа без оставления порогов, затрудняющих работу экскаватора;

- образование развала взорванной горной массы требуемой формы и размеров;
- достаточный объем для бесперебойной работы экскаваторов взорванных пород;
- высокую экономичность и безопасность работ.

Класс пород–граниты по трудности бурения $P_6=11$ – граниты относятся к труднобуримым породам.

Для класса пород $P_6=11$ принимаем модель бурового станка 5СБШ-200-36 с технической скоростью бурения $V_6 = 7,5$ м/ч.

Определяем производительность бурового станка.

Сменная производительность определяется:

$$P_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_в} \cdot K_{и.б} = \frac{8}{0,13 + 0,2 \cdot 0,13} \cdot 0,8 = 40 \text{ м/см},$$

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

T_0 и $T_в$ – продолжительность основных и вспомогательных операций;

$K_{и.б}$ – коэффициент использования сменного времени;

$$T_0 = \frac{1}{V_6} = \frac{1}{7,5} = 0,13 \text{ ч.}$$

Станки роторно-шарошечного бурения СБШ снабжены автономными компрессорами. Электроснабжение станков осуществляется переменным током 380 В от передвижных трансформаторных подстанций.

Определяем длину буровой скважины.

Назначаем сетку бурения скважин по аналогу 4×4 м.

$$L_{скв} = H_{уст} + h_{п} = 8 + 2 = 10 \text{ м},$$

где $h_{п} = 10 \cdot d_{скв} = 10 \cdot 200 = 2000 \text{ мм} = 2 \text{ м},$

$$H_{уст} = 6 - 10 \text{ м.}$$

Объем грунта, приходящийся на одну скважину:

$$W_{скв} = 16 \cdot 10 = 160 \text{ м}^3.$$

Количество скважин:

$$N = \frac{W_{общ}}{W_{скв}} = \frac{26329,8}{160} = 192 \text{ штуки},$$

где $W_{общ} = S_{выемки} \cdot L = (1253,8 \cdot 17,5) \cdot 1,4 = 30718,1 \text{ м}^3.$

Объёмы земляных работ рассчитываем с помощью программы Автокад по Генплану $W_{\text{общ}} = 30718,1 \text{ м}^3$ с учетом 40% на дорожные работы.

Определяем объем буровых работ в м^3 .

$$W_{\text{б.р.}} = N \cdot L_{\text{СКВ}} = 192 \cdot 10 = 1920 \text{ м}^3.$$

$$T_{\text{б.р.}} = \frac{W_{\text{б.р.}}}{\text{Пб.см}} = \frac{1920}{40} = 40 \text{ смен},$$

$$\frac{40}{2} \div 21 = 0,95 \text{ мес (при 2 – х сменной работе).}$$

5.3.3. Производство земельных работ

Исходя из объема земляных работ принимаем экскаватор ЭО-5126 с характеристиками приведенными в таблице 5.1.

Экскаватор ЭО-5126 — гидравлическая универсальная полноповоротная спецтехника, предназначенная для разработки немёрзлого грунта категории I – IV и разрыхлённых скальных пород (куски не больше 500 мм).

Таблица 5.1 – Характеристики ЭО-5126

Емкость ковша	1,4 м^3
Наибольший радиус копания	9,5 м
Наибольшая высота копания	6,0 м
Наибольшая высота выгрузки	5,8 м
Наибольшее усилие ковша	175 кН
Продолжительность рабочего цикла	20 с

При изучении и совершенствовании рабочего процесса машины главной целью является повышение ее производительности. Различают конструктивную (теоретическую), техническую и эксплуатационную производительностью.

Теоретическая производительность:

$$П_{\text{К}} = 3600 \cdot \frac{q}{t_{\text{ц}}} = 3600 \cdot \frac{1,4}{20} = 252,0 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где q – вместимость ковша, м^3 ;

$t_{\text{ц}}$ – минимальная продолжительность рабочего цикла при заданных условиях работы, с.

Техническая производительность:

$$П_{\text{Т}} = 3600 \cdot \frac{q \cdot K_{\text{Н}}}{t_{\text{ц}} \cdot K_{\text{Р}}} = 3600 \cdot \frac{1,4 \cdot 0,85}{20 \cdot 1,5} = 142,8 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где $K_H = 0,85$ – коэффициент наполнения ковша;

$K_p = 1,5$ – коэффициент наполнения ковша.

Эксплуатационная производительность:

$$P_{\text{э}} = P_T \cdot T_p \cdot K_B = 142,8 \cdot 1 \cdot 0,8 = 114,2 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где $T_p = 1$ – длительность периода работы;

$K_B = 0,8$ – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период.

Время экскавации при выполнении работ в одну смену одним экскаватором:

$$T_{\text{э}} = \frac{W_{\text{общ}}}{P_{\text{э}}} = \frac{30718,1}{114,2} = 269 \text{ часы} = 1,6 \text{ мес.}$$

Интенсивность экскавации:

$$I_{\text{экс}} = \frac{1,6}{30718,1} = 0,000052 \text{ мес}/\text{м}^3.$$

Суммарный объем выемки $V = 30718,1 \text{ м}^3$. Разработку разрыхленного грунта выполняем экскаватором. Цикл земляных работ состоит из набора грунта экскаватором прямой лопатой с погрузкой в транспорт, предполагаемое место выгрузки находится на расстоянии 2 км.

Используем ранее подобранные единицы спецтехники: экскаватор ЭО-5126 емкостью ковша $1,4 \text{ м}^3$, объем кузова автосамосвала КАМАЗ-6520 до 12 м^3 , грузоподъемность 20 тн. Следовательно подбираем объем перевозимого грунта по грузоподъемности из-за большой плотности грунта:

$$W = \frac{M}{\rho_{\text{гр}}} = \frac{20}{2,9} = 6,89 \text{ м}^3,$$

где $\rho_{\text{гр}}$ – плотность скального грунта,

M – грузоподъемность автосамосвала.

По данному объему перевозимого грунта определяем количество ковшей экскаватора:

$$\frac{6,89}{1,4} = 4,92 \text{ ковша.}$$

Определяем необходимое количество транспорта:

$$(m - 1) \cdot T_{\text{п}} = \frac{L1}{V1} + \frac{L2}{V2} + T_p + T_{\text{э}}, \quad (5.1)$$

$$(m - 1) \cdot 0,060 = \frac{2}{20} + \frac{2}{50} + 0,017 + 0,17$$

$$m = \frac{0,327}{0,060} + 1 = 6,45$$

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 км;

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

T_p – время разгрузки самосвала в час, 1 мин; 0,017 часа;

T_z – время задержки в пути час, 10 мин; 0,17 часа.

Время погрузки:

$$T_n = \frac{W}{P_э} = \frac{6,89}{114,2} = 0,060 \text{ ч;}$$

где W – емкость кузова в m^3 .

Определяем объем выемки в месяц одного экскаватора при односменной работе:

$$V_{в.м.} = P_э T_p = 114,2 \cdot 8 \cdot 21 = 19192,3 \text{ м}^3 / \text{мес.}$$

Определяем количество времени на разработку котлована 1 очереди:

$$\frac{W_{общ}}{V_{в.м.}} = \frac{30718,1}{19192,3} = 1,6 \text{ мес.} \text{– при работе одного экскаватора в одну смену.}$$

5.3.4 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.

Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетонном заводе, принимаем бетонный завод «Стандарт 15», который находится в 3 км от производимых работ. Технические характеристики бетонного завода указаны в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики бетонного завода «Стандарт 15»

Производительность, $m^3/ч$	10 – 15
-----------------------------	---------

Объём по загрузке бетона, л.	750
Объём готового замеса бетона, л.	500
Объём готового замеса раствора, л.	600
Способ дозирования	автоматический
Принцип действия	циклический
Тип пульта управления	полуавтоматический
Компановка	горизонтальная
Хранение цемента	в силосах
Хранение заполнителей	в бункерах
Тип дозаторов	автоматизированные
Тип бетоносмесителей	гравитационного перемешивания
Тип исполнения	всесезонное
Длина, мм	13875
Ширина, мм	2680
Высота, мм	6380

При изготовлении деревометаллических щитов для обшивки применяется береза. Для палубы щитов применяют водостойкую фанеру или листовые стеклопластики. Для снижения адгезии с бетоном и повышения качества лицевых бетонных поверхностей используют также покрытие палубы щитов пленками на основе полимеров.

Тип опалубки - щитовая, деревометаллическая.

Тип крепления - тяжи к анкерам внутри блока.

Объем бетонирования:

1) Объем бетонирования здания ГЭС и Маш.Зала, $W_{з.ГЭС} = 6002 \text{ м}^3$;

2) Объем бетонирования глухих и водосливной плотины, $W_{б.с} = 55658 \text{ м}^3$;

3) Объем бетонирования водобоя и рисбермы, $W_{водобой} = 448 \text{ м}^3$, $W_{рисберма} = 168 \text{ м}^3$;

4) Объем бетонирования водоприёмника $W_{водоприёмник} = 1169 \text{ м}^3$;

5) Суммарный объем бетонных работ, $W_{бет} = 63444 \text{ м}^3$.

Объемы определялись в програмном комплексе AutoCAD.

Площадь опалубливаемой поверхности $S, \text{ м}^2$:

$$S = W_{бет} \cdot K_{оп} = 63444 \cdot 1 = 63444 \text{ м}^2,$$

где $W_{бет}, \text{ м}^3$ – объем бетона внутри опалубливаемой поверхности S

$K_{оп}$ – коэффициент опалубливаемой поверхности в $\text{м}^2 / \text{м}^3$;

$$K_{оп} = 1 \text{ м}^2 / \text{м}^3.$$

Количество машино-часов для установки и разборки деревянной крупнопанельной щитовой опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 10-25 т определяем по ГЭСН 37-01-015-01 – 18,76 маш/ч на 100 м^2 опалубливаемой поверхности.

$$T_{опалубки} = \frac{18,76 \cdot W_{бет}}{100} = \frac{18,76 \cdot 63444,3}{100} = 11902,2 \text{ маш. ч.}$$

Необходимое количество арматуры принимаем по коэффициенту армирования для массивных конструкций и здания $GЭC\mu = 20 \text{ кг/м}^3$, далее вычисляем количество арматуры на объем бетона:

$$W_{\text{арм}} = W_{\text{бет}} \cdot \mu = 63444,3 \cdot 20 = 1\,268\,886 \text{ кг} = 1\,268,8 \text{ тонны.}$$

Количество машино-часов для установки кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т армокаркасов и армоферм массой до 5 т, определяем по ГЭСН 37-01-027-02 – 413,26 маш/ч на 100 т арматуры.

$$T_{\text{армир}} = \frac{413,26 \cdot W_{\text{арм}}}{100} = \frac{413,26 \cdot 1268,8}{100} = 5243,4 \text{ маш. час.}$$

Для выполнения бетонных работ был подобран бетоноукладочный кран для гидротехнического строительства кран КБГС-450 грузоподъемностью 10-25тн. Его с технические характеристики, приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – характеристики крана КБГС–450

Наибольший вылет крюка, м	40,0
Наименьший вылет крюка, м	7,0
Грузоподъемность, т	18,0
Грузоподъемность при наибольшем вылете, т	10,0
Грузоподъемность при наименьшем вылете, т	25,0
Высота подъема крюка, м	45,0
Скорость передвижения грузовой тележки, м/мин	30,0
Скорость поворота стрелы, об/мин	0,4
Скорость передвижения крана, м/мин	9,0

Для строительства бетонной плотины Дуба-Юртской ГЭС применяется схема 1, с размещением бетоноукладочных кранов на отметках дна котлована.

5.3.5 Вибрирование и бетонные работы

Выбираем схему подачи бетонной смеси в блоки бетонирования бетоноукладочными башенными кранами КБГС–450 с размещением их на поверхности котлована земли.

Количество машино-часов для укладки бетонной смеси в блок кранами КБГС-450 определяем по ГЭСН 37-01-002-01 «Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в железобетонные блоки высотой до 5 м» - 10,26 маш/ч на 100 м^3 бетона.

$$T_{\text{бетонир}} = \frac{10,26 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{10,26 \cdot 63444,3}{100} = 6509,4 \text{ маш/ч.}$$

Количество машино-часов для вибрирования бетонной смеси определяем по ГЭСН 37-01-002-01 «Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в железобетонные блоки высотой до 5 м» – 28,68 маш/ч на 100 м³ бетона.

$$T_{\text{вибрир}} = \frac{28,68 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{28,68 \cdot 63444,3}{100} = 18195,8 \text{ маш/ч.}$$

Для данного сооружения целесообразно принять схему с размещения бетоноукладочных кранов непосредственно на поверхности земли.

Суммарное количество машино-часов на весь цикл бетонных работ составляет:

$$\Sigma T_{\text{бет.раб}} = T_{\text{опалубки}} + T_{\text{армир}} + T_{\text{бетонир}} + T_{\text{вибрир}} = 41850,8 \text{ маш/ч.}$$

Интенсивность производства бетонных работ:

$$J_{\text{бет}} = \frac{\Sigma T_{\text{бет.раб}}}{W_{\text{бет}}} = \frac{41850,8}{63444,3} = 0,66 \text{ маш. ч/м}^3.$$

5.3.6 Проходка деривационного туннеля

Разработка калотт шириной до 7 м с временными деревянными креплениями, прогонами (лонгаринами) при монолитной бетонной обделке туннеля с разборкой лонгарин в грунтах группы: 10-11

Согласно ТЕР 29 ГЭСН 29-01-057-10 расход работ составляет 855,58 маш · ч. Единица измерения 100 м³ грунта.

Состав работ:

01. Разработка грунта с погрузкой.
02. Заготовка, установка и разборка временных крепей.
03. Забутовка пустот.

$$W_{\text{кал}} = S_{\text{кал}} \cdot L_{\text{тун}} = 36 \cdot \frac{1}{6} \cdot 4500 = 27000 \text{ м}^3.$$

Время возведения

$$T_{\text{кал}} = \frac{440,07 \cdot 27000}{100} = 118818 \text{ часов} = 165 \text{ мес (3 смены 1 механизм).}$$

$$J_{\text{калотт}} = \frac{T_{\text{кал}}}{W_{\text{кал}}} = \frac{118818}{27000} = 4,4 \frac{\text{часов}}{\text{м}^3}.$$

Разработка боковых штросс без крепления в грунтах группы: 10-11
Согласно ТЕР 29 ГЭСН 29-01-063-06 расход работ составляет 43,65
маш · ч. Единица измерения 100 м³ грунта.

Состав работ:

01. Разработка грунта с погрузкой.

$$W_{\text{штросс}} = (S_{\text{штросс}} - S_{\text{кал}}) \cdot L_{\text{штросс}} = (36 - 6) \cdot 4500 = 135000 \text{ м}^3.$$

Время возведения

$$T_{\text{штросс}} = \frac{43,65 \cdot 135000}{100} = 58928 \text{ часов} = 81,8 \text{ мес (3 смены 1 механизм)}.$$

$$J_{\text{штросс}} = \frac{T_{\text{кал}}}{W_{\text{кал}}} = \frac{58928}{135000} = 0,4365 \text{ часов/м}^3.$$

Деривационный туннель

$$T_{\text{дерив.тун.}} = 118818 + 58928 = 17776 \text{ часов}.$$

$$J_{\text{дерив.тун.}} = \frac{T_{\text{дерив.тун.}}}{W_{\text{дерив.тун.}}} = \frac{17776}{162000} = 1,1 \text{ час/м}^3.$$

Для проходки деривационного тоннеля запроектировано 5 штолен для ускорения работ, что отражено в календарном графике.

5.3.7 Возведение перемычек способом отсыпки грунтов в воду: в естественных прудках и водоемах

Перемычки I очереди:

Технология возведения перемычек:

Возведение плотин, дамб, насыпей способом отсыпки грунтов в воду: в естественных прудках и водоемах.

Согласно ТЕР 36 ГЭСН 36-01-004-01 расход работ составляет 14,08
маш · ч. Единица измерения 1000 м³ грунта.

Состав работ:

01. Устройство дамб-обвалований для прудков.

02. Перемещение выгруженного из автосамосвалов грунта под откос в воду.

03. Устройство и содержание въездов, съездов и проездов по насыпи.

04. Очистка кузовов транспортных средств при выгрузке глинистых грунтов.

Объем грунта отсыпaeмый для перемычки.

$$W_{\text{пер}} = (S_{\text{ВП}} \cdot L_{\text{ВП}}) + (S_{\text{НП}} \cdot L_{\text{НП}}) + (S_{\text{ПП}} \cdot L_{\text{ПП}}), \quad (5.2)$$

$$W_{\text{пер}} = (110 \cdot 99,1) + (85,5 \cdot 112,9) + (110 \cdot 117,1) = 33434,95 \text{ м}^3.$$

Время возведения перемычек.

$$T_{\text{пер}} = \frac{14,08 \cdot 33434,95}{1000} = 470,8 \text{ часов.}$$

$$J_{\text{пер}} = \frac{T_{\text{пер}}}{W_{\text{пер}}} = \frac{470,8}{33434,95} = 0,01408 \frac{\text{часов}}{\text{м}^3}.$$

5.4 Этапы возведения и состав работ и сооружений

5.4.1I Этап – возведение сооружений для перекрытия русла

Основные работы I этапа:

- стеснение русла перемычками I очереди;
- возведение перемычек I очереди;
- откачка воды и водопонижение в котловане I очереди;
- земельно-скальные работы с применением БВР;
- возведение глухой левобережной бетонной плотины до отметки 380,2;
- возведение водосливной плотины до отметки 380,2;
- деривация: проходка тоннеля (горный способ);
- котлован нижнего узла (БСР, НП, Здание ГЭС);
- возведение сооружений нижнего узла (БСР, НП, здание ГЭС).

5.4.2II Этап – перекрытие русла реки

Пропуск строительного расхода при перекрытии русла производится через донные отверстия в бетонной водосливной плотине котлована первой очереди.

Основные работы II этапа:

- предварительное стеснение русла перемычками;
- разборка низовой перемычки I очереди и затопление котлована;
- разборка верховой перемычки I очереди (расходы пропускаются через донные отверстия);
- отсыпка перемычек II очереди в проране для перекрытия реки;
- возведение сооружений нижнего узла (БСР, НП, здание ГЭС);
- деривация: проходка тоннеля (горный способ).

Конструкции перемычек II очереди, технологию возведения, механизмы и транспорт принимаем аналогичными, как для перемычек I очереди.

5.4.3 III Этап – возведение сооружений в котловане II очереди

III Этап – возведение сооружений в котловане II очереди, наполнение водохранилища до отметок пуска первого агрегата;

Основные работы III этапа (котлован II очереди):

- наращивание перемычек II очереди;
- откачка воды и водопонижение в котловане II очереди;
- земельно-скальные работы с применением БВР;
- возведение глухой правобережной бетонной плотины;
- наращивание бетонных сооружений до проектных отметок (водосливная и глухая левобережная);
- возведение сооружений нижнего узла (БСР, НП, здание ГЭС);
- проходка тоннеля (горный способ).

5.4.4 IV Этап – возведение сооружений до проектных отметок

IV Этап – возведение сооружений до проектных отметок, наполнение водохранилища до отметки НПУ, пуск всех агрегатов.

- наращивание бетонных сооружений до проектных отметок (глухая правобережная);
- деривация : проходка тоннеля (горный способ);
- устройство глубокой цементационной завесы;
- бурение дренажных скважин в основании плотины;
- омоноличивание швов;
- пуск гидроагрегатов.

Все работы: водоотлив, БВР, выемка грунтов, бетонные работы по котловану II очереди выполняются аналогично, как в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта.

5.5 Распределение объемов работ по этапам строительства

Интенсивность экскавации мес/м³:

$$J_{\text{экс}} = \frac{1,6}{30718,1} = 0,000052 \text{ мес/м}^3.$$

Интенсивность производства бетонных работ:

$$J_{\text{бет}} = \frac{\sum T_{\text{бет.раб}}}{W_{\text{бет}}} = \frac{41850,8}{63444,3} = 0,66 \text{ маш.ч/м}^3.$$

Деривационный туннель

$$J_{\text{дерив.тун.}} = \frac{T_{\text{дерив.тун.}}}{W_{\text{дерив.тун.}}} = \frac{17776}{162000} = 1,1 \text{ час/м}^3.$$

Перемычки 14,08 маш · ч. на 1000 м³ грунта.

Все объемы работ приведены на чертеже и в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Ведомость объемов работ

№ этапа	Наименование сооружений	Наименование работ	Ед. изм.	Количество	Время мес.	Примечание
I- IV	Тоннель	проходка (горный способ)	м ³	162000	354	3 смены 1 механизм
ВЕРХНИЙ УЗЕЛ						
I	Перемычки I очереди	насыпь	м ³	33435	2,8	1 смена 1 механизм
I	Котлован I очереди	выемка	м ³	16191	0,9	1 смена 1 механизм
I	Возведение глухой левобережной плотины до отм. 380,2 м	бетонные работы	м ³	5888	23	1 смена 1 механизм
I	Возведение водосливной плотины до отм. 380,2 м	бетонные работы	м ³	2540	10	1 смена 1 механизм
II	Перекрытие русла					
II	Перемычки II очереди	насыпь	м ³	40874,3	3,4	1 смена 1 механизм
II	Котлован II очереди	выемка	м ³	15143	0,8	
III	Возведение глухой левобережной плотины до проектной отметки 393,6 м	бетонные работы	м ³	13643	53,6	1 смена 1 механизм
III	Возведение водосливной плотины до проектной отметки 393,6 м	бетонные работы	м ³	4853	19	1 смена 1 механизм
III	Водозаборное сооружение	бетонные работы	м ³	1168,8	4,6	1 смена 1 механизм

Окончание таблицы 5.4

№ этапа	Наименование сооружений	Наименование работ	Ед. изм.	Количество	Время мес.	Примечание
III	Возведение глухой правобережной плотины до отм. 380,2 м	бетонные работы	м ³	14714	57,8	1 смена 1 механизм
IV	Возведение глухой правобережной плотины до проектной отметки 393,6 м	бетонные работы	м ³	21726	85,4	1 смена 1 механизм
IV	Возведение водосливной	бетонные	м ³	5155	20	1 смена 1

	плотины до проектной отметки 393,6 м	работы				механизм
НИЖНИЙ УЗЕЛ						
I	Котлован нижнего узла	выемка	м ³	19160	1,0	1 смена 1 механизм
I	Здание ГЭС, напорный бассейн, бассейн суточного регулирования	бетонные работы	м ³	15352	60,3	1 смена 1 механизм

6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды

6.1 Общие сведения о районе строительства

Дуба–Юртский гидроузел расположен в Чеченской республике на реке Аргун в 3 км выше по течению от села в Дуба–Юрт.

В створе проектируемой Дуба–Юртской ГЭС водосборная площадь представляет извилистую горную местность в среднем течении которой долина расширяется, образуя большую котловину.

Питание реки смешанное. Сплошного ледостава на Аргуне не бывает.

Основные притоки: Андаки, Кериго, Дзумс-Эрк, Шаро-Аргун (правые); Меше-Хи, Геши-Чу, Никарой (левые). На территории бассейна 13 озёр.

Долина реки плотно заселена. В нижнем течении – г. Аргун.

Река не является судоходной в связи с небольшой глубиной.

Через реку проходят железнодорожный и автомобильный мосты около г. Аргун, мост автодороги Р-217 около с. Чечен-Аул, автомобильный мост около с. Чири-Юрт, автомобильный мост около с. Чишки.

Река Аргун относится к категории «умеренно загрязнённая», класс качества воды III. В воде присутствует повышенная концентрация меди (1,98 ПДК), алюминия (4,47 ПДК), сульфатов (1,65 ПДК), что носит природный характер.

Территория Чечни богата топливно-энергетическими ресурсами, такими как: нефть, газ и конденсат. Также в республике немало месторождений кирпичного сырья, глины, строительных песков, мергеля, известняка, доломита и гипса. По своему составу нефть в Чечне преимущественно парафинистая, с высоким содержанием бензина. Большая часть месторождений расположена в пределах системы Терского хребта.

Вдоль рек встречаются единичные кустарники и деревья – тальник, гребенщик, а так же значительные заросли тростника. межгорных котловинах распространена степная, аридно-редколесная и кустарниковая растительность, местами сосновые леса. Лесистость составляет 21,45% (2014).

На территории Чечни обитает множество грызунов, пресмыкающихся и птиц: дрофа, гуси, дикие утки, кавказский фазан. В горах встречаются каменная и лесная куницы, бурый медведь, кабан, косуля, волк, лесной кот и др. На альпийских лугах — черноголовый гриф, горная индейка, кавказский тетерев.

В реке водятся окунь, плотва, густера, голавль, щука, уклея, краснопёрка, усач.

6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Дуба–Юртского ГУ выполняются следующие виды работ:

- отсыпка перемычек I и II очереди;
- буровзрывные работы по скальному основанию;
- выемка грунта для котлованов I и II очереди;
- погрузка/выгрузка грунта
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и

сооружений;

- строительство основных сооружений;
- поселка для 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;
- подготовка площадки для строительных баз и поселка;
- проходка тоннеля через скалу;
- 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;
- в зону затопления водохранилища не попадают населенные пункты, поэтому переселение людей не потребуется.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Аргун в нижнем бьефе Дуба–Юртского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный;
- организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне.

6.3 Отходы, образующиеся при строительстве

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{78796 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 3546 \text{ т.}$$

где N - объем бетонных работ (78796 м^3);

q - удельный норматив образования ($q = 1,8\%$);

ρ - плотность бетона, т/м^3 ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

Лом арматурных изделий, отходы арматуры:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1268,8 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 25,4 .$$

где N - количество арматуры, т (1268,8 т)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

Таким образом в результате строительства будет образовано 3546 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 25,4 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.

6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Дуба -Юртского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

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

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

- регулирование стока в соответствии с правилами эксплуатации водокранилища;
- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В период эксплуатации Дуба -Юртского гидроузла происходит разностороннее влияние на окружающую среду. Гидротехнические сооружения должны эксплуатироваться с соблюдением требования законодательства Российской Федерации об охране окружающей среды.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда

7.1 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в РФ изложены в действующем нормативном документе «Правила противопожарного режима в РФ», утверждённые Постановлением Правительства РФ от 16 сентября 2020 г.

Пожарная безопасность объекта обеспечивается системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Системы пожарной безопасности характеризуются уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также

экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учётом всех стадий жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Объекты должны иметь системы пожарной безопасности, направленные на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений, на требуемом уровне.

ГЭС оборудуются установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термического разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся:

- осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок;
- электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;
- огнетушащие вещества.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений и размещённых в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчинённого персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержанием в исправном состоянии постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Каждый работник 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.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры по предотвращению и распространению пожара, а именно, вызвать пожарное подразделение, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановить нормальный режим работы оборудования.

Все лица, устраивающиеся на ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, обязаны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Для примера разработан вопрос в области охраны труда на тему: «Первичные средства пожаротушения и правила их использования».

7.2 Охрана труда

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учёте несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, введённых уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по

расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску паводковых и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике (приложение 1)

Продажи электроэнергии позволяют получить определенную прибыль, что показано в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2028	2029	2030	2031	2032
Установленная мощность	МВт	110	110	110	110	110
Число часов использования установленной мощности	Часы	4320	4320	4320	4320	4320
Выработка электроэнергии	МВт·ч	39614	39614	39614	39614	39614
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	792	792	792	792	792
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	38822	38822	38822	38822	38822
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1712	1741	1758	1775	1790
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	66,45	67,59	68,27	68,90	69,49
НДС к выручке	млн.руб	10,14	10,31	10,41	10,51	10,60

Динамика выручки от реализации представлена на рисунке 8.1.

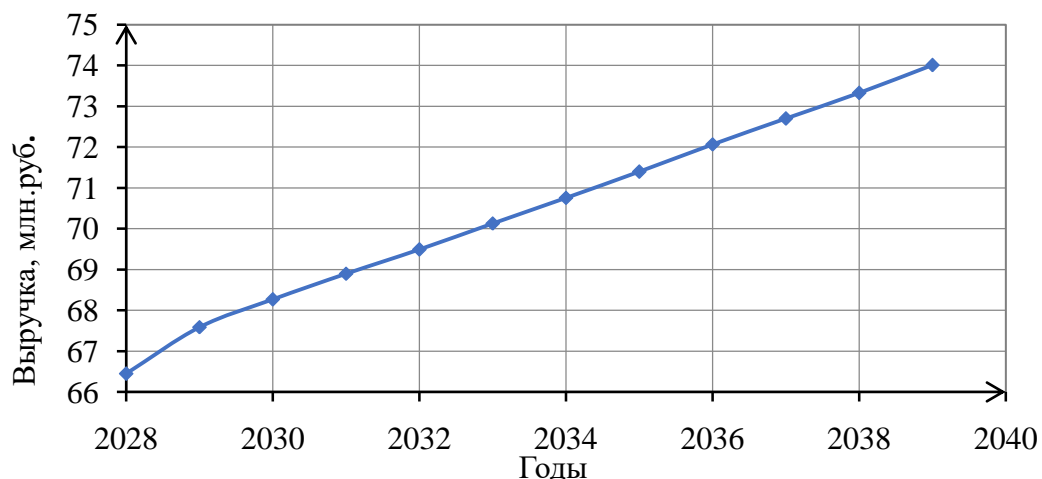


Рисунок 8.1 – График выручки от продажи электроэнергии, млн. руб.

Вывод: Из всех представленных в таблице показателей изменяются Тариф на электроэнергию, Выручка от реализации электроэнергии и НДС к выручке, исходя из этого можно сделать вывод, увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт

планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	85,53
Прочие	493,6	54,31
Итого по ГЭС	-	139,84

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт,

Этап проекта	Величина, %
1–5	0,06
6–15	0,09
16–25	0,14
> 25	0,20

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
АО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	14,89
АО «АТС» (администратор торгвой системы)	0.001097 тыс.руб/МВт·ч	1,04
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/МВт·ч	0,30
Итого	-	16,24

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Аргун составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Амортизационные отчисления, млн.руб.	83,62	88,36	88,36	88,36	88,36
Расходы на страхование, млн.руб.	24,02	23,85	23,00	22,16	21,31

Окончание таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	139,85	139,85	139,85	139,85	139,85
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,25	2,24	2,16	2,08	1,99
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	16,24	16,24	16,24	16,24	16,24
Налог на воду, млн.руб.	4,18	4,56	4,56	4,56	4,56
Итого, млн.руб.	270,16	275,11	247,40	273,25	272,33

Согласно диаграмме, представленной на рисунке 8.2, показанной для большей наглядности о текущих затратах по гидроузлу, можно сделать вывод, что большую часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Амортизационные отчисления увеличивается в период с 2028 по 2029 год, а в последующие года остается постоянной. Итоговая стоимость текущих затрат, соответственно, остается постоянной с 2029 года.

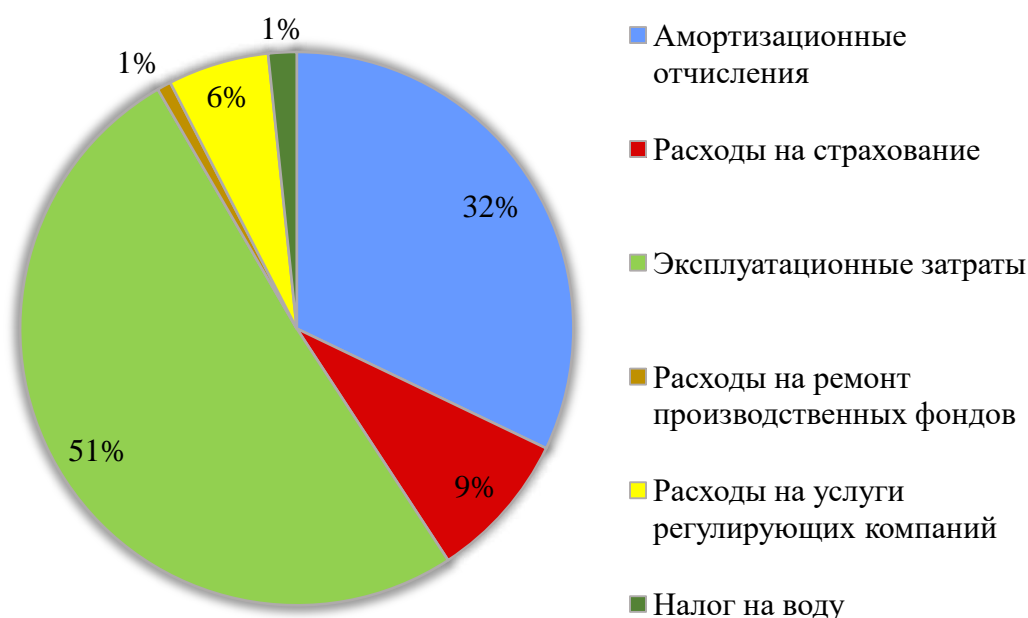


Рисунок 8.2– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: Основные затраты идут на эксплуатационные расходы и амортизационные отчисления.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2033	2034	2035	2036	2037
Налог на прибыль, млн.руб.	260,75	263,76	266,77	269,93	272,96
НДС, млн.руб.	293,73	296,35	298,97	301,74	304,38
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	4,78	4,78	4,78	4,78	4,78
Налог на имущество, млн.руб.	47,46	45,51	43,57	41,63	39,68
Итого, млн.руб.	606,71	610,40	614,09	618,08	621,80

Вывод: Основным составляющим налоговых расходов является налог на прибыль так как выработка электроэнергии станции растёт. Также рост расходов связан с налогом на добавленную стоимость.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	1444,34	1456,62	1469,72	1482,83	1495,94
Текущие расходы, млн.руб.	273,25	272,32	271,39	270,47	269,54
ЕВИТДА(валовая прибыль, млн.руб.	1439,78	1452,6	1456,16	1478,26	1491,38
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	1276,07	1290,30	1305,34	1320,39	1335,45
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	107,34	258,06	261,07	264,08	267,09
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1168,75	1032,24	1044,27	1056,31	1068,36
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: Динамика расходов меньше, чем динамика доходов, следовательно, прибыль растёт.

В начале реализации проекта с 2022 и до конца 2026 года происходит отток денежных средств, так как в процессе строительства электроэнергия и мощность не вырабатывается.

С первого квартала 2027 года начинается производство электроэнергии и мощности и соответственно убытки уменьшаются и строительство начинает окупаться.

С первого квартала 2028 года по завершению строительства и прекращению оттоков средств на строительство, наблюдается положительная динамика увеличения прибыли, и затраты начинают окупаться.

Наглядно изменение суммы прибыли/убытков(кэшфло) по проекту можно отследить по графику на рисунке 8.3.



Рисунок 8.3 – Изменение CF, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими документами:

- «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

- «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113;

- Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- Период прогнозирования для Дуба–Юртской ГЭС составляет 27 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;

- Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года;

- Предполагается что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Дуба–Юртской ГЭС на реке Аргун мощностью 110 МВт.

Показатели эффективности представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Дуба–Юртской ГЭС на рекеАргун»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости –DPB, мес.	258
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	401,2
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,07
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,55

Себестоимость электрической энергии, руб/КВт·ч	0,24
Удельные капиталовложения, руб/КВт	75704,55

Вывод: По показателям из данной таблицы проект можно считать целесообразным.

8.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9– Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн.руб.	2,74	2,74	8,89	9,34	9,34
В региональный бюджет, млн.руб.	3,04	12,63	51,41	56,98	53,29
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	5,78	15,37	60,30	66,32	62,63

Вывод: По данным строки «Итого налоговых поступлений» вышеуказанной таблицы, можно сделать вывод об ежегодном увеличении налоговых поступлений в связи с повышением выручки от реализации электроэнергии.

8.6 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности индекса доходности к изменениям:

- ставки налогов;
- цены сбыта;
- ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

На рисунке 8.4 представлено изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов.

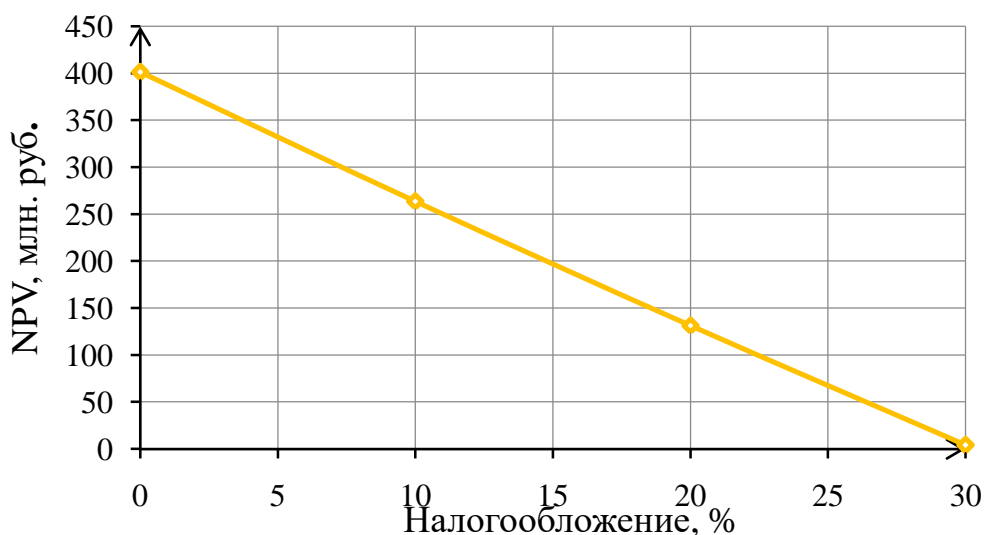


Рисунок 8.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

По построенному графику можно сделать вывод, что при увеличении ставки налогов, NPV уменьшается, а при уменьшении – наоборот, то есть присутствует обратная зависимость.

На рисунке 8.5 представлено изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта.

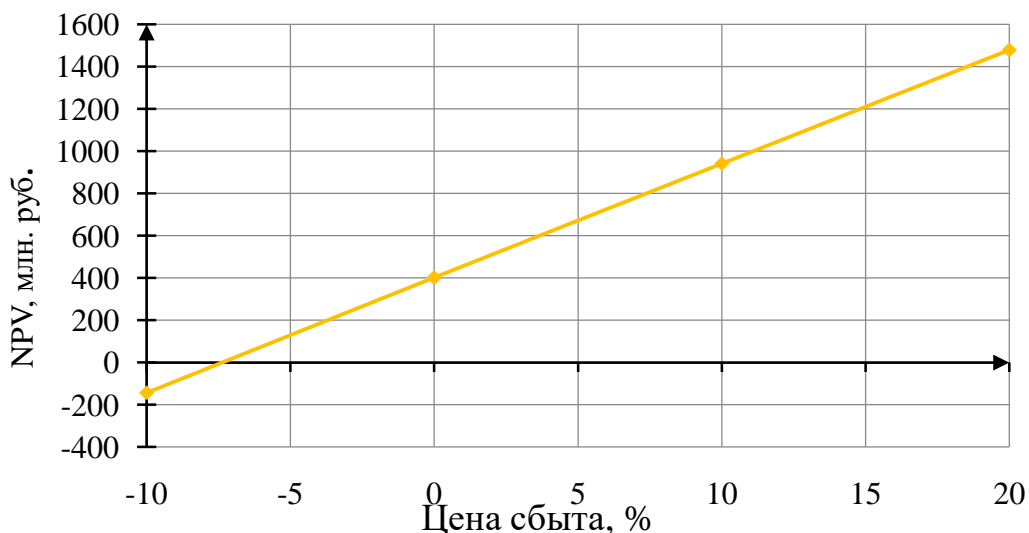


Рисунок 8.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: На выше представленном графике видно, что NPV прямо зависит от цены сбыта. При увеличении цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и чистый дисконтированный доход.

В таблице 8.10 представлено изменение суммы NPV от ставки дисконтирования.

Таблица 8.10 – Сумма NPV от изменения ставки дисконтирования

Изменение ставки дисконтирования	0%	10%	20%	30%

NPV, млрд. руб.	19,18	1,26	-1,62	-2,01
-----------------	-------	------	-------	-------

На рисунке 8.6 представлено изменение суммы NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования. Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины NPV.

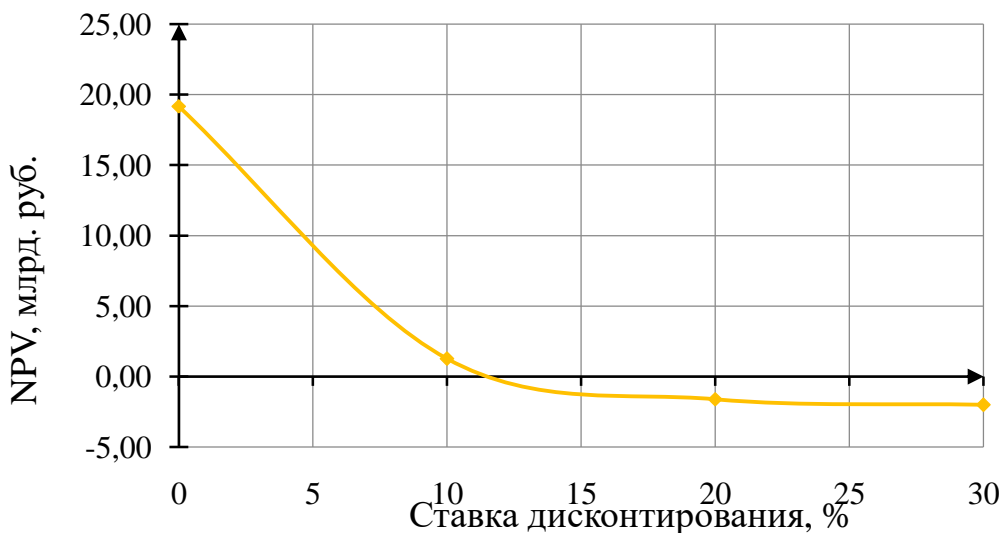


Рисунок 8.6– Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: По графику видно, что увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины NPV.

9 Задачи и состав натуральных наблюдений за ГТС в период эксплуатации

Задачи и состав натуральных наблюдений определяются конструкцией и габаритами сооружений, протяженностью напорного фронта и характером основания

Основной целью спец вопроса является осуществление разработки задач для контроля за состоянием проектируемой ГЭС на основе рабочей документации, стандартов организации и нормативных документов.

9.1 Формы контроля состоянием проектируемого гидротехнического сооружения

Для гидротехнического сооружения следует осуществлять такие формы контроля как:

- регулярные визуальные осмотры за ГТС;
- выполнение инструментальных наблюдений по КИА за состоянием ГТС;
- отслеживание горизонтальных и вертикальных перемещений в различных точках тела плотины по КИА;
- отслеживание осадки основания плотины;
- отслеживание деформирования скальных массивов в зоне влияния гидроузла и водохранилища;
- отслеживание состояния тектонических трещин, разломов в районе размещения гидроузла;
- обработка и хранение информации об инструментальных измерениях по КИА;
- определение плановых смещений основания на различных отметках по глубине;
- определение глубины активной зоны основания;
- измерение деформаций плотины по КИА в зависимости от наполнения водохранилища.

9.1.2 Контролируемые показатели ГТС

Контролируемые показатели на Дуба–Юртской ГЭС:

- уровни воды в верхнем и нижнем бьефах;
- температура воды в водохранилище верхнего бьефа на разной глубине;
- температура воды в нижнем бьефе;
- химический состав воды р. Аргун и воды в водохранилище;
- температура воздуха в галереях сооружения.

Инструментально контролируемые показатели на Дуба–Юртского гидроузла:

- раскрытие и закрытие трещин;
- раскрытие шва на контакте «бетон–скала»;
- сейсмические воздействия в районе гидроузла;
- усилия в арматуре;
- температура бетона;
- фильтрационный режим плотины;

- температура воды фильтрационного потока;
- механический и химический составы фильтрующейся воды;
- пьезометрические напоры.

Визуально контролируемые параметры ГТС:

- увеличение трещинообразования плотины;
- состояние трещин и швов;
- выщелачивание бетона;
- механические, химические и коррозионные повреждения;
- наблюдение за КИА.

9.2. Измеряемые параметры гидроузла

Геодезические наблюдения за деформациями и смещениями включают измерения при помощи геодезических инструментов горизонтальных и вертикальных смещений сооружений. Для наблюдений используется измерительная сеть, состоящая из следующих знаков:

- репер - высотное положение этого знака является практически неизменным во все время наблюдений за деформациями сооружений;
- марка - жестко укрепленный на конструкции сооружения знак, изменяющий свое высотное и плановое положение вследствие смещений сооружений;
- опорный знак - практически неподвижный в горизонтальной плоскости знак, относительно которого определяются сдвиги и крены сооружений.

Все геодезические знаки, установленные на сооружении и вблизи него, образуют наблюдательную и опорную сети, связанные между собой геодезическими измерениями.

9.2.1 Измерение осадки

Определение осадки бетонных плотин и их оснований производится нивелированием I класса, так как проектируемая бетонная плотина, расположена на скальном основании в зоне 9 балльных землетрясений, а также имеет высоту 27,6 м.

Будет применяться схема геометрического нивелирования, представленная на рисунке 9.1, такой вид самый распространенный и не сложный. Нивелирование первого класса заключается в измерении при двух горизонтах инструмента прямо и обратным путем горизонтального луча визирования, для чего между наблюдаемыми точками (марками) устанавливаются нивелир, а на точках - рейки. Превышения определяют по разности отсчетов по двум рейкам. Точность данного вида 1 мм на 1 км расстояния.



Рисунок 9.1 – Схема геометрического нивелирования

Прибор для данного вида нивелирования LeicaLS15, представленный на рисунке 9.2 с погрешностью измерения 0,3мм с использованием инварных штрих-кодовых реек LeicaGPCL2, представленных на рисунке9.3.



Рисунок 9.2 – Цифровой нивелир LeicaLS15

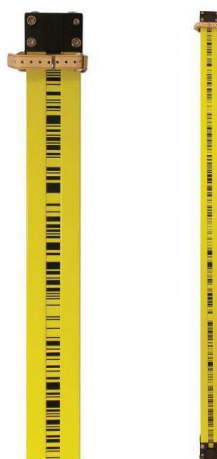


Рисунок 9.3 – Штрих-кодовая рейка LeicaGPCL2

Наблюдения за осадкой проводятся для контроля состояния геологической среды, изменения реакции основания плотины под действием сезонно меняющегося уровня воды водохранилища.

Большая часть осадок и смещений основания (до 70%) приходится на период возведения плотины и первого полного наполнения водохранилища, после чего они затухают.

Следует учитывать влияние температурных деформаций бетонного массива, на котором заложены марки. Осадка, измеренная по этим маркам, не может сопоставляться с осадкой, измеренной в галереях.

При измерении осадок гидротехнических сооружений используют знаки, которые можно подразделить на три группы:

1. Марки, закладываемые в исследуемом сооружении. По осадкам марок судят об осадках сооружения;

2. Рабочие реперы, закладываемые вблизи сооружения в деформируемой зоне. От реперов нивелируют марки на сооружении. На рабочие реперы периодически передают отметки от исходной сети.

3. Исходные реперы, закладываемые за пределами зоны возможных деформаций в устойчивые грунты. Предполагается, что отметки исходных реперов остаются неизменными длительное время.

Размещение марок на плотине должно давать информацию о распределении осадки в продольном и поперечном направлениях.

Технология установки марок представлена в пункте 9.3.

9.2.2 Измерение горизонтальных перемещений

Горизонтальные перемещения тела плотины и основания, измеряемые триангуляционным геодезическим методом, используются в качестве показателей безопасной работы плотины.

Суть метода заключается в геодезическом построении на местности системы пунктов, образующих треугольники, у которых измеряются все углы и длины некоторых базовых (базисных) сторон.

Для измерения горизонтальных перемещений подбирается тахеометр Leica TS10 R1000(5"), оснащенный встроенным программным обеспечением Leica Captivate с возможностью 3D-просмотра. Дальность работы без использования отражателя составляет 1000 метров, угловая точность 5 секунд. Тахеометр для данного вида измерений указан на рисунке 9.4.

Схема определения горизонтальных смещений представлена на рисунке 9.5.



Рисунок 9.4 – Тахеометр Leica TS10

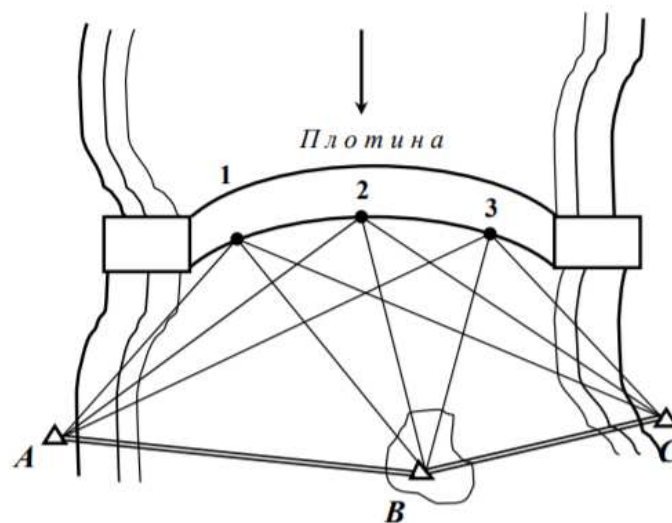


Рисунок 9.5 – Определение горизонтальных смещений методом триангуляции

9.2.3 Фильтрационные измерения

Наблюдения за давлением фильтрационного потока, а также за противодавлением в основании бетонной плотины, являются основными наблюдениями в период эксплуатации сооружений.

Наблюдения за фильтрационным давлением осуществляется с помощью пьезометров. Пьезометры могут быть установлены в монолитном бетоне, в строительных и конструктивных швах сооружения.

Для измерения расходов используются дренажные и контрольные скважины, пробуренные в теле и основании плотины. Работа дренажных и противофильтрационных устройств оценивается по изменениям фильтрационных расходов, пьезометрических уровней и сравнению их с нормативными значениями напоров. Схемы напорного и безнапорного пьезометров показаны на рисунках 9.6 и 9.7 соответственно.

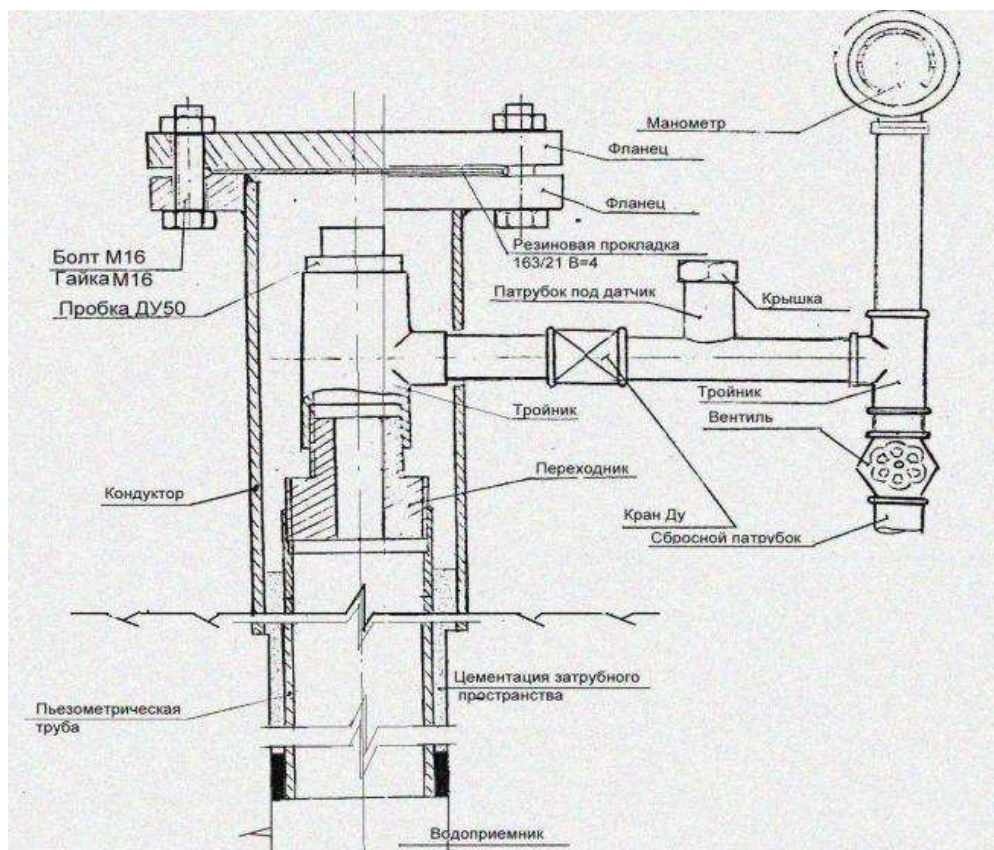


Рисунок 9.6 –Схема напорного пьезометра с диаметром скважины 105 мм

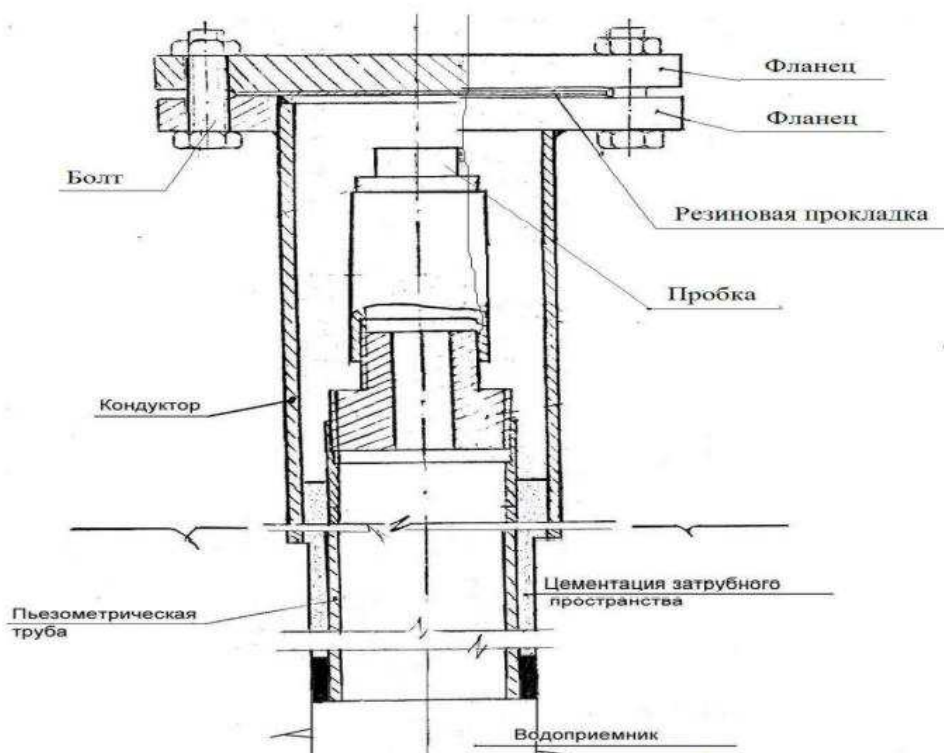


Рисунок 9.7 –Схема устройства безнапорного пьезометра

По безнапорным пьезометрам производится измерение уровней воды, а по напорным измеряется давление воды.

В безнапорных пьезометрах уровни воды определяются с помощью электроконтактного уровнемера.

В напорных пьезометрах измерение фильтрационного давления производится с помощью стационарно установленных манометров.

Для обеспечения надежности показаний пьезометров следует выполнять проверку их чувствительности не реже 1 раза в 2 года при отсутствии специальных показаний (повреждений пьезометра, изменений условий эксплуатации)

9.2.4 Температурный режим

Изменение температуры в эксплуатируемых высоких плотинах существенно сказывается на их напряженно – деформированном состоянии. Температурное воздействие включено в расчетные нагрузки. Для плотин высотой ниже 60 м расчет температурных напряжений проводится, если амплитуда сезонных колебаний температуры наружного воздуха превышает 17°С.

По температурным условиям для Чеченской республики необходим учет температурных воздействий, так как сезонные колебания превышают 17°С.

Измерение температуры наружного воздуха необходимо проводить непосредственно в створе гидроузла, рассчитывая среднесуточную температуру по стандартной методике метеорологических служб. Данные гидрометеорологических станций, расположенных, как правило, в 2 – 3 км от створа, не могут быть использованы, так как они не соответствуют фактическому температурному режиму в створе, определяемому условиями эксплуатации гидроузла (влияние незамерзающего зимой нижнего бьефа, высокая влажность воздуха, сброс воды и т.д.).

Температурный режим контролируется по измерительным створам телетермометров, установленных в тело и основание контролируемых секций, в швах плотины, по глубине водохранилища.

Контроль за сезонным раскрытием швов, выходящих на низовую грань, осуществляется щелемерами в зоне действия высоких температурных градиентов; состояние контакта бетон-скала контролируется, пьезометрами, деформометрами. Схема щелемера показана на рисунке 9.8.

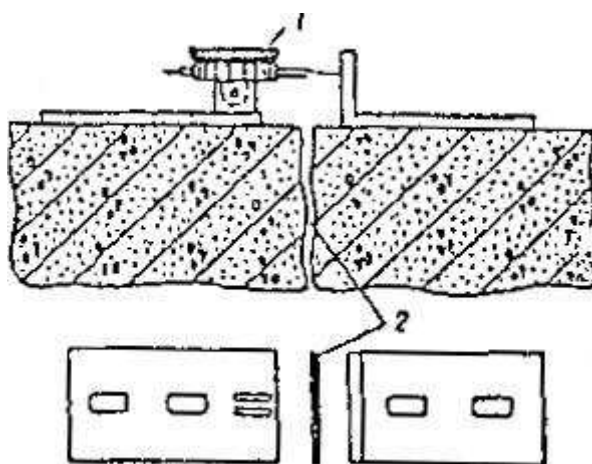


Рисунок 9.8 – Щелемер с мессурой

Контроль немонолитности плотины, возникшей вследствие неэффективности цементации радиальных и межстолбчатых швов, осуществляется по показаниям щелемеров, установленных для оценки качества омоноличивания плотины, и по тензOMETрам, размещаемым по обе стороны конструктивных и технологических швов, что дает возможность следить за условиями передачи усилий в продольном и поперечном направлениях.

О монолитности профиля плотины также судят, по характеру распределения напряжений в его горизонтальных сечениях.

9.3 Установка КИА

9.3.1 КИА для измерения осадки сооружения

Марки на плотине устанавливаются в местах, доступных для проведения наблюдений:

- на гребне, горизонтальных и слабо наклонных поверхностях сооружения;
- в потернах, галереях внутри тела плотины.

Для наблюдений за осадками и наклонами отдельных секций бетонных сооружений в них заложили марки различных типов: боковые и поверхностные.

Поверхностные марки, установленные в продольных наблюдательных створах, предназначены для контроля закономерности осадки плотины по ее длине. Поверхностная марка, представленная на рисунке 9.9, которую ставят на горизонтальных плоскостях сооружения в незатвердевший бетон при завершении бетонных работ, служит для постоянных наблюдений за сооружением при эксплуатации.

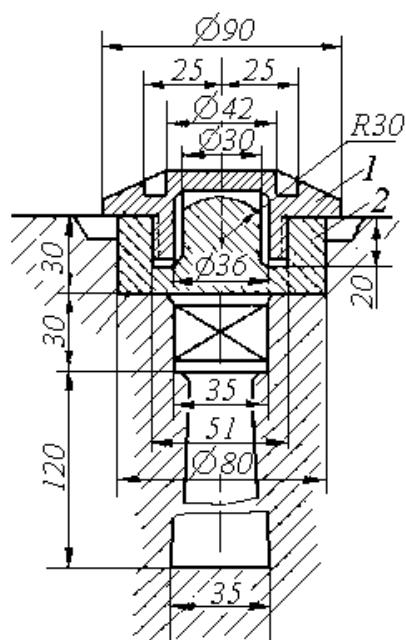


Рисунок 9.9 – Поверхностная марка: 1–крышка; 2–марка

Боковая марка, представленная на рисунке 9.10, закрепляемая на боковых гранях сооружения, служит для определения осадок во время его строительства.

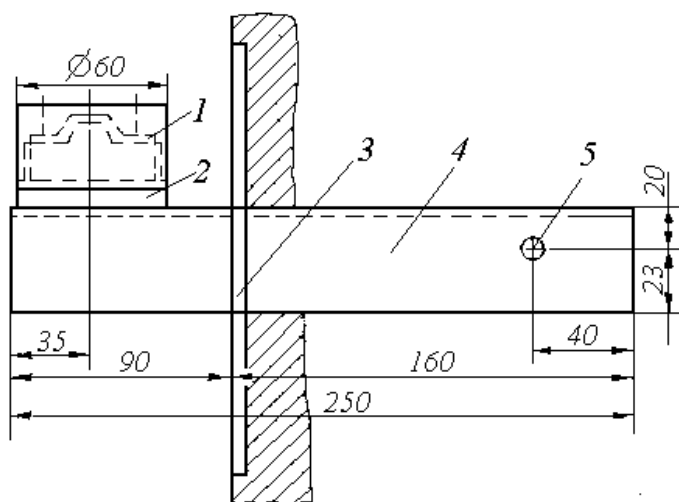


Рисунок 9.10– Боковая марка: 1–крышка; 2–корпус; 3–фланец; 4–швеллер; 5–анкерный штырь

9.3.2 КИА для измерения горизонтальных перемещений сооружения

Наблюдения за горизонтальными перемещениями сооружения проводят методом триангуляции. Для этого в средней части каждой секции с обеих сторон точно в створную линию закладывают гнездовые центры, представленные на рисунке 9.11, которые гарантируют точную центровку шкал мерных проволок при линейных измерениях, теодолита и визирных марок.

Вертикальность оси достигается при установке гнездового центра: для получения вертикальности оси пользуются ватерпасом специальной конструкции, показанной на рисунке 9.11.

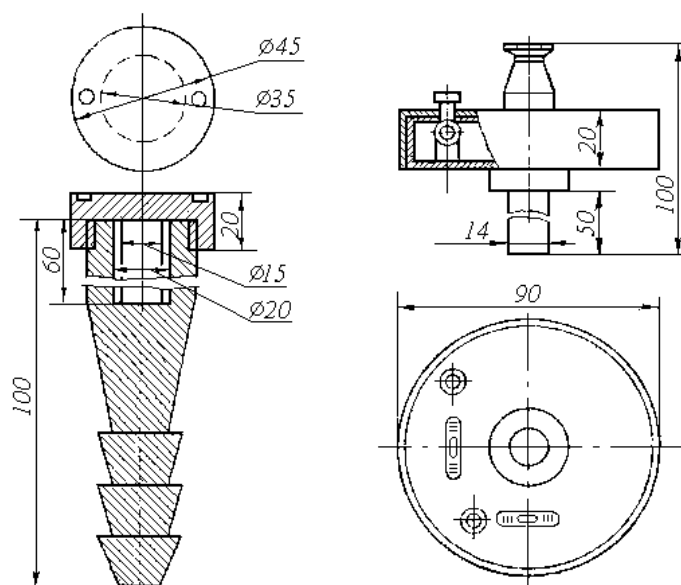


Рисунок 9.11 – Гнездовой центр и ватерпас для его установки

9.3.3 Размещение контрольно-измерительной аппаратуры на гидроузле

На рисунке 9.12 представлена схема размещения контрольно-измерительной аппаратуры в здании гидроэлектростанции.

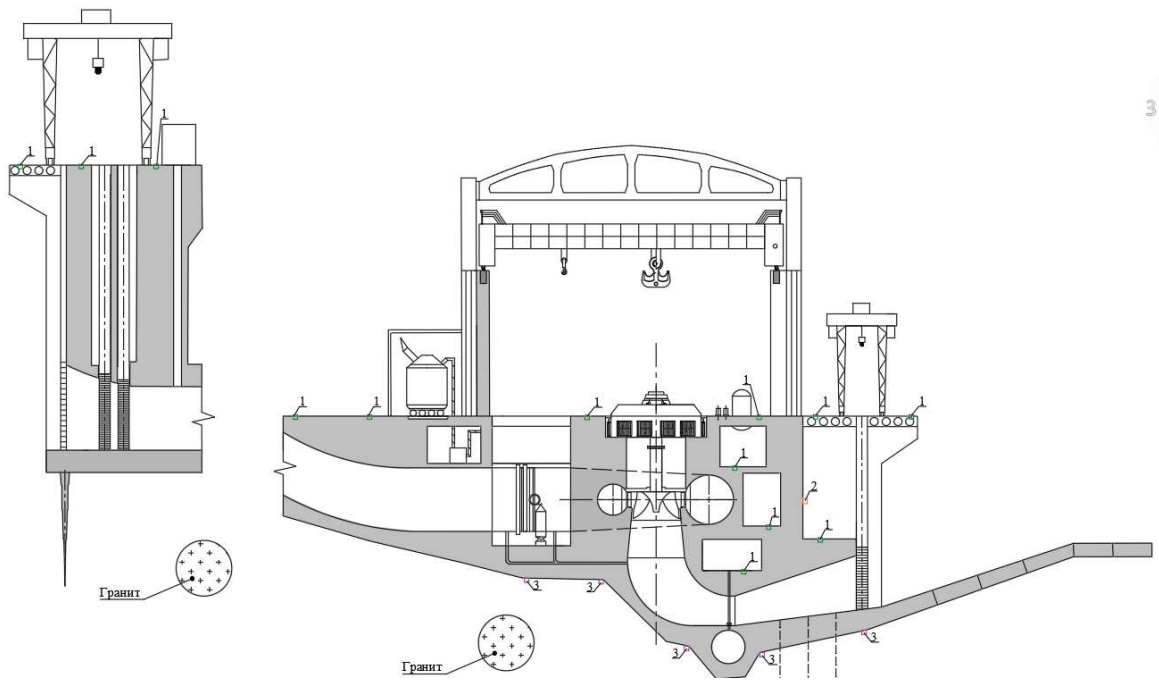


Рисунок 9.12 – Размещение контрольно-измерительной аппаратуры в здании гидроэлектростанции: 1 –поверхностная марка; 2 –боковая марка; 3 –водоприемник пьезометра;

9.4 Визуальные наблюдения

Визуальные наблюдения являются основным методом контроля сооружений, на которых КИА (контрольно-измерительная аппаратура) либо отсутствует, либо имеется в ограниченном количестве. На сооружениях, оснащенных КИА, роль визуальных наблюдений не снижается, поскольку ряд признаков неблагоприятного состояния сооружения, его основания, береговых примыканий или бетона как материала могут быть обнаружены только визуальными наблюдениями (проявление выходов фильтрации, выщелачивание, трещинообразование).

Состав визуальных наблюдений на сооружении назначается с учетом его конструктивных особенностей, природно-климатических, геологических и технологических условий, требований эксплуатации, наличия дефектов и неблагоприятных явлений в сооружении и его основании, береговых примыканиях.

Объектами визуальных наблюдений на Дуба–Юртской ГЭС являются:

- верховая грань плотины выше НПУ, а также в зоне переменного уровня воды;
- низовая грань плотины;
- водослив и донные отверстия,
- водобойная плита, водобойная стенка и рисберма;
- турбинные водоводы;
- зона примыкания бетонных правобережной и левобережной плотин к скальным и берегам;
- стенки, своды и днища галерей, устроенных в теле плотины, а также на контакте с основанием;
- берега со стороны верхнего и нижнего бьефов;
- зона водохранилища и вся территория в районе гидроузла;
- ледовые образования в верхнем и нижнем бьефах в зимний период.

Также визуальным осмотрам должны подвергаться:

- дренажные устройства в основании и теле плотины;
- КИА, установленная на плотине (марки, репера);
- механическое оборудование ГТС (затворы, краны, сороудерживающие решетки, лебедки), повреждения которых могут отразиться на состоянии плотины.

Систематические визуальные наблюдения сопровождаются описаниями наблюдаемых явлений, зарисовками, фотоснимками и простейшими замерами. Кроме этого, при проведении визуальных наблюдений следует фиксировать в журнале наблюдений уровни воды в бьефах, температуру воздуха и воды. После неординарных событий, таких как землетрясение, ураган, ливень, паводок с высоким расходом, гидравлический удар и т.п., следует проводить внеочередные визуальные обследования.

Визуальные наблюдения за поверхностью бетона выявляют трещины, очаги фильтрации, подтеки, налеты и напластования продуктов выщелачивания, раковины, пустоты, отслаивание и выкрашивание бетона, обнажение арматуры и др. Подводные части сооружения осматриваются водолазами, и результаты оформляются актами. При водолазных осмотрах следует использовать подводные телевизионные установки.

В эксплуатационный период визуальные наблюдения (осмотры) за трещинами и швами должны производиться не реже одного раза в месяц. При этом следует фиксировать также фильтрационные проявления и наличие или отсутствие коррозии бетона в зоне шва или трещины. Инструментальные наблюдения начинаются сразу же после установки соответствующей КИА и продолжаются весь период эксплуатации.

Визуальные наблюдения бетонных сооружений проводятся специалистами-гидротехниками, при этом должны выполняться следующие требования: систематичность наблюдений во времени, тщательность осмотров сооружений и сравнимость результатов, полученных на различных временных стадиях для различных этапов состояния и работы сооружения.

Выявленные и зарегистрированные визуальным способом повреждения или неблагоприятные явления на сооружении следует по возможности детально обследовать для установления причин их возникновения. Обследования проводятся как непосредственно на сооружении (путем постановки простейших опытов, регулярных измерений отдельных параметров, отбором и испытанием проб и т.п.), так и в камеральных условиях (путем изучения проектной документации, результатов инструментальных натурных наблюдений и исследовательских работ, годовых отчетов о состоянии сооружения, дневника наблюдений и других документов).

После сбора данных визуальных наблюдений и обследований в необходимом для оценки состояния сооружения количестве проводится ретроспективный (за весь период наблюдений) сравнительный анализ изменений во времени контролируемых показателей и параметров. На основании этого анализа делается вывод о динамике развития наблюдаемых процессов, периодичности повторения того или иного явления, изменении какой-либо дефектной зоны и т.п.

9.5 Составление программы наблюдений

Основным техническим документом для производства работ является (проект) наблюдений, который составляет геодезическая служба проектно-изыскательской организации (генерального проектировщика гидроузла). При необходимости разработка программы может быть поручена авторитетной геодезической организации.

Программу составляют на стадии технического проекта, в дальнейшем на стадии рабочих чертеж ей ее корректируют с соответствующей детализацией и доводят до уровня практического руководства.

Программу разрабатывают на основании технического задания главного инженера проекта. В этом задании, которое составляют с привлечением научно-исследовательской организации, курирующей натурные наблюдения на гидроузле, указывают:

- объекты наблюдений и виды деформаций (осадки, горизонтальные смещения и т.п.), которые предстоит определить;
- ожидаемые значения деформаций и точность их определения;
- схемы размещения КИА по каждому сооружению (или места расположения определяемых геодезических знаков в сооружении);
- цикличность наблюдений, начало счета деформаций;
- возможные места расположения исходных плановых и высотных знаков (за пределами зоны деформаций горных пород), от которых будут определять деформации;
- виды отчетной документации и порядок ее представления.

В программе должны быть отражены:

- характеристики района строительства (физико-географическая, геологическая и гидрологическая) и объектов наблюдений;
- схемы сетей, конструкция и размещение опорных и контрольных знаков;
- рекомендуемые инструменты и оборудование, их исследования и поверки;
- методика измерений;
- контроль стабильности исходных пунктов;
- порядок камеральной обработки результатов измерений;
- виды отчетной документации и сроки их представления.

В приложении к программе приводят упомянутые выше техническое задание, а также сведения о количестве КИА и объемах всех видов работ, связанных с наблюдениями. Эти данные необходимы для составления сметы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлен расчёт параметров Дуба-Юртского гидроузла на реке Аргун с максимальной высотой бетонной плотины 27,6 м и шириной по гребню 360 м. Сооружение гидроузла принадлежит к III классу.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расходов обеспеченностью 0,1% и 0,01%. Так же было определено значение строительного расхода. Значения всех вычисленных на данном этапе расходов: $Q_{0,5\%} = 792,7 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{1\%} = 723,5 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{\text{ВХК}} = 32 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Дуба-Юртского гидроузла, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила 110 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 382,6 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет $4,34 \text{ км}^3$. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 666 млн. кВт·ч. Также было построено режимное поле и определены напоры:

- минимальный (46,9 м);
- расчетный (47,5 м);
- максимальный (52,4 м).

Из полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны возможные типы гидротурбин. После сравнения рабочих зон турбин, принята к установке гидротурбина РО75-В-400 при числе агрегатов равном 2. Произведен расчет основных размеров генератора типа СВ-880/130-40 с номинальной мощностью 55 МВт и синхронной частотой вращения 150 об/мин.

На следующем этапе определены состав, тип и компоновка основных сооружений.

В состав сооружений верхнего узла входит:

- левобережная бетонная глухая плотина, 136 м;
 - водосбросная бетонная плотина, 16 м;
 - правобережная бетонная глухая плотина, 208 м;
 - водоприёмник (установлен вне тела плотины)
- В состав сооружений станционного узла входит:
- безнапорный деривационный тоннель;
 - напорный бассейн;
 - бассейн суточного регулирования;
 - турбинные водоводы;
 - здание ГЭС с машинным залом.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка гребня водослива 393,6 м;
- отметка подошвы плотины 366,0 м;
- количество водосливных отверстий –2;

- ширина водосливного отверстия – 5,4 м;
- толщина бычка – 1,3 м;
- ширина пролетов – 8 м.

В качестве гасителей энергии потока выбрана водобойная плита с водобойной стенкой.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок при основном и поверочном случаях. По результатам оценки плотина Дуба-Юртского гидроузла отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

- удельные капиталовложения 75704,55 руб./кВт;
- индекс прибыльности – 1,07
- себестоимость производства электроэнергии – 0,284 руб./кВт·ч;
- срок окупаемости станции 21 год 6 месяцев начала строительства.

Анализируя полученные в ходе расчета данные можно сказать, что проект экономически эффективен.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Карта сейсмических данных //Геологический институт Российской академии наук – URL:http://neotec.ginras.ru/neomaps/M080_Russia_2016_Seism-region_Komplekt-kart-osr-2016-territorii-rossiyskoy-federacii.html (дата обращения: 08.04.2019).
2. Геологические данные //Река Аргун - Режим доступа: <https://gotonature.ru/2045-reka-argun.html>(дата обращения: 25.04.2019).
3. Энергохарактеристика района// ОДУ Юга – URL:http://so-ups.ru/index.php?id=odu_south(дата обращения: 12.03.2020).
4. Скорость реки//Спутниковые карты - Режим доступа: – URL:<https://satmaps.info>(дата обращения: 02.04.2020).
5. Васильев Ю.С. Гидротехническое вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т./ Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев – М.: Энергоатомиздат, 1988.- 400 с.
6. Гидротехническое вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./ Под ред. Ю.С Васильева, Д.С. Щавелева. Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
7. Фомичева Н.Н. Гидрология и регулирование стока [текст] : учеб. пособие./Н.Н. Фомичева, Перфильев А.А. – Новосибирск: Новосиб. гос. акад. водн. трансп., 2009. – 302 с.
8. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. -М.: Энергия, 1974. - 312 с.
9. СНиП 2.06.04-82*. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые от судов). Актуализированная редакция. – Москва: ОАО ЦПП, 2011 – 112 с.
10. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения.– М.: ФГУП ЦПП, 2012.
11. Речные гидротехнические сооружения. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки, 2015.
12. СП 23.13330.2018 Основания гидротехнических сооружений. – Министерство регионального развития РФ. Москва 2011.Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: учебник для студентов вузов / Л.Н. Рассказов. – Москва: Стройиздат, 1996. – 440 с.
13. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996.
14. Экскаватор ЭО 5126 // Всё о спецтехнике– URL: <https://spectekhnika.info/ehkskavator-eho-5126/> (дата обращения: 08.03.2022).

15. Карлсон А.А. Руководство по натурным наблюдениям за деформациями гидротехнических сооружений и их оснований геодезическими методами.– М.: Энергия, 1980,– 201с.

16. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

17. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015)

18. Пособие к СНиП II 77 «Плотины бетонные и железобетонные» Натурные наблюдения и исследования на бетонных и железобетонных плотинах: П16 84; ВНИИГ М.,1984 –39с.

19. Требования безопасности при эксплуатации // Сооружения гидротехнические:– URL: <https://www.rts-tender.ru/poisk/gost/r-55260-1-9-2013>(дата обращения: 09.06.2021).

20. Рекомендации по наблюдениям за напряженно-деформированным состоянием бетонных плотин: П 100-81/ВНИИГ. Л. 1982.–Санкт-Петербург,2001.

21. Руководство по натурным наблюдениям за деформациями гидротехнических сооружений и их оснований инженерно-геодезическими методами: П-648 / Гидропроект. М.: Энергия. 1980.

22. Шеховцов Г. А. Современные геодезические методы определения деформаций инженерных сооружений: монография; / Г.А. Шеховцов, Р.П.Шеховцова – Н.Новгород: Нижегород. гос. архит.-строит. ун-т,2014,–256 с.

23. СТО 70238424.27.140.035-2009 Гидроэлектростанции. Мониторинг и оценка технического состояния ГЭС в процессе эксплуатации. Нормы и требования. – Введ. 31.12.2009 – Москва, 2009.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно – энергетические расчеты

Месяц, декада	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор <i>H</i> , м	Мощность <i>N</i> , МВт	Гарантированная мощность <i>N</i> гар. МВт
	бытовой расход <i>Q</i> быт.	потери на				полезный бытовой расход <i>Q</i> пол. б.	расход из водохранилища <i>Q</i> водохр.	расход ВХК <i>Q</i> ВХК	расход через турбины <i>Q</i> ГЭС	расход холостых сбросов <i>Q</i> х. сбр.	расход нижнего бьефа <i>Q</i> НБ	объём начальный <i>V</i> нач.	приращение объёма ΔV	объём конечный <i>V</i> кон.	верхнего бьефа			отметка НБ ₂ НБ			
		шлюзование <i>Q</i> шл.	фильтрацию <i>Q</i> ф.	испарение <i>Q</i> исп.	льдообразование <i>Q</i> л.										начальная отметка $Z_{ВБ}^{нач.}$	конечная отметка $Z_{ВБ}^{кон.}$	средняя отметка $Z_{ВБ}^{ср.}$				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Мес.	$Q_{быт.},$ м ³ /с	$Q_{шл.},$ м ³ /с	$Q_{ф.},$ м ³ /с	$Q_{исп.},$ м ³ /с	$Q_{лед.},$ м ³ /с	$Q_{пол.б.},$ м ³ /с	$Q_{водхр.},$ м ³ /с	$Q_{ВХК.},$ м ³ /с	$Q_{ГЭС.},$ м ³ /с	$Q_{х.сб.},$ м ³ /с	$Q_{НБ.},$ м ³ /с	$V_{нач.},$ км ³	$\Delta V,$ км ³	$V_{кон.},$ км ³	$Z_{ВБнач.},$ м	$Z_{ВБкон.},$ м	$Z_{ВБср.},$ м	$Z_{НБ.},$ м	$H_{ГЭС.},$ м	$N_{ГЭС.},$ МВт	$N_{гар.},$ МВт
X	51	0	1,1	0,5	0,00	48,9	41	73	90	0	91	6,66	0,52	6,14	390,00	388,91	389,46	337,42	50,54	39	39
XI	50	0	1,1	0,5	0,40	48,5	105	73	154	0	155	6,14	0,87	5,27	388,91	387,29	388,10	338,43	48,17	63	65
XII	39	0	1,1	0,4	0,50	36,8	152	73	189	0	190	5,27	0,79	4,48	387,29	386,41	386,85	338,79	46,56	75	79
I	43	0	1,1	0,4	0,80	41,0	150	73	191	0	192	4,48	0,38	4,10	386,41	384,15	385,28	338,81	44,97	73	79
II	57	0	1,1	0,6	0,90	54,7	103	73	157	0	158	4,10	0,64	3,46	384,15	383,87	384,01	338,47	44,04	59	65
III	63	0	1,1	0,6	0,38	60,8	32	73	93	0	94	3,46	1,11	2,35	383,87	382,60	383,24	337,47	44,26	35	39
IV	73	0	1,1	0,7	-0,30	71,3	1	73	72	0	73	2,35	-1,41	3,76	382,60	386,89	384,74	337,05	46,19	28	по ВХК
V	244	0	1,1	2,4	-0,60	241,0	-169	73	72	0	73	3,76	-0,46	4,22	386,89	386,99	386,94	337,04	48,40	30	по ВХК
VI	312	0	1,1	3,1	-1,10	308,9	-237	73	72	0	73	4,22	-0,58	4,80	386,99	387,74	387,36	337,04	48,82	30	по ВХК
VII	191	0	1,1	1,9	-0,98	188,8	-117	73	72	0	73	4,80	-0,34	5,14	387,74	388,41	388,08	337,04	49,53	30	по ВХК
VIII	125	0	1,1	1,3	0,00	122,9	-51	73	72	0	73	5,14	-0,96	6,10	388,41	389,48	388,95	337,05	50,40	31	по ВХК
IX	87	0	1,1	0,9	0,00	85,2	-13	73	72	0	73	6,11	-0,55	6,66	389,48	390,00	389,74	337,05	51,19	31	по ВХК

Рисунок А.1 – Таблица сработки–наполнения водохранилища в маловодном году

Окончание приложения А.

Месяц, декада	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность N гар. МВт
	быговой расход Q быг.	потери на				полезный быговой расход Q пол. б.	расход из водохранилища Q водохр.	расход ВХК Q ВХК	расход через турбины Q ГЭС	расход холостых сбросов Q х. сбр.	расход нижнего бьефа Q НБ	объём начальный V нач.	приращение объёма ΔV	объём конечный V кон.	верхнего бьефа			отметка НБ Z _{НБ}			
		шлюзование Q шл.	фильтрацию Q ф.	испарение Q исп.	льдообразование Q л.										начальная отметка Z _{ВВ} ^{нач.}	конечная отметка Z _{ВВ} ^{кон.}	средняя отметка Z _{ВВ} ^{ср.}				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Мес.	Q _{быг.} , м ³ /с	Q _{шл.} , м ³ /с	Q _{ф.} , м ³ /с	Q _{исп.} , м ³ /с	Q _{лед.} , м ³ /с	Q _{пол.б.} , м ³ /с	Q _{водхр.} , м ³ /с	Q _{ВХК.} , м ³ /с	Q _{ГЭС.} , м ³ /с	Q _{х.сб.} , м ³ /с	Q _{НБ.} , м ³ /с	V _{нач.} , км ³	ΔV, км ³	V _{кон.} , км ³	Z _{ВВ} ^{нач., м}	Z _{ВВ} ^{кон., м}	Z _{ВВ} ^{ср., м}	Z _{НБ.} , м	N _{ГЭС.} , м	N _{ГЭС.} , МВт	N _{гар.} , МВт
X	57	0	1,8	0,6	0,00	54,3	41	73	95	0	97	6,66	0,49	6,17	390,00	388,94	389,47	337,53	50,44	40,9	39
XI	55	0	1,8	0,6	0,40	52,4	102	73	154	0	156	6,17	0,86	5,31	388,94	387,36	388,15	338,45	48,20	63,3	65
XII	43	0	1,8	0,4	0,50	39,9	148	73	188	0	190	5,31	0,83	4,48	387,36	385,49	386,42	338,79	46,13	73,7	79
I	48	0	1,8	0,5	0,80	44,9	146	73	191	0	193	4,48	0,36	4,12	385,49	384,29	384,89	338,81	44,58	72,4	79
II	60	0	1,8	0,6	0,90	56,7	103	73	160	0	162	4,12	0,64	3,48	384,29	382,98	383,64	338,51	43,63	59,2	65
III	69	0	1,8	0,7	0,38	66,2	44	73	110	0	112	3,48	1,13	2,35	382,98	382,62	382,80	337,80	43,50	40,7	39
IV	80	0	1,8	0,8	-0,30	77,3	-3	73	74	0	76	2,35	-1,42	3,77	382,62	385,43	384,03	337,11	45,42	29	по ВХК
V	627	0	1,8	6,3	-0,60	619,2	-233	73	386	0	388	3,77	-0,47	4,24	385,43	386,94	386,18	333,78	50,90	167	по ВХК
VI	584	0	1,8	5,8	-1,10	577,6	-185	73	393	0	394	4,24	-0,59	4,83	386,94	387,91	387,42	333,22	52,71	176	по ВХК
VII	334	0	1,8	3,3	-0,98	330,1	-137	73	193	0	195	4,83	-0,35	5,18	387,91	388,94	388,42	338,83	48,10	79	по ВХК
VIII	126	0	1,8	1,3	0,00	123,1	-19	73	104	0	106	5,18	-1,01	6,19	388,94	389,68	389,31	337,69	50,12	44	по ВХК
IX	86	0	1,8	0,9	0,00	83,4	-7	73	76	0	78	6,19	-0,47	6,66	389,68	390,00	389,84	337,15	51,19	33	по ВХК

Рисунок А.2 – Таблица сработки–наполнения водохранилища в средневодном году

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

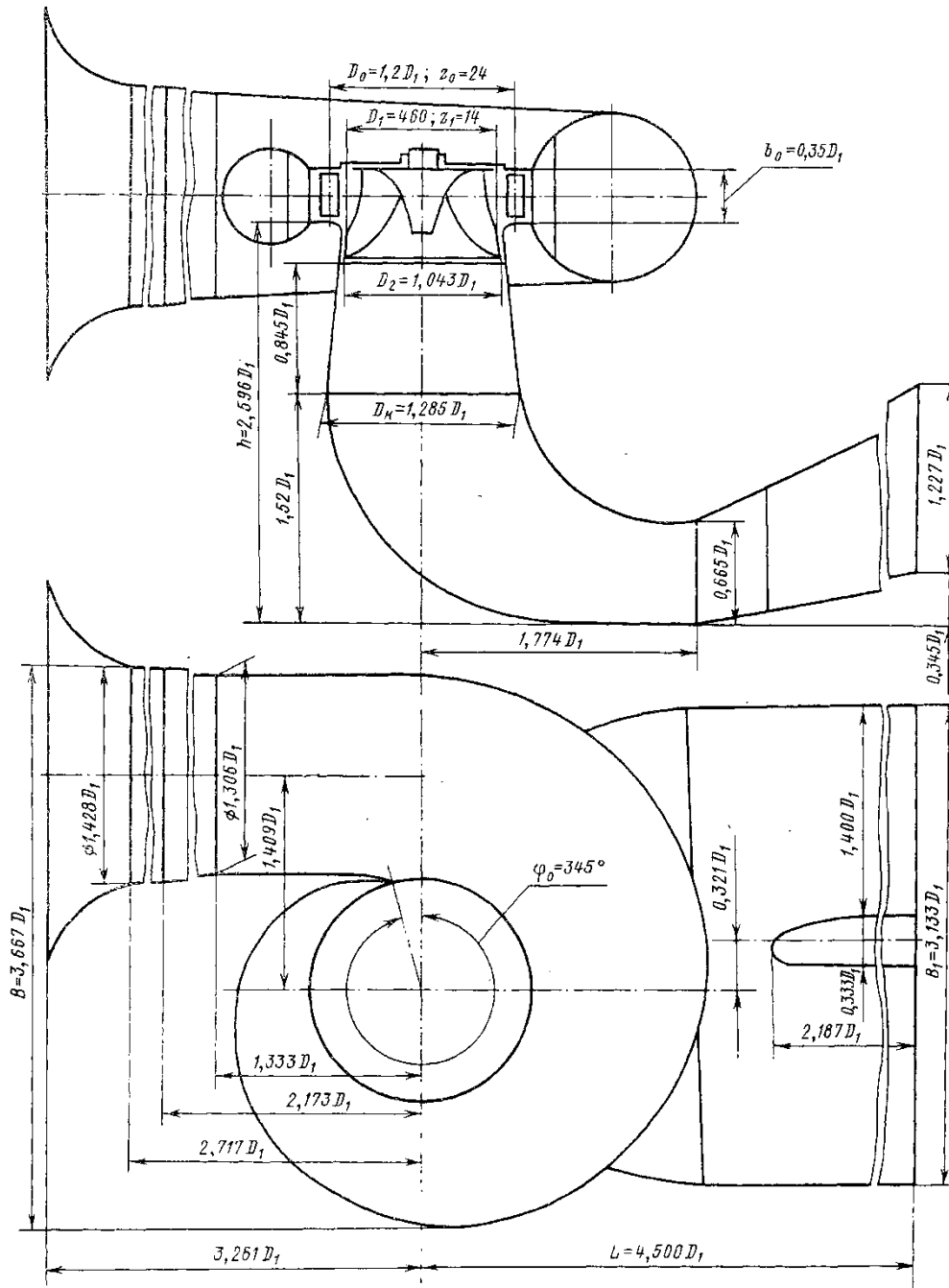


Рисунок Б.1 – Проточная часть турбины PO75 – В

Продолжение приложения Б.

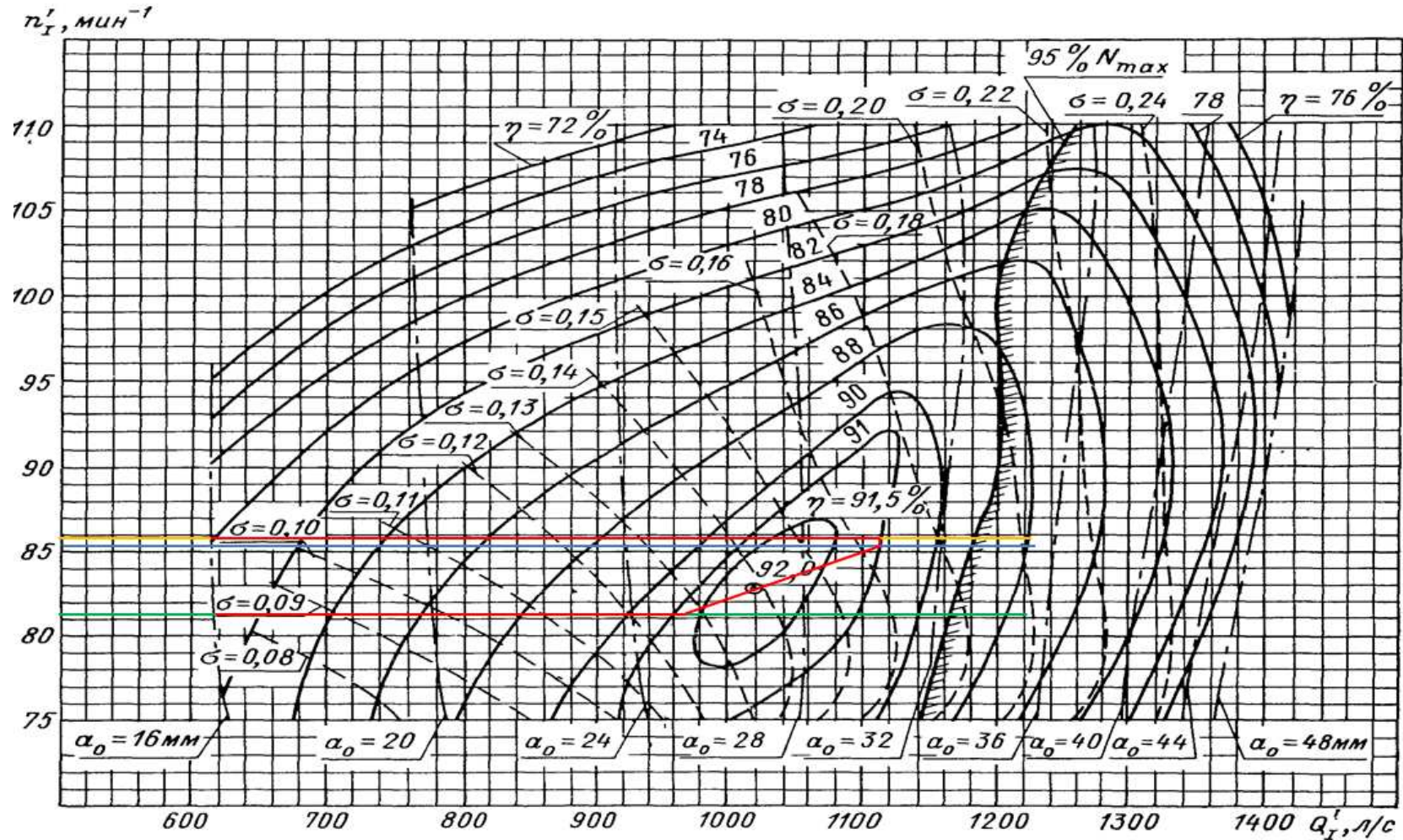


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин РО75-В-400

Продолжение приложения Б.

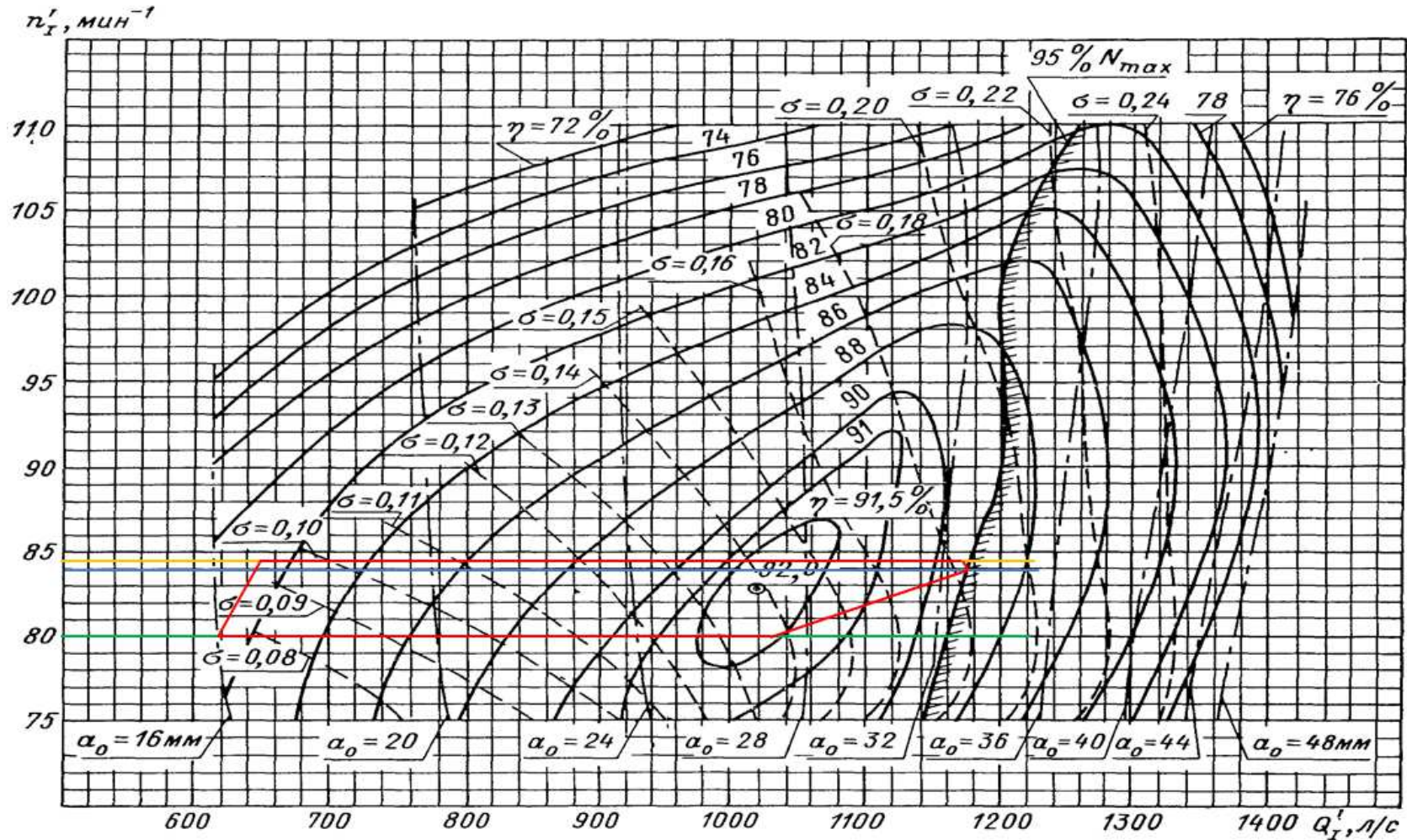


Рисунок Б.3 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин РО75-В-315

Продолжение приложения Б.

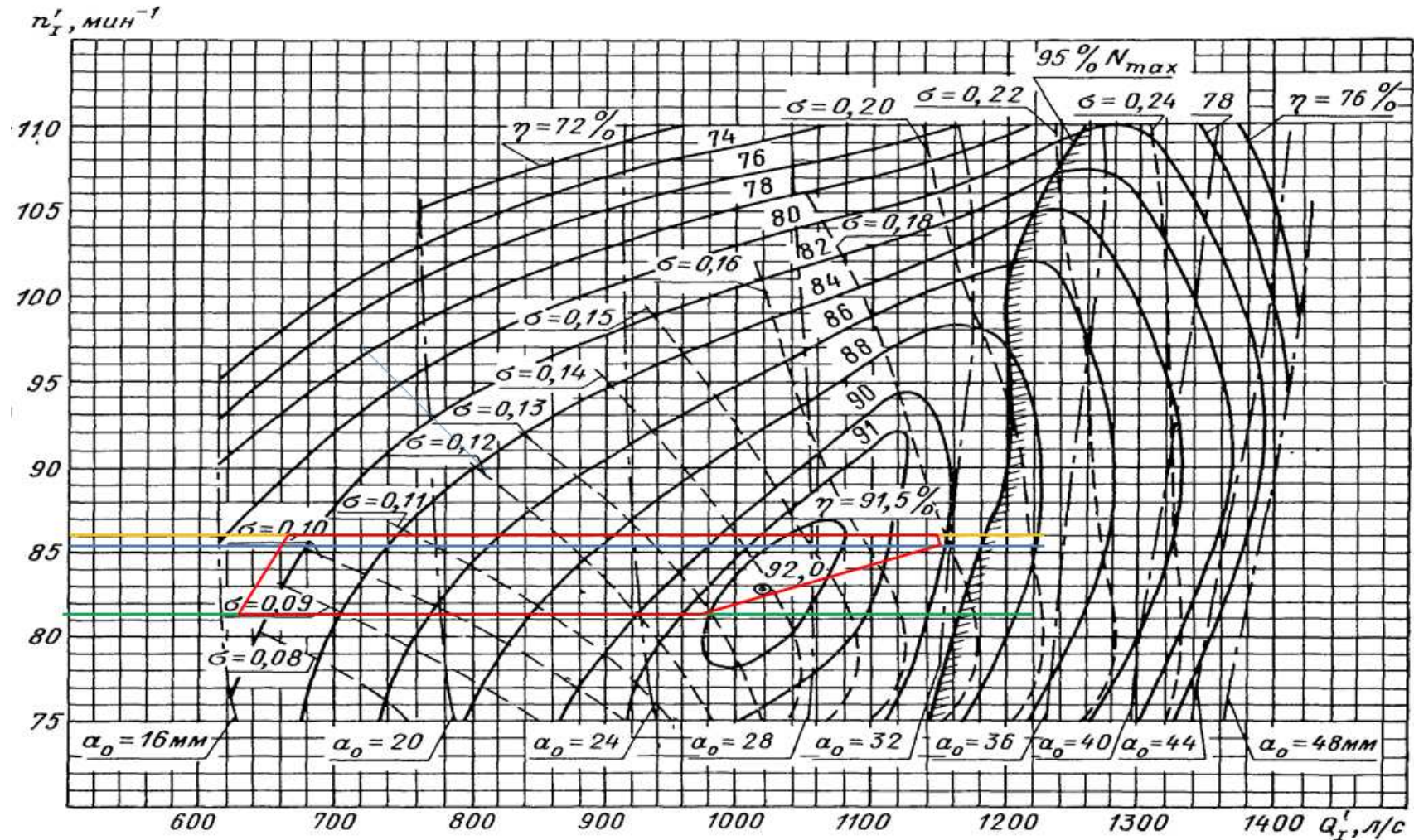


Рисунок Б.4 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин РО75-В-280

Окончание приложения Б.

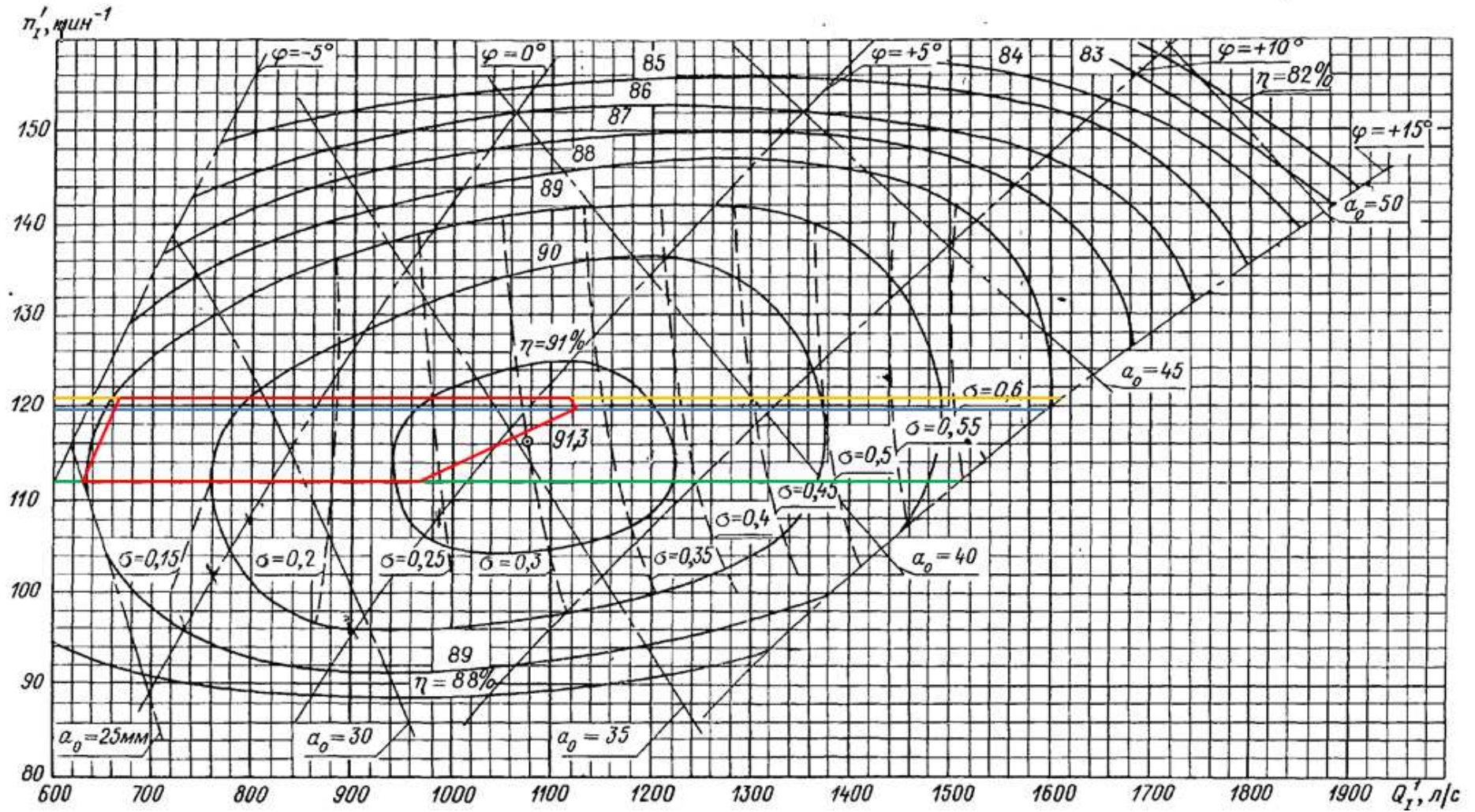


Рисунок Б.5 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛ60-В-280

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

Кафедра гидротехнических сооружений и гидравлических машин
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


подпись А.А.Андрьяс
инициалы, фамилия

« 10 » 06 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – Строительство
код – наименование направления

Проектирование Дуба-Юртской ГЭС на реке Аргун. Задачи и состав натуральных наблюдений за ГЭС в период эксплуатации
тема

Руководитель


подпись, дата

доцент кафедры
ГЭС и ГМ
Саяно-Шушенский
филиал СФУ
должность, ученая степень

Д.С.Дмитриев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

К.А.Трубинова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022