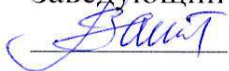


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев

«16» 03 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Зауер Диане Николаевне

Группа ЗСБ12-01 Б. Направление 08.03.01 Строительство.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Междуреченского гидроузла на реке Томь. Законодательная база системы безопасности ГЭС».

Утверждена приказом по университету № 41/17-С от 16 марта 2017 г.

Руководитель ВКР В.А. Булатов, старший преподаватель кафедры ГЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ.

Исходные данные для ВКР:

среднемесячные расходы реки Томь; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Z_{\text{нб}})$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q=f(Z_{\text{нб}})$; годовой максимум нагрузки 31838 МВт; коэффициент мощности $k_N = 8,85$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,7$ м; отметка НПУ 307 м.

Перечень разделов ВКР:

1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Основное и вспомогательное оборудование; 4) Компонировка и сооружения гидроузла; 5) Организация и технология строительства; 6) Техничко-экономические показатели; 7) Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность; 8) Законодательная база системы безопасности ГЭС.

Перечень графического материала:

1. Водохозяйственный и водно-энергетический расчеты;
2. Разрез руслового здания Междуреченской ГЭС;
3. Генеральный план Междуреченской ГЭС;
4. Разрез по водосливной плотине Междуреченской ГЭС;
5. Этапы строительства Междуреченской ГЭС;
6. Техничко-экономические показатели Междуреченской ГЭС;
7. Строительный генеральный план Междуреченской ГЭС;
8. Календарный график строительства.

Руководитель ВКР

В.А. Булатов

подпись

Задание принял к исполнению

Д.Н. Зауер

подпись


« 16 » марта 2017 г.

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев
подпись

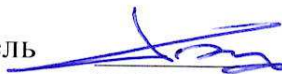
«17» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

**Проектирование Междуреченского гидроузла на реке Томь.
Законодательная база системы безопасности ГТС.**

Руководитель




подпись, дата

Ст. преподаватель

должность, ученая степень

В.А. Булатов

Выпускник

 17.06.2017
подпись, дата

Д.Н. Зауер

Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование
Междуреченского гидроузла на реке Томь. Законодательная база системы
безопасности ГТС.

Консультанты
по разделам:

Общая часть



подпись, дата 17.06.2017

В.А. Булатов

Водно-энергетические
расчеты



подпись, дата

Е.Ю.Затеева

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования



подпись, дата

А.В.Масленникова

Компоновка гидроузла,
выбор типа и расчет основных
сооружений



подпись, дата

В.Б.Затеев

Технология строительства
гидротехнических сооружений



подпись, дата

В.Ф.Затеев
Н.А. Эклер

Мероприятия по охране природы



подпись, дата

В.А.Кадычegov

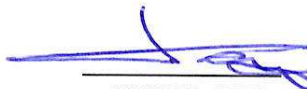
Технико-экономические показатели



подпись, дата

В.В.Лапасова

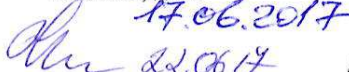
Спецвопрос



подпись, дата

В.А. Булатов

Нормоконтролер



подпись, дата

А.А.Чабанова

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Междуреченской ГЭС	6
Введение.....	8
1 Общая часть	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	9
1.1.2 Гидрологические данные.....	9
2 Водно-энергетические расчёты	11
2.1 Исходные данные для бакалаврской работы.....	11
2.2 Определение типа регулирования водохранилища	15
2.3 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе	15
2.3.1 Выбор расчётного года ($P=90\%$).....	18
2.3.2 Выбор расчётного года ($P=50\%$).....	19
2.4 Построение суточных графиков нагрузки, ИКН, графика максимальных и среднемесячных мощностей энергосистемы.....	21
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	23
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	24
2.7 Водно-энергетический расчёт.....	26
2.7.1 Водно-энергетический расчёт маловодного года. Определение гарантированной мощности.....	26
2.7.2 Водно-энергетический расчёт средневодного года. Определение среднесуточной выработки	28
2.8 Расчёт резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС. Расчёт баланса мощностей.....	30
3 Основное и вспомогательное оборудование	34
3.1 Выбор оборудования.....	34
3.2 Построение режимного поля	35
3.3 Выбор числа и типа агрегатов	36
3.4 Определение параметров турбин.....	37
3.5 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	43
3.6 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы	43
3.6.1 Работа одного агрегата при N_{\min} с соответствующей мощностью на линии ограничения.....	44
3.6.2 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при N_p	45
3.6.3 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при N_{\max}	45

3.7	Выбор типа серийного гидрогенератора.....	46
3.8	Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления	46
3.9	Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	46
4	Компоновка и сооружения гидроузла	49
4.1	Выбор компоновки гидроузла	49
4.2	Проектирование сооружений напорного фронта	49
4.2.1	Определение отметки гребня плотины	49
4.2.2	Определение ширины водосливного фронта	53
4.2.3	Определение отметки гребня водослива.....	54
4.2.4	Построение профиля водосливной плотины	56
4.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	57
4.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	58
4.3	Конструирование бетонной водосливной плотины	60
4.3.1	Определение ширины подошвы плотины	60
4.3.2	Разрезка бетонной плотины швами	61
4.3.3	Конструирование быков	62
4.3.4	Устои	62
4.3.5	Галереи в теле плотины	62
4.4	Фильтрационные расчёты	62
4.5	Статические расчёты плотины.....	64
4.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	64
4.5.2	Вес сооружения и механизмов.....	64
4.5.3	Сила гидростатического давления воды.	65
4.5.4	Сила взвешивающего давления.	66
4.5.5	Сила фильтрационного давления.	66
4.5.6	Давление грунта.	66
4.5.7	Волновое давление.....	67
4.6	Оценка прочности плотины.	68
4.6.1	Критерии прочности плотины.	71
4.6.2	Обоснование устойчивости плотины.	72
5	Организация и технология строительства	74
5.1	Этапы возведения сооружений и схемы пропуска строительных расходов на различных этапах	74
5.1.1	Первый этап	75
5.1.2	Второй этап	83
5.1.3	Третий этап	86
5.1.4	Четвертый этап	87
5.1.5	Пятый этап	88
5.2	Определение объемов работ	88
5.3	Строительный генеральный план	89
6	Технико-экономические показатели	91
6.1	Оценка объемов продаж и текущих затрат	91
6.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	91

6.1.2. Текущие расходы на производство электроэнергии	92
6.1.3 Налоговые расходы	94
6.1.4 Оценка суммы прибыли	95
6.2 Оценка инвестиционного проекта.....	96
6.2.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта ..	96
6.2.2 Показатели коммерческой эффективности проекта.	96
6.2.3 Бюджетная эффективность	97
6.3 Анализ рисков инвестиционных проектов	97
7 Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность.....	100
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений	100
7.2 Охрана труда и техника безопасности	100
7.3 Противопожарная безопасность	103
7.4 Мероприятия по охране природы.....	104
7.4.1 Период строительства.....	106
7.4.2 Период эксплуатации.....	107
8 Законодательная база системы безопасности ГТС.....	109
8.1 Российский регистр гидротехнических сооружений	109
8.2 Общие требования к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений	109
8.3 Декларация безопасности гидротехнического сооружения	111
8.4 Экспертиза проектной документации гидротехнических сооружений и экспертиза деклараций безопасности гидротехнических сооружений	111
8.5 Федеральный государственный надзор в области безопасности гидротехнических сооружений.....	112
8.6 Финансовое обеспечение безопасности гидротехнических сооружений	113
8.7 Нарушение законодательства о безопасности гидротехнических сооружений	114
Заключение	115
Список использованных источников	116
Приложение А Эпюры действующих нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий	117

Сокращенный паспорт Междуреченской ГЭС

1. Наименование реки.....Томь;
2. Местонахождение ГЭС.....Кемеровская область;
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....853 м³/с;
 - б) всех турбин.....3067 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%.....6439 м³/с;
0,01%.....7175 м³/с;
 - г) минимальный.....200 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметки:
НПУ.....307 м;
ФПУ.....308 м;
УМО.....298,8 м;
 - в) объемы:
полный.....28,4 км³;
полезный.....15,1 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....34,8 м;
 - б) расчетный.....25,4 м;
 - в) минимальный.....21,4 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная.....651 МВт;
 - б) гарантированная.....638,3 МВт;
 - в) среднемноголетняя выработка энергии.....1,7 млрд.кВт·ч;
 - г) число часов использования установленной мощности.....6200 ч;
8. Плотины:
 - а) русловая.....тип гравитационная, материал бетон;
 - б) правобережная.....тип бетонная, материал бетон;
 - в) левобережная.....бетонная, материал бетон;
 - г) общая длина / максимальная высота492 м. / 46,2 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип.....поверхностный водослив;
 - б) число пролетов.....7;
 - в) общая длина.....94 м;
 - г) максимальная высота.....42,1 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....русловое;
 - б) число агрегатов.....10;
 - в) грунты в основании.....брекчия (скальный грунт);
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная, с неполным углом охвата;
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;

- е) расстояние между осями агрегатов.....24 м;
11. Основное оборудование:
- а) тип турбины.....ПЛ10б-В-630;
 - б) тип генератора..... СВ 1230/140-56;
 - в) частота вращения.....65,1 об/мин;
 - г) мощность генератора.....74,8МВА;
12. Техничко-экономические показатели:
- а) удельные показатели: 82524 тыс.руб./кВт;
 - б) себестоимость энергии:.....0,09 руб./кВт·ч;
 - в) показатели эффективности NPV..... 5 114, 4 млн. руб;
 - г) PI.....3,42;
 - Срок окупаемости.....6 лет 6 мес.

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

Междуреченский гидроузел спроектирован в первую очередь для целей водоснабжения и улучшения качества воды в реке Томь, сильно загрязнённой промышленными стоками, с попутной выработкой электроэнергии.

Улучшить качество воды в р. Томь для городов Кемерово, Юрги и Томска даже в условиях сохранения существующей техногенной нагрузки. Создать устойчивое водоснабжение населения, промышленности и сельского хозяйства Кемеровской и Томской областей в межсезонные периоды, особенно в маловодные годы, уменьшить объёмы вторичного использования речной воды и долю безвозвратного отбора воды из р. Томи в критические для реки гидрологические периоды.

Защитить население, снабжаемое пресной водой из р. Томи, от пиковых загрязнений

Предупредить в нижнем течении вплоть до Томской области ущерб, наносимые населению, его гражданским и промышленным сооружениям в зонах речных пойм от наводнений при высоких паводках, вероятность которых повышается в связи с наблюдаемой деградацией лесов в горно-таёжной части бассейна р. Томи.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Междуреченская ГЭС на реке Томь находится на территории Кемеровской области. Климат района строительства резко-континентальный, характеризующийся коротким летом, холодной продолжительной зимой, общее количество дней с осадками достаточно велико. Средняя температура воздуха по данным многолетних наблюдений, составляет +0,2 °С. Самый холодный месяц – январь со средней температурой –19,2 °С. Самый тёплый месяц июль, его среднесуточная температура +18,6 °С. Самая высокая температура, отмеченная в Кемеровской области за весь период наблюдений, +35 °С, а самая низкая –57 °С.

Первый снег выпадает во второй половине сентября, но он сохраняется недолго. Величина снежного покрова на территории области весьма неодинакова, как по высоте и структуре, так и по времени его образования. Устойчивей снежный покров в Кузнецком Алатау и Горной Шории ложится в двадцатых числах октября, а в наиболее высоких их местах несколько раньше - в середине октября. В Кузнецкой котловине постоянный снежный покров образуется в начале ноября.

В основании гидроузла залегает брекчия.

1.1.2 Гидрологические данные

Река Томь является самой крупной в Кемеровской области, и правым притоком реки Обь. Томь берет свое начало на западных склонах Абаканского хребта. Течет преимущественно по территории Кемеровской области. Впадает в Обь на территории Томской области.

Длина реки: 827 км. В Томь впадает около 115 притоков. Главные из них это: Мрас-Су, Уса, Кондома, Нижняя Терсь, Средняя Терсь, Верхняя Терсь, Тайдон, Уньга.

В верхнем течении, до впадения в нее притоки Мрас-су, Томь ведет себя как типично горная река. Часто встречаются пороги и горные перекаты. Берега реки здесь скалистые поросшие таежным лесом. Проходя через Кузнецкую котловину, река немного успокаивается, выход к берегам становится доступнее. В нижнем течении Томь превращается в типично равнинную реку, и неспешно неся свои воды впадает в Обь.

Площадь бассейна водосбора: 62 030 км. кв. Река имеет смешенное питание. 25-40% приходится на осадки, 35-55% на талый снег и 25-35% на грунтовое питание. Ледостав на реке держится с начала ноября до конца апреля. Средняя продолжительность ледостава — 158-160 дней, в среднем 175 дней в год свободна от льда. Дождевое питание реки составляет 25-40 %, снеговое — 35-55 % и грунтовое — 25-35 % годового стока.

Скорость реки на равнинных участках в среднем равна 0,4 м/с., на перекатах она возрастает до 1,75 м/с.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:
- 1.2 Энергосистема: Сибирь;
- 1.3 Годовой максимум нагрузки: 31838 МВт;
- 1.4 Число часов использования установленной мощности 6200 ч;
- 1.5 Установленная мощность существующих ГЭС 23601 МВт;
- 1.6 Гарантированная мощность существующих ГЭС по зиме: 14000 МВт; по лету: 11000 МВт;
- 1.7 Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 8%.
2. Схема использования реки: одиночная ГЭС
3. Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1-Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Z _{нб} , м	Q, м ³ /с
270	0
271,8	78
272,9	156
273,6	234
274,2	312
274,7	390
275,2	468
275,5	546
275,9	624
276,2	702
276,5	780
276,7	858
276,9	936
277,1	1014
277,3	1092

4. Координаты зависимости объемов, площадей и уровней в ВБ водохранилища Междуреченской ГЭС приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2- Координаты зависимости объемов, площадей и уровней в ВБ

Z _{вб} , м	V, м ³	F, м ²
270	0	0
278,9	0,8	5
284,3	1,6	11
288,1	2,4	16
291,2	3,1	21

Окончание таблицы 2.2

Zвб, м	V, м ³	F, м ²
293,7	3,9	26
295,8	4,7	32
297,7	5,5	37
299,3	6,3	42
301,3	7,1	47
303,3	7,9	53
305,3	8,6	58
307,3	9,4	63
309,3	10,2	68
310,3	11,0	74

5. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 1,5.

6. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3-Требования участников ВХК и потери воды

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	150	200	300	300	300	300	300	200	200	200	150	150
Потребление	2	2	2	2	3	3	3	3	3	2	2	2
Фильтрация	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1
Испарение	0	0	0	1	2	2	2	2	1	0	0	0
Льдообразование	-3	-2	0	1	3	3	2	0	0	0	-1	-3

7. Коэффициент мощности $k_N = 8,85$.

8. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,7$ м.

9. НПУ Междуреченской ГЭС 307 м.

10. Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Томь в створе Междуреченской ГЭС с 1927 по 2013 год приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4-Среднемесячные расходы воды (м³/с) реки Томь в створе Междуреченской ГЭС за период с 1927 по 2013 гг.

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1927	470	412	396	688	917	1460	1336	1643	544	393	274	389
1928	469	413	399	696	919	1462	1344	1641	554	391	274	391
1929	469	414	401	703	921	1464	1353	1639	564	390	273	393
1930	468	414	404	710	923	1466	1362	1637	574	389	273	394
1931	467	415	406	717	925	1468	1371	1635	584	388	272	396
1932	466	416	409	725	927	1471	1380	1633	594	386	272	398
1933	466	416	411	732	929	1473	1389	1631	604	385	271	400
1934	465	417	414	739	931	1475	1398	1628	615	384	270	402
1935	464	418	417	746	933	1477	1406	1626	625	382	270	404
1936	464	418	419	753	935	1479	1415	1624	635	381	269	405

Продолжение таблицы 2.4

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1937	463	419	422	761	937	1481	1424	1622	645	380	269	407
1938	462	419	424	768	939	1484	1433	1620	655	378	268	409
1939	461	420	427	775	941	1486	1442	1618	665	377	268	411
1940	461	421	429	782	943	1488	1451	1616	675	376	267	413
1941	460	421	432	790	945	1490	1459	1614	685	374	267	415
1942	459	422	434	797	947	1492	1468	1612	695	373	266	416
1943	458	423	437	804	949	1495	1477	1609	706	372	265	418
1944	458	423	439	811	951	1497	1486	1607	716	371	265	420
1945	457	424	442	819	953	1499	1495	1605	726	369	264	422
1946	456	425	444	826	955	1501	1504	1603	736	368	264	424
1947	455	425	447	833	957	1503	1513	1601	746	367	263	426
1948	455	426	449	840	959	1505	1521	1599	756	365	263	428
1949	454	427	452	847	961	1508	1530	1597	766	364	262	429
1950	453	427	454	855	963	1510	1539	1595	776	363	262	431
1951	453	428	457	862	965	1512	1548	1592	787	361	261	433
1952	452	429	460	869	967	1514	1557	1590	797	360	260	435
1953	451	429	462	876	969	1516	1566	1588	807	359	260	437
1954	436	491	443	769	799	1527	1317	1633	609	398	269	422
1955	436	487	447	784	813	1530	1344	1627	635	394	268	425
1956	437	483	451	799	827	1534	1371	1622	661	390	267	428
1957	438	479	456	814	842	1538	1398	1616	687	386	266	432
1958	439	474	460	830	856	1541	1425	1610	713	382	265	435
1959	439	470	464	845	870	1545	1452	1605	739	378	264	438
1960	440	466	469	860	885	1548	1479	1599	766	374	263	441
1961	441	462	473	875	899	1552	1506	1594	792	370	262	444
1962	441	458	477	890	914	1555	1533	1588	818	366	261	447
1963	442	454	482	905	928	1559	1560	1583	844	362	260	450
1964	443	450	486	920	942	1563	1587	1577	870	358	259	454
1965	444	446	491	935	957	1566	1614	1572	896	354	258	457
1966	444	442	495	950	971	1570	1641	1566	922	350	257	460
1967	445	438	499	965	985	1573	1668	1560	948	346	256	463
1968	495	486	400	1476	1019	1493	2059	1674	929	374	310	317
1969	621	504	756	1296	1342	1829	2129	1386	1318	436	277	554
1970	342	369	400	922	599	1358	971	1377	670	173	223	446
1971	315	333	367	634	872	1612	1112	1224	634	281	245	257
1972	261	297	508	734	768	1245	1486	963	749	259	220	436
1973	549	468	475	1015	1133	1828	2644	2304	1505	454	209	743
1974	243	243	464	922	909	1095	1568	1557	972	288	220	406
1975	558	423	799	1058	1479	2430	2691	2214	1174	385	241	713
1976	549	450	486	756	1184	1712	1860	981	1325	284	288	485
1977	270	468	432	1080	783	1342	1076	1008	1210	162	158	366

Окончание таблицы 2.4

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1978	621	432	572	1073	1559	1953	1931	2124	1850	382	270	564
1979	729	513	454	1692	1699	1515	2153	1395	1318	292	263	703
1980	378	387	734	878	1334	1334	2773	1413	1649	270	302	644
1981	396	450	637	1512	1071	1200	1966	1836	1181	374	191	347
1982	747	468	918	1440	1283	2300	2340	2466	1634	493	425	653
1983	261	288	421	821	836	1458	1556	936	828	187	144	287
1984	522	378	594	1678	1595	1827	2972	1368	1764	302	320	525
1985	378	288	529	1044	986	1544	1685	1242	1282	220	148	485
1986	360	288	367	1166	1004	1501	1849	1125	965	194	216	465
1987	549	846	875	1634	1359	2292	3101	2826	1318	328	335	525
1988	324	297	486	1224	1143	1195	2083	1566	1454	292	230	545
1989	234	270	464	706	812	1269	1205	1053	547	227	194	416
1990	522	360	443	850	1019	1143	1814	1197	1303	205	162	624
1991	225	288	421	907	806	1165	1088	702	554	151	112	307
1992	351	567	572	907	1309	1465	1369	1962	907	223	245	337
1993	450	621	767	1750	1181	2044	3101	1251	1512	360	313	515
1994	261	387	410	655	1094	918	1954	1134	835	234	169	317
1995	288	540	486	1375	1149	1382	1814	1278	1159	324	288	535
1996	630	702	670	1944	1120	1817	2574	1962	2282	544	306	871
1997	333	306	313	1181	972	991	1053	1107	1008	241	144	495
1998	504	666	551	1087	1224	1493	2867	2277	1994	360	270	802
1999	603	540	702	1692	990	1160	2480	2124	1267	418	173	574
2000	405	522	853	1879	1052	2426	2516	1503	1454	410	209	693
2001	306	333	626	1166	890	1187	1264	900	713	209	140	475
2002	477	639	421	1181	1081	2294	1790	1791	914	410	288	505
2003	405	261	410	1030	721	1366	1544	1152	835	205	130	396
2004	423	477	410	1058	616	1399	1580	1053	965	234	220	317
2005	342	342	335	634	896	1033	1112	1017	857	148	115	267
2006	351	531	551	1303	1093	1042	2293	1431	1332	234	284	386
2007	342	414	594	1044	1103	2367	2059	1440	1440	374	198	455
2008	387	477	745	1274	1443	1677	1556	1368	1426	238	266	683
2009	477	324	389	1231	729	1704	1650	1593	1087	389	266	594
2010	513	855	950	1361	1099	2199	2714	1692	1829	374	328	752
2011	378	315	583	1008	843	1762	1580	1665	972	295	245	396
2012	435	508	698	1192	1050	1933	2094	1690	1518	341	295	590
2013	441	518	723	1205	1065	1983	2153	1742	1584	351	306	609

2.2 Определение типа регулирования водохранилища

Для определения типа регулирования водохранилища произведен расчет коэффициента зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}}{\bar{W}}, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}$ – полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}} = V(\text{НПУ}) - V(\text{УМО}), \quad (2.2)$$

где, \bar{W} - среднегодовой сток в заданном створе, определяется как произведение среднегодового расхода на число секунд в году.

$$\bar{W} = 62,5 \text{ км}^3.$$

Значение уровня мертвого объема на начальном этапе принимается приближенно равным снижению УВБ на 35%, соответственно.

УМО = 298,8 м. Тогда согласно (2.2):

$$V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}} = 28,42 - 15,1 = 13,3 \text{ км}^3$$

И согласно (2.1):

$$\beta = \frac{8,2}{62,5} = 0,2$$

Для годичного регулирования значение коэффициента β должно быть в пределах $\beta = 0,1 - 0,3$, в нашем случае данное условие выполняется. Имеем водохранилище годичного регулирования.

2.3 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе

Целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся IV-IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII, I, II, III, месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P = \frac{m}{n+1}, \quad (2.3)$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n=87$ общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и среднего года принимаются равными 90 и 50% соответственно. Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5-Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	Годы	Qср.г, м ³ /с	Годы	Qср. п, м ³ /с	Годы	Qср. м, м ³ /с
1	1,1	1987	1332	1987	2088	2010	629
2	2,3	1996	1285	1996	1950	1996	620
3	3,4	1982	1264	1982	1911	1982	617
4	4,5	2010	1222	1984	1867	1987	576
5	5,7	1975	1180	1975	1841	1998	525
6	6,8	1998	1175	1998	1824	1969	525
7	8,0	2000	1160	2010	1816	1975	520
8	9,1	1993	1155	1993	1806	2000	515
9	10,2	1984	1154	2000	1805	1993	504
10	11,4	1978	1111	1978	1748	1999	502
11	12,5	1973	1111	1973	1738	1979	492
12	13,6	1979	1060	1979	1629	2013	491
13	14,8	1999	1060	2013	1622	1973	483
14	15,9	2013	1057	1999	1619	2012	478
15	17,0	1969	1037	2012	1580	1978	474
16	18,2	2012	1029	2007	1575	2008	466
17	19,3	1980	1008	1980	1563	2002	457
18	20,5	2007	986	1969	1550	1980	453
19	21,6	2002	983	2002	1508	1984	440
20	22,7	2008	962	1981	1461	1976	424
21	23,9	1981	930	2008	1457	1995	410
22	25,0	1968	919	1988	1444	1954	410
23	26,1	1988	903	1968	1442	1955	410
24	27,3	2006	903	2006	1416	1956	409
25	28,4	1995	885	1995	1360	1957	409
26	29,5	2009	869	2009	1332	1958	409
27	30,7	1976	863	1992	1320	1959	409
28	31,8	1992	851	2011	1305	1960	409
29	33,0	1967	846	1976	1303	1961	409
30	34,1	1966	839	1985	1297	1962	409

Продолжение таблицы 2.5

m	P, %	Годы	Qср.г, м ³ /с	Годы	Qср. п, м ³ /с	Годы	Qср. м, м ³ /с
31	35,2	2011	837	1967	1283	1963	408
32	36,4	1965	832	1966	1270	1964	408
33	37,5	1964	826	1986	1268	1965	408
34	38,6	1985	819	1965	1257	1966	408
35	39,8	1963	819	1964	1243	1967	408
36	40,9	1962	812	1963	1230	2009	407
37	42,0	1953	810	1990	1221	1953	400
38	43,2	1952	807	1953	1220	1952	399
39	44,3	1961	806	1962	1216	1981	399
40	45,5	1951	805	1952	1216	1951	399
41	46,6	1990	803	1951	1211	1950	398
42	47,7	1950	802	1950	1206	1949	398
43	48,9	1949	800	1961	1203	1948	398
44	50,0	1960	799	1949	1202	1947	397
45	51,1	1948	797	1948	1197	1968	397
46	52,3	1947	795	1947	1192	1946	397
47	53,4	1959	793	1960	1189	1945	396
48	54,5	1946	792	1946	1187	2007	396
49	55,7	1986	792	1945	1183	1944	396
50	56,8	1945	790	1944	1178	1943	396
51	58,0	1944	787	1959	1176	1942	395
52	59,1	1958	786	1943	1173	1941	395
53	60,2	1943	784	1974	1170	1940	394
54	61,4	1942	782	1942	1169	1939	394
55	62,5	1941	779	1941	1164	1938	394
56	63,6	1957	779	1958	1163	1937	393
57	64,8	1940	777	1940	1159	1936	393
58	65,9	1939	774	1939	1154	1935	392
59	67,0	1956	773	1938	1150	1934	392
60	68,2	1938	772	1957	1149	1933	392
61	69,3	1937	769	1937	1145	1932	391
62	70,5	1936	767	1936	1140	1931	391
63	71,6	1955	766	1956	1136	1930	390
64	72,7	1935	764	1935	1136	1929	390
65	73,9	1934	761	1934	1131	2006	390
66	75,0	1954	759	1933	1126	1928	390
67	76,1	1933	759	1955	1122	1927	389
68	77,3	1932	756	1932	1121	1990	386
69	78,4	1931	754	1931	1117	1992	383
70	79,5	1930	751	1930	1112	2011	369
71	80,7	1929	749	2004	1112	1988	362
72	81,8	1928	746	1954	1109	2001	348
73	83,0	1927	744	2003	1108	2004	347
74	84,1	1974	741	1929	1107	1985	341
75	85,2	2004	729	1928	1103	1972	330
76	86,4	2003	705	1994	1098	1970	325
77	87,5	1994	697	1927	1098	1986	315
78	88,6	1977	696	1977	1083	1974	311
79	89,8	2001	684	1983	1073	1977	309
80	90,9	1997	679	1997	1052	1997	305
81	92,0	1983	669	2001	1020	2003	301
82	93,2	1972	660	1971	1014	1989	301
83	94,3	1971	657	1972	991	1971	300

Окончание таблицы 2.5

m	P, %	Годы	Qср.г, м ³ /с	Годы	Qср. п, м ³ /с	Годы	Qср. м, м ³ /с
84	95,5	1970	654	1970	983	1994	296
85	96,6	1989	616	1989	932	1983	265
86	97,7	2005	591	2005	925	2005	258
87	98,9	1991	561	1991	870	1991	251

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

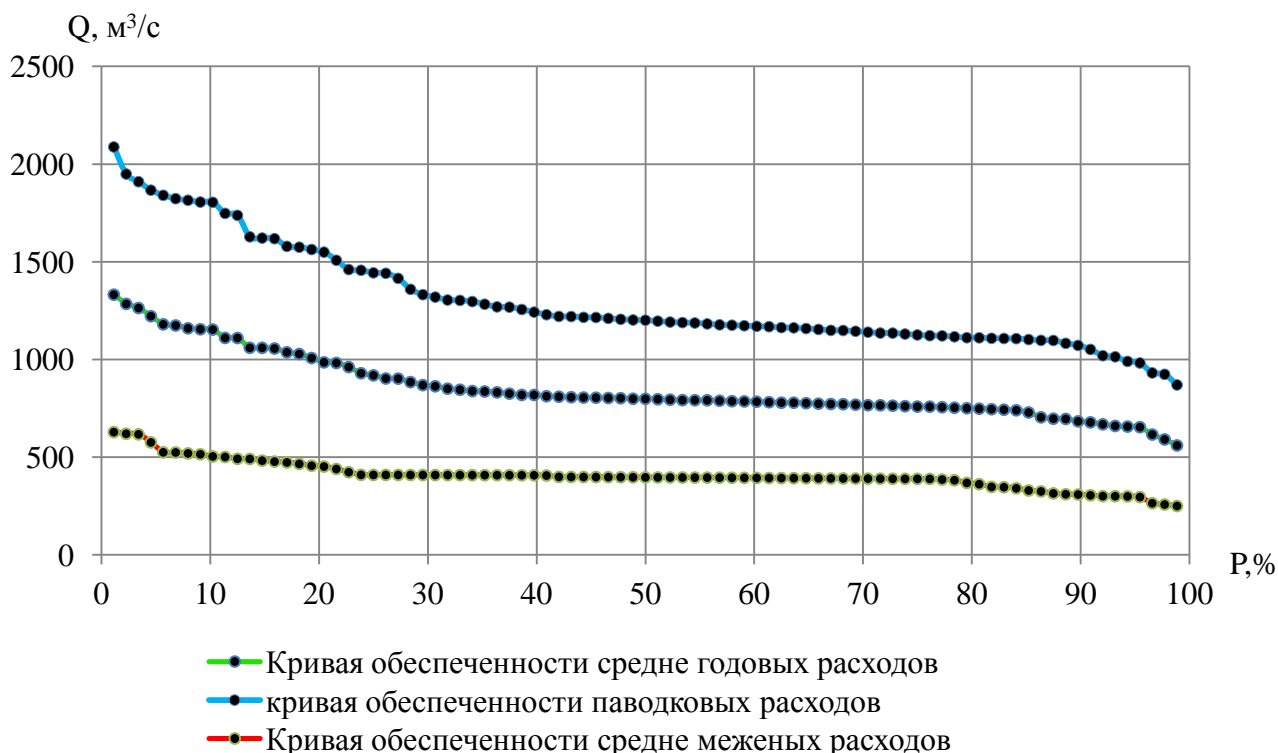


Рисунок 2.1-Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.3.1 Выбор расчётного года (P=90%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 90%: $P(m) = 90 (\%)$ – 1997 г. и 2001 г.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1997 г:

$$K_M = \frac{Q_M^{1997}}{Q_M^{1997}} = \frac{305}{305} = 1,00; \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}^{1997}}{Q_{\Pi}^{1997}} = \frac{1052}{1052} = 1,00; \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 2001 г., согласно (2.4), (2.5):

$$K_M = \frac{Q_M^{2001}}{Q_M^{2001}} = \frac{309}{348} = 0,89;$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}^{2001}}{Q_{\Pi}^{2001}} = \frac{1073}{1020} = 1,05.$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1997 г.

В качестве расчётного средне водного года принимаем 1997г. Расчёт маловодного года (P=90%) без приведения и с приведением представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6-Расчёт маловодного года (P=90%) без приведения и с приведением

Месяцы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Q ₁₉₉₇	1181	972	991	1053	1107	1008	241	144	495	333	306	313
Q _{90%,ПР}	1181	972	991	1053	1107	1008	241	144	495	333	306	313

2.3.2 Выбор расчётного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности: 1948 и 1960 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1948 г., согласно (2.4), (2.5):

$$K_M = \frac{Q_{M1948}}{Q_{M1948}} = \frac{397}{398} = 1,0;$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi1948}}{Q_{\Pi1948}} = \frac{1197}{1197} = 1,0.$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1960 г., согласно (2.4), (2.5):

$$K_M = \frac{Q_{M1960}}{Q_{M1960}} = \frac{397}{409} = 0,97;$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II1960}}{Q_{II1960}} = \frac{1202}{1189} = 1,01.$$

В качестве расчётного средне водного года принимаем 1948 г. Расчёт средневодного года (P=50%) без приведения и с приведением представлен в таблице 2.7.

Таблица 2.7-Расчёт маловодного года (P=50%) без приведения и с приведением

Месяцы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Q ₁₉₄₈	840	959	1505	1521	1599	756	365	263	428	455	426	449
Q _{50%,ПР}	840	959	1505	1521	1599	756	365	263	428	455	426	449

Среднемесячные расходы средневодного года, по определению не могут быть меньше среднемесячных расходов маловодного года. Исходя из данного принципа, проводим корректировки расчётного средневодного и маловодного года (Таблица 2.6, 2.7).

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.2.

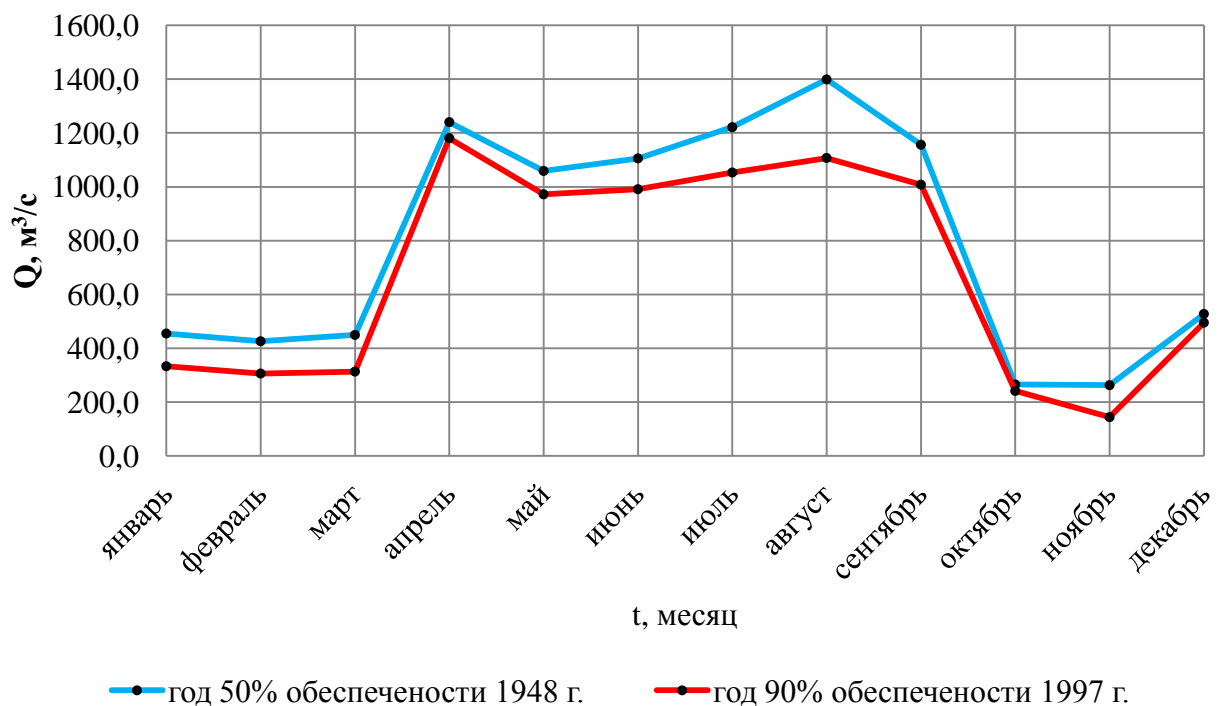


Рисунок 2.2-Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.4 Построение суточных графиков нагрузки, ИКН, графика максимальных и среднемесячных мощностей энергосистемы

Расчёт интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периодов представлены в таблицах 2.8 и 2.9. Суточный график нагрузки ИКН для зимнего и летнего периодов представлена на рисунках 2.3 и 2.4.

Таблица 2.8-Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для зимнего периода

Час	Мощность, МВт	P (ранж.), МВт	ΔP , МВт	Δt , ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч	\mathcal{E} , МВт·ч	P, МВт
0:00	25331	29303	18,0	1,0	18,0	18,0	18,0
1:00	25498	29285	253,0	2,0	506,0	524,0	271,0
2:00	25817	29032	44,0	3,0	132,0	656,0	315,0
3:00	26734	28988	235,0	4,0	940,0	1596,0	550,0
4:00	26934	28753	139,0	5,0	695,0	2291,0	689,0
5:00	28004	28614	193,0	6,0	1158,0	3449,0	882,0
6:00	27856	28421	65,0	7,0	455,0	3904,0	947,0
7:00	28421	28356	124,0	8,0	992,0	4896,0	1071,0
8:00	28232	28232	25,0	9,0	225,0	5121,0	1096,0
9:00	27855	28207	65,0	10,0	650,0	5771,0	1161,0
10:00	28142	28142	138,0	11,0	1518,0	7289,0	1299,0
11:00	28207	28004	148,0	12,0	1776,0	9065,0	1447,0
12:00	27786	27856	1,0	13,0	13,0	9078,0	1448,0
13:00	28614	27855	69,0	14,0	966,0	10044,0	1517,0
14:00	29303	27786	18,0	15,0	270,0	10314,0	1535,0
15:00	29285	27768	711,0	16,0	11376,0	21690,0	2246,0
16:00	28988	27057	123,0	17,0	2091,0	23781,0	2369,0
17:00	28753	26934	200,0	18,0	3600,0	27381,0	2569,0
18:00	29032	26734	688,0	19,0	13072,0	40453,0	3257,0
19:00	28356	26046	55,0	20,0	1100,0	41553,0	3312,0
20:00	27768	25991	174,0	21,0	3654,0	45207,0	3486,0
21:00	27057	25817	319,0	22,0	7018,0	52225,0	3805,0
22:00	25991	25498	167,0	23,0	3841,0	56066,0	3972,0
23:00	26046	25331	25331,0	24,0	607944,0	664010,0	29303,0

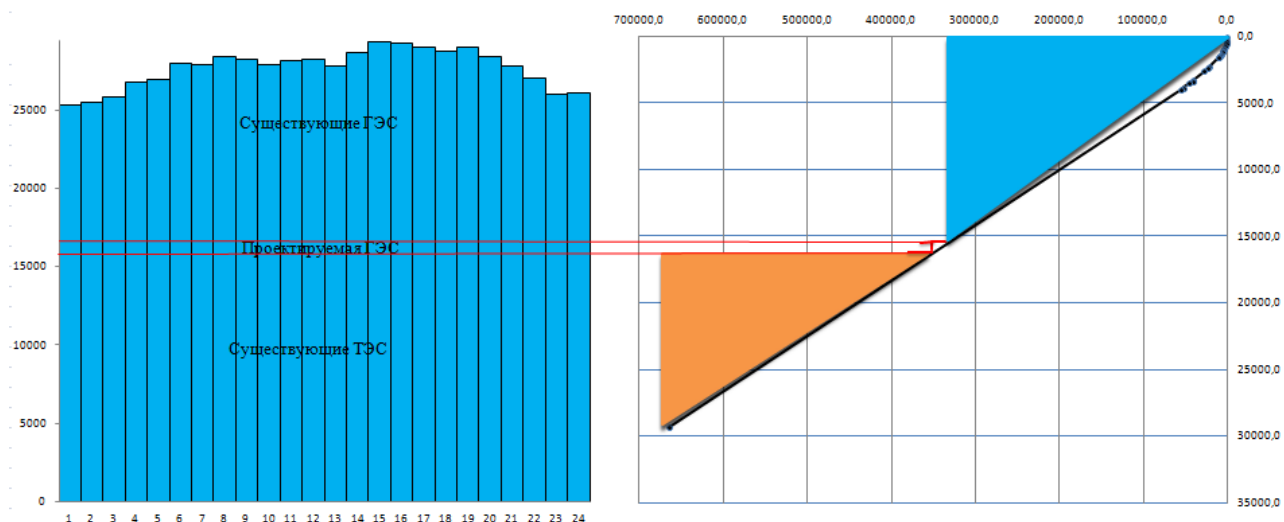


Рисунок 2.3-Суточный график нагрузки ИКН для зимнего периода

Таблица 2.9-Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для летнего периода

Час	Мощность, МВт	P (ранж.), МВт	ΔP, МВт	Δt, ч	ΔЭ, МВт·ч	Э, МВт·ч	P, МВт
0:00	19340	22068	279,0	1,0	279,0	279,0	279,0
1:00	19171	21789	61,0	2,0	122,0	401,0	340,0
2:00	19541	21728	127,0	3,0	381,0	782,0	467,0
3:00	19713	21601	6,0	4,0	24,0	806,0	473,0
4:00	20630	21595	82,0	5,0	410,0	1216,0	555,0
5:00	21010	21513	33,0	6,0	198,0	1414,0	588,0
6:00	21595	21480	47,0	7,0	329,0	1743,0	635,0
7:00	21419	21433	0,0	8,0	0,0	1743,0	635,0
8:00	21433	21433	14,0	9,0	126,0	1869,0	649,0
9:00	21433	21419	39,0	10,0	390,0	2259,0	688,0
10:00	21310	21380	70,0	11,0	770,0	3029,0	758,0
11:00	21480	21310	75,0	12,0	900,0	3929,0	833,0
12:00	21235	21235	32,0	13,0	416,0	4345,0	865,0
13:00	21789	21203	193,0	14,0	2702,0	7047,0	1058,0
14:00	21728	21010	380,0	15,0	5700,0	12747,0	1438,0
15:00	21203	20630	85,0	16,0	1360,0	14107,0	1523,0
16:00	21380	20545	832,0	17,0	14144,0	28251,0	2355,0
17:00	21601	19713	127,0	18,0	2286,0	30537,0	2482,0
18:00	22068	19586	45,0	19,0	855,0	31392,0	2527,0
19:00	21513	19541	160,0	20,0	3200,0	34592,0	2687,0
20:00	20545	19381	41,0	21,0	861,0	35453,0	2728,0
21:00	19586	19340	18,0	22,0	396,0	35849,0	2746,0
22:00	19322	19322	151,0	23,0	3473,0	39322,0	2897,0
23:00	19381	19171	19171,0	24,0	460104,0	499426,0	22068,0

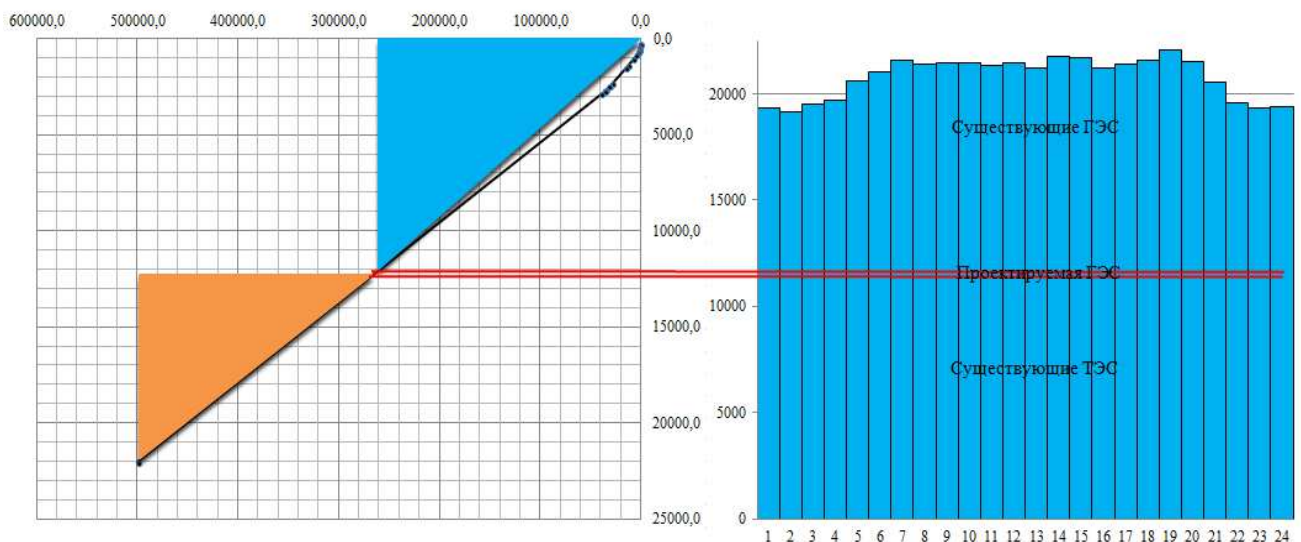


Рисунок 2.4-Суточный график нагрузки ИКН для летнего периода

2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «Сибирь» представлены в таблице 2.10.

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.5, 2.6 соответственно.

Таблица 2.10-Максимальные и среднемесячные нагрузки энергосистемы

Месяц	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт
1	29180	27550
2	28243	26663
3	26622	25126
4	24749	23351
5	23128	21814
6	22191	20926
7	22191	20926
8	23128	21814
9	24749	23351
10	26622	25126
11	28243	26663
12	29180	27550

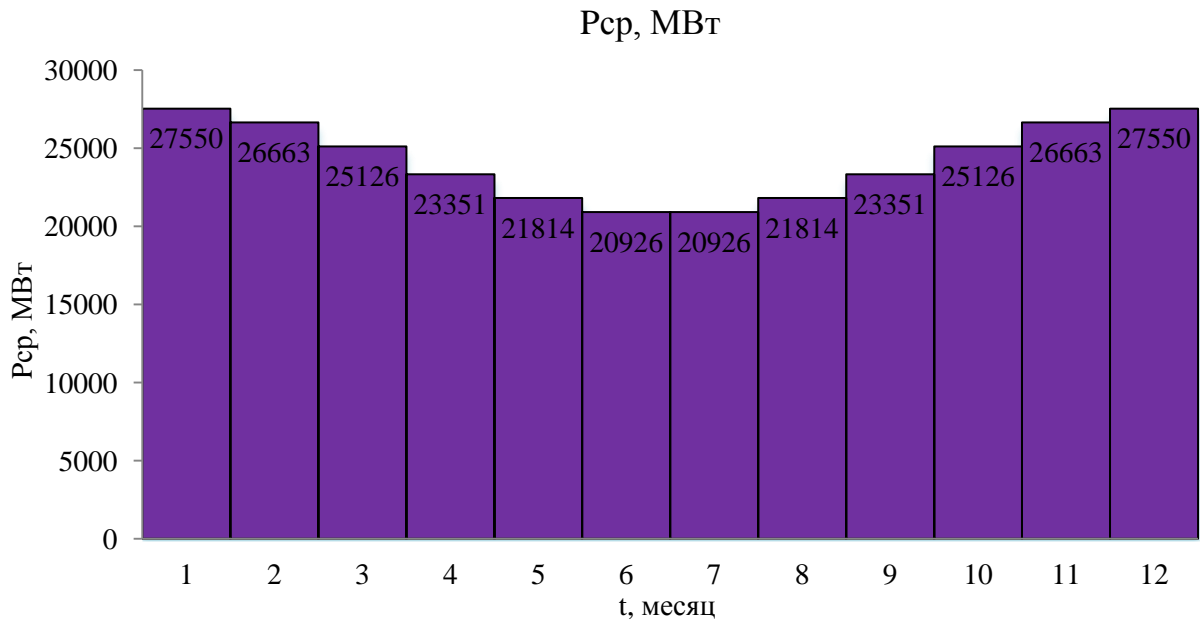


Рисунок 2.5-График среднемесячных нагрузок энергосистемы

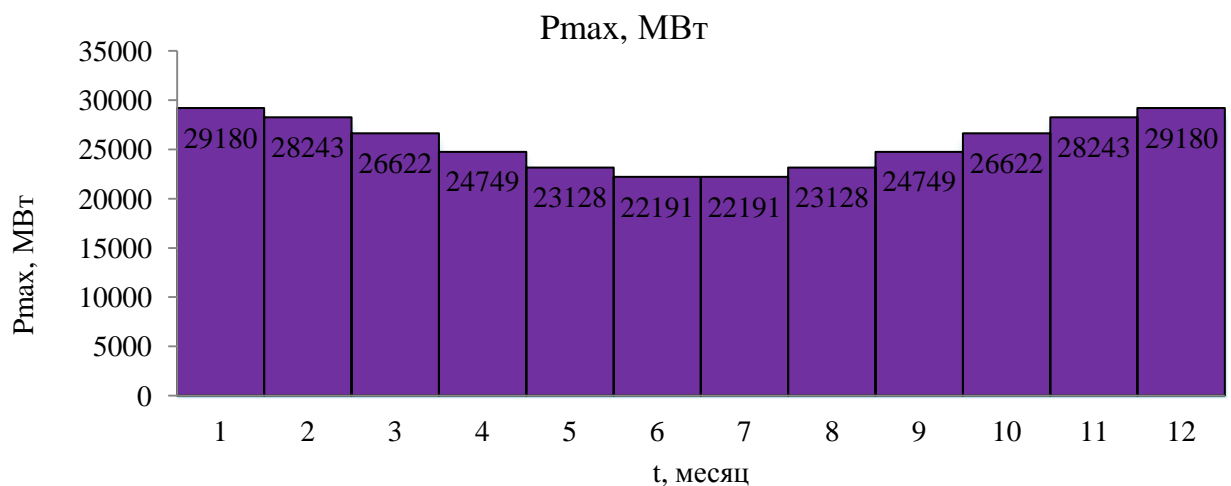


Рисунок 2.6-График максимальных нагрузок энергосистемы

2.6 Перераспределения стока с полноводного периода на зимний

Для того что бы произвести прераспределения стока с полноводного периода на зимний, нам потребуется произвести расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требования водохозяйственной системы.

Для выбранного расчетного маловодного года 1997 вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{пр}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв.}}, \quad (2.6)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N=8,85$;
 $Q_i^{90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{ГЭС}^{подв} = z_{ВБ} - z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.7)$$

где $z_{ВБ}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ=307 м;
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды;
 $\Delta h = 0,7$ м - потери напора в водоподводящих сооружениях;
 Далее рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

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

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

Результаты расчетов представлены в таблицы 2.11.

Таблица 2.11-Режим работы ГЭС без регулирования с учётом требования водохозяйственной системы.

Показатель	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\%быт},$ (м ³ /с)	333,0	306,0	313,2	1180,8	972,0	990,9	1053,0	1107,0	1008,0	241,2	144,0	495,0
$Q_{потреб},$ (м ³ /с)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{филтратии},$ (м ³ /с)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{испарения},$ (м ³ /с)	0	0	0	1	2	3	3	1	1	0	0	0
$Q_{льдообразования},$ (м ³ /с)	-5	-1	0	1	2	5	5	5	0	-3	-4	-5
$Q_{полезный},$ (м ³ /с)	327	304	312	1181	973	995	1057	1111	1007	237	139	489
$Z_{вб},$ (м)	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307
$Z_{нб},$ (м)	274	274	274	277	277	277	277	277	277	274	273	275
$H,$ (м)	32	32	32	29	30	29	29	29	29	33	34	31
$N_{ГЭС\ быт},$ (МВт)	94	88	90	307	256	261	276	289	264	69	42	136
$Q_{ВХК},$ (м ³ /с)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
$Z_{вб},$ (м)	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307
$Z_{нб},$ (м)	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
$H,$ (м)	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
$N_{ГЭС\ ВХК},$ (МВт)	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
$N_{ГЭС\ быт} - N_{ГЭС\ ВХК},$ (МВт)	35	29	31	249	197	202	217	230	205	11	-17	78

2.7 Водно-энергетический расчёт

2.7.1 Водно-энергетический расчёт маловодного года. Определение гарантированной мощности

В данном расчёте мы проводим сработку наполнения водохранилища по условиям маловодного года, для определения гарантированной мощности проектируемой ГЭС.

Так же определяем отметку УМО нашего водохранилища.

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 307$ м.

Водно-энергетический расчёт маловодного года представлен в таблице 2.12.

Таблица 2.12-Водно-энергетический расчёт маловодного года

месяц	Расходы, м ³ /с										Объем, км ³			Уровень, м				Н _{ГЭС} , м	N _{гар}	N, МВт	Э, МВт·ч
	Q _{быт.}	Потери				Q _{полезн}	Q _{вхк}	Q _{ГЭС}	Q _{водх}	Q _{НБ}	ΔV	V _{водх. нач}	V _{водх. кон}	Верхнего бьефа			Z _{НБ}				
		Q _ф	Q _п	Q _и	Q _л									Z _{ВБ нач}	Z _{ВБ кон}	Z _{ВБ ср}					
XI	144	1	2	0	-4	137	200	468	331	469,0	0,9	28,42	27,56	307,00	306,81	306,9	272,8	33,4	139,1	139,1	100173,5
XII	495	1	2	0	-5	487	200	2505	2018	2505,9	5,2	27,6	22,3	306,8	304,89	305,8	276,5	28,6	638,3	638,3	474865,5
I	333	1	2	0	-5	325	200	2904	2579	2905,0	6,7	22,3	15,6	304,9	299,73	302,3	276,9	24,7	638,3	638,3	474861,6
II	306	1	2	0	-1	302	200	619	317	619,5	0,8	15,6	14,8	299,7	298,84	299,3	273,3	25,3	139,1	139,1	93452,1
III	313,2	1	2	0	0	310	200	199	-111	200,0	-0,3	14,8	15,1	298,8	299,16	299,0	271,5	26,8	ПО ВХК	47,5	35312,2
IV	1180,8	1	2	1	1	1178	200	199	-979	200,0	-2,5	15,1	17,7	299,2	301,66	300,4	271,5	28,2	ПО ВХК	50,0	35973,5
V	972	1	2	2	2	969	200	199	-770	200,0	-2,0	17,7	19,6	301,7	303,24	302,5	271,5	30,3	ПО ВХК	53,6	39862,9
VI	990,9	1	2	3	5	990	200	199	-791	200,0	-2,1	19,6	21,7	303,2	304,55	303,9	271,5	31,7	ПО ВХК	56,1	40416,8
VII	1053	1	2	3	5	1052	200	199	-853	200,0	-2,2	21,7	23,9	304,5	305,63	305,1	271,5	32,9	ПО ВХК	58,3	43338,0
VIII	1107	1	2	1	5	1108	200	199	-909	200,0	-2,4	23,9	26,3	305,6	306,47	306,0	271,5	33,9	ПО ВХК	60,0	44605,1
IX	1008	1	2	1	0	1004	200	199	-805	200,0	-2,1	26,3	28,4	306,5	306,98	306,7	271,5	34,5	ПО ВХК	61,2	44029,0
X	241,2	1	2	0	-3	235	200	209	-26	210,0	-0,1	28,4	28,42	307,0	307,00	307,0	271,6	34,7	ПО ВХК	64,6	48064,5

Согласно приведённым расчётам отметкой УМО будет низшая за расчётный период: $V_{УМО}=298,8$ м.

Используя кривую связи объёмов водохранилища от уровня воды, определяем полезный объём водохранилища:

$$V_{ПОЛЕЗН} = V_{НПУ} - V_{УМО} = 28,42 - 15,1 = 13,3 \text{ км}^3, \quad (2.9)$$

Гарантированная мощность проектируемой ГЭС берём равной мощности декабря (января): $N_{гар}^{ГЭС} = 638,3$ МВт;

Суточная гарантированная выработка энергии:

$$\mathcal{E}_{гар\text{сут}}^{ГЭС} = N_{гар}^{ГЭС} \cdot 24 = 638,3 \cdot 24 = 15319 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.10)$$

Вписываем проектируемую ГЭС в ИКН для зимнего и летнего периодов. Определяем вытесняющую мощность: $N_{выт.раб.}^{ГЭС} = 638$ МВт.

2.7.2 Водно-энергетический расчёт средневодного года. Определение среднемноголетней выработки

Далее проводим аналогичный расчёт, но уже в качестве бытовых расходов используем средневодный год обеспеченностью 50%.

Цель расчета в средневодном году – определение среднемноголетней выработки. Произведены два расчета с целью определения наибольшей выработки.

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году по графику сработки маловодного года представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13-Водно-энергетический расчёт средневодного года

Месяц	Расходы, м ³ /с											Объем, км ³			Уровень, м				H _{ГЭС} , м	N _{гидр}	N, МВт	Э, МВт*ч
	Q _{быг}	потери				Q _{пол}	Q _{вхк}	Q _{ГЭС}	Q _{водх}	Q _{хол}	Q _{НБ}	ΔV	V _{ВБ нач}	V _{ВБ кон}	верхнего бьефа			Z _{НБ}				
		Q _ф	Q _п	Q _и	Q _л										Z _{ВБ нач}	Z _{ВБ кон}	Z _{ВБ ср}					
XI	262,7	1	2	0	-4	256	200	467	212	0,0	468	0,5	28,420	27,9	307,00	306,88	306,9	272,8	33,4	139,1	139,1	100156
XII	527,5	1	2	0	-5	520	200	2491	1972	0,0	2492	5,1	27,9	22,8	306,9	305,11	306,0	276,5	28,8	638,3	638,3	474905
I	454,7	1	2	0	-5	447	200	2829	2383	0,0	2830	6,2	22,8	16,6	305,1	300,68	302,9	276,8	25,4	638,3	638,3	474910
II	425,9	1	2	0	-1	422	200	1098	677	0,0	1099	1,8	16,6	14,8	300,7	298,84	299,8	274,5	24,6	139,1	240,1	161375
III	449,4	1	2	0	0	446	200	199	-247	0,0	200	-0,6	14,8	15,5	298,8	299,54	299,2	271,5	27,0		47,9	35643
IV	1240,2	1	2	1	1	1237	200	199	-1038	0,0	200	-2,7	15,5	18,2	299,5	302,09	300,8	271,5	28,6		50,7	36537
V	1058,9	1	2	2	2	1056	200	199	-857	0,0	200	-2,2	18,2	20,4	302,1	303,74	302,9	271,5	30,7		54,4	40453
VI	1105,5	1	2	3	5	1104	200	199	-905	0,0	200	-2,3	20,4	22,7	303,7	305,09	304,4	271,5	32,2		57,2	41180
VII	1221,4	1	2	3	5	1220	200	199	-1021	0,0	200	-2,6	22,7	25,4	305,1	306,19	305,6	271,5	33,4		59,3	44140
VIII	1398,8	1	2	1	5	1400	200	223	-1177	0,0	224	-3,0	25,4	28,4	306,2	307,00	306,6	271,6	34,2		68,1	50649
IX	1156,2	1	2	1	0	1152	200	1152	0	0,0	1153	0,0	28,4	28,4	307,0	307,00	307,0	274,6	31,7		325,0	234015
X	265,4	1	2	0	-3	259	200	259	0	0,0	260	0,0	28,4	28,425	307,0	307,00	307,0	271,8	34,5		79,5	59162

Среднегодовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \sum N_{\text{пр}} \cdot t = 1,7 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{ч}$$

График сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средних условиях изображен на рисунке 2.7.

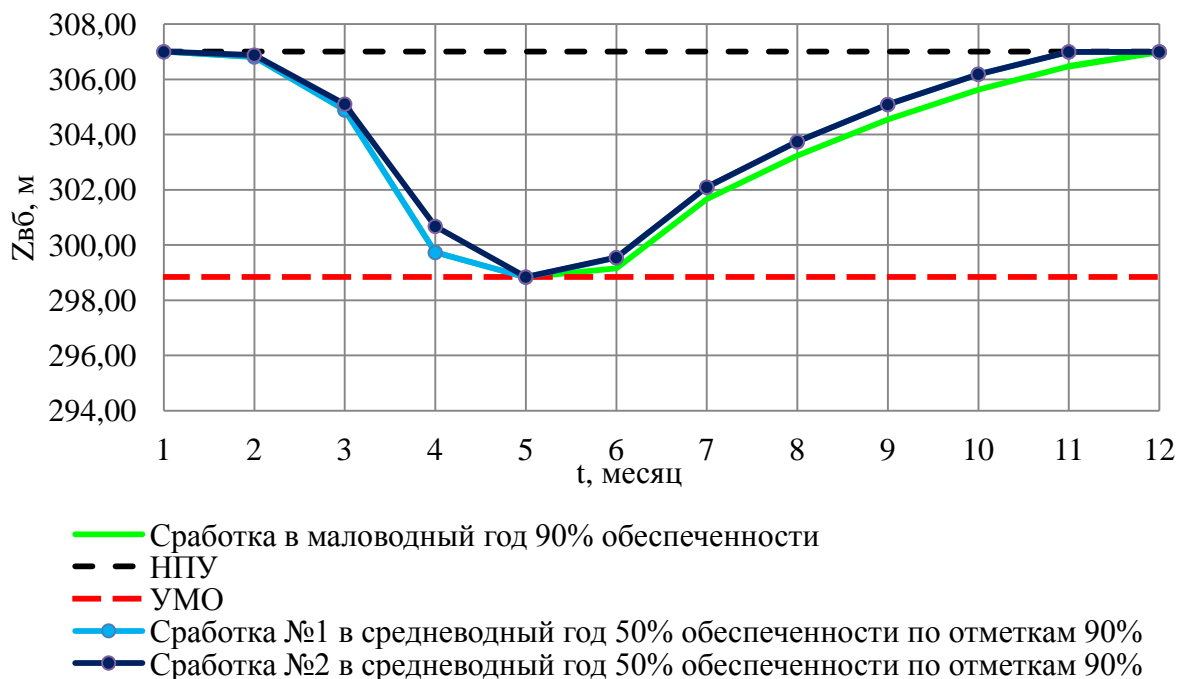


Рисунок 2.7 -График сработки и наполнения водохранилища в маловодный и в условиях средней водности год

2.8 Расчёт резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС. Расчёт баланса мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем следующее:

- 1) нагрузочный резерв системы равен $2\% P_t^{max}$
- 2) аварийный резерв составляет $8\% P_t^{max}$.

Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, аварийный размещен на ТЭС.

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.11)$$

На данной проектируемой ГЭС целесообразно размещать лишь нагрузочный резерв. Аварийный не устанавливается, так как на ГЭС не предусмотрен дополнительный объем водохранилища. В данной работе нагрузочный резерв расположим только на существующих ГЭС.

Установленная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} = 638 \text{ МВт.}$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учётом следующих особенностей:

1) Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 15 дней, а частота их проведения – 1 раз в 5-6 лет.

2) Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{пр.ГЭС}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{651}{8} = 81,38 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.12)$$

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{сущ.ГЭС}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{23601}{8} = 2950 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.13)$$

Ремонтная площадь ТЭС:

$$F_{рем}^{ТЭС} = \frac{N_{уст.}^{ТЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{уст.}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{12899}{4} + \frac{12899}{2} = 9675 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.14)$$

Баланс мощности энергосистемы в маловодном году представлен в таблице 2.14 и на рисунке 2.8. Баланс энергии – в таблице 2.15 и на рисунке 2.9.

Таблица 2.14-Баланс мощности энергосистемы

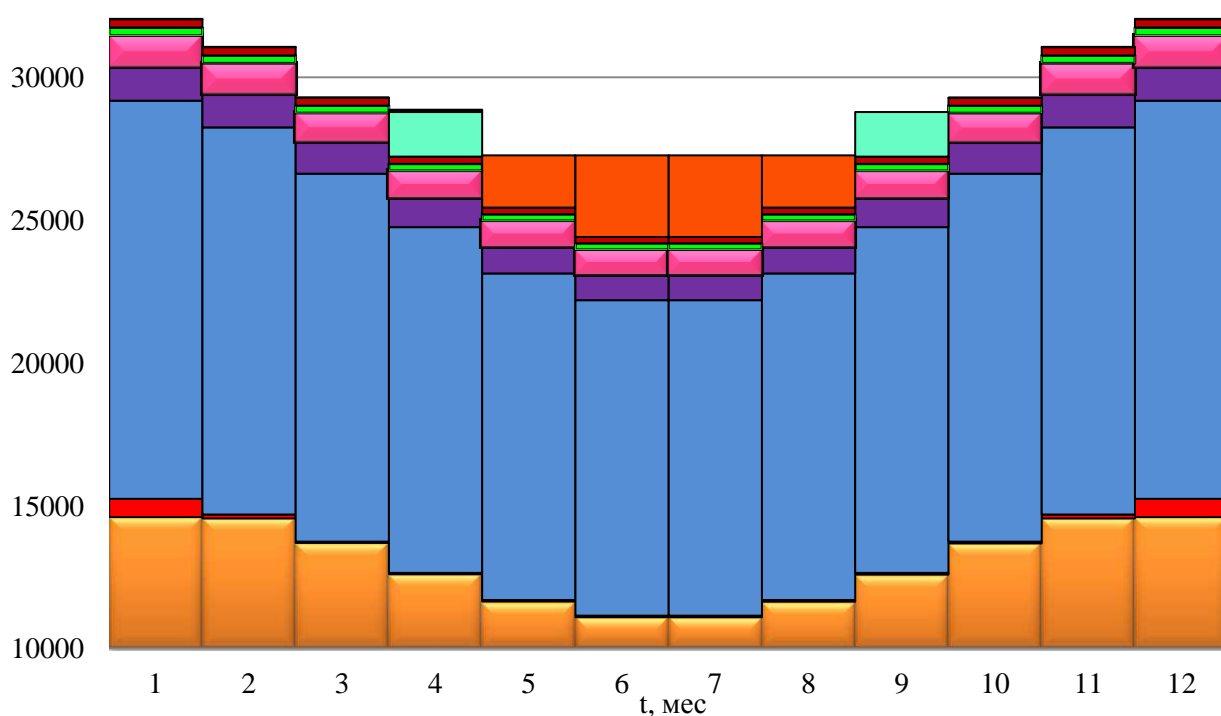
Месяц	Нагрузка системы			Существующие ГЭС, МВт				Проектируемая ГЭС, МВт				ТЭС, МВт			
	P	P _{авр}	P _{нагр}	N _{раб}	N _{авр}	N _{нагр}	N _{рем}	N _{раб}	N _{авр}	N _{нагр}	N _{рем}	N _{раб}	N _{авр}	N _{нагр}	N _{рем}
I	29180	2334	584	13949	1116	279		638	-	13		14593	1167	292	
II	28243	2259	565	13561	1085	271		139	-	3		14544	1163	291	
III	26622	2130	532	12888	1031	258		47	-	1		13686	1095	274	
IV	24749	1980	495	12112	969	242	1563	50	-	1	81	12587	1007	252	
V	23128	1850	463	11439	915	229		54	-	1		11635	931	233	1829
VI	22191	1775	444	11051	884	221		56	-	1		11084	887	222	2859

Окончание таблицы 2.14

Месяц	Нагрузка системы			Существующие ГЭС, МВт				Проектируемая ГЭС, МВт				ТЭС, МВт			
	P	P _{авр}	P _{нагр}	N _{раб}	N _{авр}	N _{нагр}	N _{рем}	N _{раб}	N _{авр}	N _{нагр}	N _{рем}	N _{раб}	N _{авр}	N _{нагр}	N _{рем}
VII	22191	1775	444	11051	884	221		58	-	1		11082	887	222	2859
VIII	23128	1850	463	11439	915	229		60	-	1		11628	930	233	1829
IX	24749	1980	495	12112	969	242	1563	61	-	1		12576	1006	252	
X	26622	2130	532	12888	1031	258		65	-	1		13669	1094	273	
XI	28243	2259	565	13561	1085	271		139	-	3		14544	1163	291	
XII	29180	2334	584	13949	1116	279		638	-	13		14593	1167	292	

N, МВт

35000



- ТЭС, АЭС
- Существующие ГЭС
- Нагр существующих ГЭС, МВт
- Нагр ТЭС, АЭС, МВт
- Nрем ТЭС, АЭС, МВт
- Nрем проектируемой ГЭС, МВт
- Проектируемая ГЭС
- Нагр ТЭС, АЭС, МВт
- Нагр проектируемой ГЭС, МВт
- Nрем существующих ГЭС, МВт

Рисунок 2.8-Баланс мощности энергосистемы

Таблица 2.15-Баланс энергии энергосистемы

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N_{\max} , МВт	27550	26663	25126	23351	21814	20926	20926	21814	23351	25126	26663	27550
$N_{\text{ГЭС гар.сущ}}$, МВт	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000
$N_{\text{ГЭС гар.проект}}$, МВт	94	88	90	307	256	261	276	289	264	69	42	136
$N_{\text{ГЭС}}$, МВт	15050	14163	12626	10851	9314	8426	8426	9314	10851	12626	14163	15050

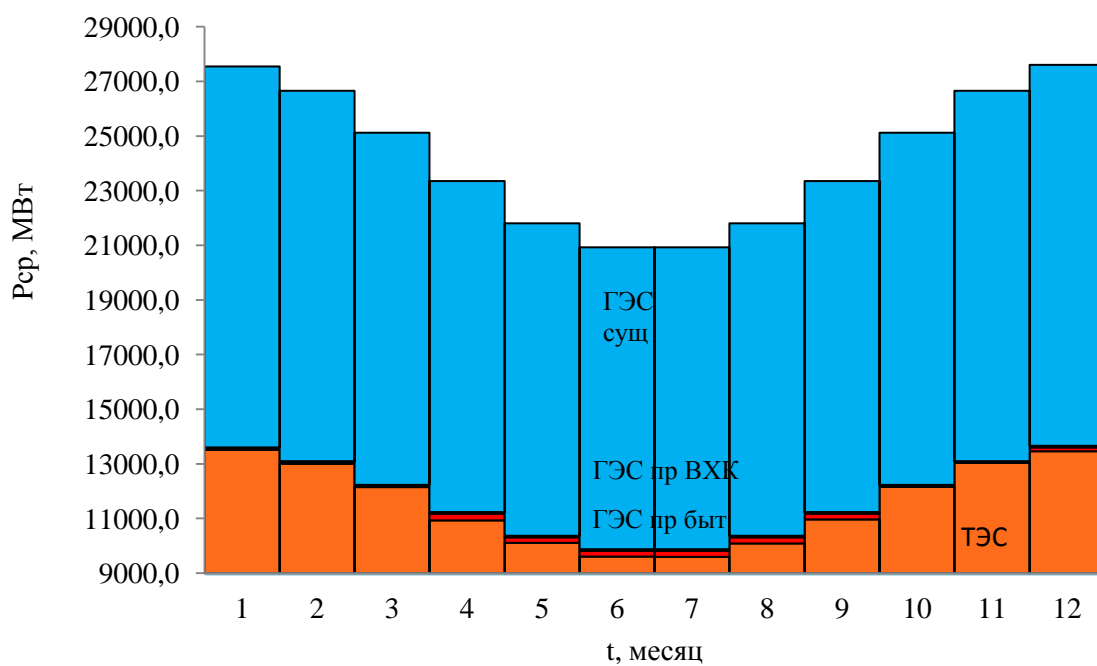


Рисунок 2.8-Баланс энергии энергосистемы

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор оборудования

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

– выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

– необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции. Эти характеристики строятся в осях $Z_{вб}$ и $Q_{гэс}$.

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями $H(Z_{нпу}, Q_{гэс})$ и $H(Z_{умо}, Q_{гэс})$. Слева наносится ограничение по минимальному расходу, справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Линия расчётного напора строится от отметки водохранилища, характерной для середины января.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{ВБ}(V_{сраб}) - Z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $Z_{вб}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{сраб}$ от НПУ до УМО.

$Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка нижнего бьефа, определяемая по кривой связи расходов и отметок в НБ;

Δh – потери напора в подводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса - $Q_{ГЭС}^{\min} = 200 \text{ м}^3/\text{с}$, или минимальная мощность, определяемая особенностями режимов ГЭС в графиках нагрузки.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{\text{уст.расч}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}, \quad (3.2)$$

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{\text{ГЭС}} = \frac{Q_{\text{ГЭС}}^{\max}}{\sqrt{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}^{\max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре $H_{\text{р}}$.

Расчет режимного поля представлен в таблице 3.1. По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности представлено на рисунке 3.1.

3.2 Построения режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции. На построенном режимном поле определяется максимальные и минимальные напоры, которые обуславливают типы и модификации турбин, пригодные для установки на проектируемой ГЭС.

Результаты расчёта сведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1-Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности ГЭС		Линия ограничения пропускной способности	
Q, м ³ /с	Zнб ^л , м	Zнб ^з , м	H _{НПУ} , м	H _{УМО} , м	H _{ЗВБ1} , м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0,0	270,0	270,0	36,3	28,1	31,6	2359,6	31,0	2359,6	25,0
243,4	271,8	271,9	34,5	26,4	29,8	2398,2	30,5	2398,2	24,7
486,7	272,9	273,1	33,4	25,3	28,7	2438,2	30,0	2438,2	24,4
730,1	273,6	273,9	32,7	24,5	28,0	2479,5	29,5	2479,5	24,1
973,4	274,2	274,5	32,1	23,9	27,4	2522,3	29,0	2522,3	23,8
1216,8	274,7	275,0	31,6	23,4	26,9	2566,5	28,5	2566,5	23,5
1460,2	275,2	275,4	31,1	23,0	26,4	2612,4	28,0	2612,4	23,2
1703,5	275,5	275,8	30,8	22,6	26,1	2659,9	27,5	2659,9	22,9
1946,9	275,9	276,1	30,4	22,3	25,7	2709,1	27,0	2709,1	22,6
2190,2	276,2	276,4	30,1	22,0	25,4	2760,2	26,5	2760,2	22,3
2433,6	276,4	276,7	29,9	21,7	25,2	2813,3	26,0	2813,3	22,0
2677,0	276,7	276,9	29,6	21,4	24,9	2868,5	25,5	2868,5	21,7
2920,3	276,9	277,1	29,4	21,2	24,7	2925,8	25,0	2925,8	21,4
3163,7	277,2	277,3	29,1	21,0	24,4	2985,6	24,5	2985,6	21,1
3407,0	277,3	277,4	29,0	20,8	24,3	3047,8	24,0	3047,8	20,8

Режимное поле представлено на рисунке 3.1

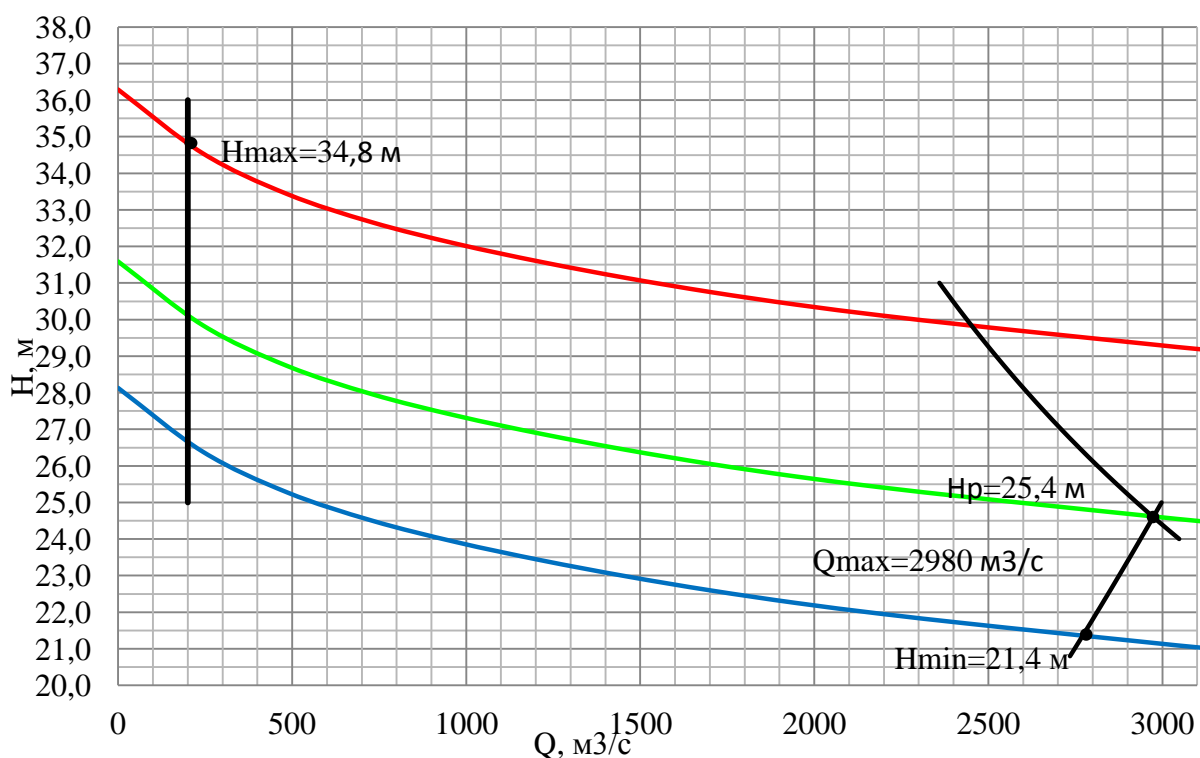


Рисунок 3.1-Режимное поле проектируемой ГЭС

По режимному полю определяем диапазон изменений напоров и расхода:

- расчетный напор $H_{\text{расч}} = 25,4\text{ м}$;
- минимальный напор $H_{\text{min}} = 21,4$;
- максимальный напор $H_{\text{max}} = 34,8\text{ м}$;
- максимальный расход $Q_{\text{max}} = 2980\text{ м}^3/\text{с}$.

3.3 Выбор числа и типа агрегатов

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2) отношение $H_{\text{min}}/H_{\text{max}}=21,4/34,8=0,6$ должно быть не меньше справочных данных.

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует ПЛ40а-В, ПЛ40б-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2-Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	40	40
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
Приведенный расход в расчетной точке	$Q_{\text{Iр1}}$	1700	1630
Приведенный КПД в расчетной точке	$\eta_{\text{Iр1}}$	0,88	0,894
Оптимальная приведенная частота вращения	$n_{\text{Iопт}}, \text{ об/м}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q_{\text{Iопт}}, \text{ л/с}$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{морт}}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q_{\text{Imax}}, \text{ л/с}$	1800	1700
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q_{\text{Imax}})$	0,65	0,65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{\text{Iм}}, \text{ м}$	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	4
Температура испытаний	$t_{\text{мод}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	10	20

3.4 Определение параметров турбин

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проведя линию n'_{t_0} через оптимум КПД.

$$Q'_{\text{Iр}} = 1,7 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для ПЛ40а-В,}$$

$$Q'_{\text{Iр}} = 1,63 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для ПЛ40б-В.}$$

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин).

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt{\frac{H_m}{H_p}} \cdot \sqrt{\frac{\nu_n}{\nu_m}} \right], \quad (3.4)$$

где $\eta_m, D_{1м}, H_m$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_n, ν_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_1 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;

η_{Γ} - средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_{\Gamma} = 0,97$).
 Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст} = 651 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z_a^* округляется в большую сторону (Z_a).
 После чего уточняется мощность агрегата:

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

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{расч.}}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_p – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_{\Gamma}}{\eta_M}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c .

Приведенные частоты вращения соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

$$n'_{1\max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta p}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{1P} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_P \cdot \Delta p}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{1\min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta p}}; \quad (3.11)$$

Рассматриваем все возможные варианты, начиная с максимального.

При выборе определяемся следующими параметрами:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- сокращение количества агрегатов;
- транспортировка.

Результаты расчета приведены в таблицу 3.3

Таблица 3.3-Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ40а-В и ПЛ40б-В

Параметр		Турбина ПЛ40а-В		Турбина ПЛ40б-В
Номинальный диаметр	$D_{1(станд.)}$, м	8,0	9,5	6,3
Расчетный КПД натур.	$\eta_{расчн}$	0,929	0,930	0,933
Оптимальный КПД натур.	$\eta_{оптн}$	0,949	0,950	0,940
Мощность 1 агрегата	N'_a , МВт	123131,65	173893,30	72623,03
Число агрегатов	Z'_a	5,29	3,74	8,96
Число агрегатов (уточненное)	Z_a	6	4	10
Мощность 1 агрегата (уточненная)	N_a , МВт	108500,0	162750,0	65100,0
Масштабный коэффициент	m	1,056	1,057	1,045
Число пар полюсов	$p_{синх}$	36	44	28
Приведенные обороты	$n'_{п, об/мин}$	80,9	68,2	100,6
Синхронное число оборотов	$n_{синх, об/мин}$	83,3	68,2	107,1
Приведенные обороты max	$n'_{imax, об/мин}$	140	136	143
Приведенные обороты расч.	$n'_{расч, об/мин}$	129	125	131
Приведенные обороты min	n'_{imin}	110	107	112
Расчетная точка	$Q'_1 * \eta_m$	1,39	1,48	1,35

Далее проводятся расчёты только для ПЛ40а-В-8,0(м) и для ПЛ40б-В-6,3(м), так как на других диаметрах точка оптимума находится за границами зоны работы турбины. Рабочие зоны турбин представлены на рисунках 3.2 и 3.3. Проточная часть турбины представлена на рисунке 3.4.

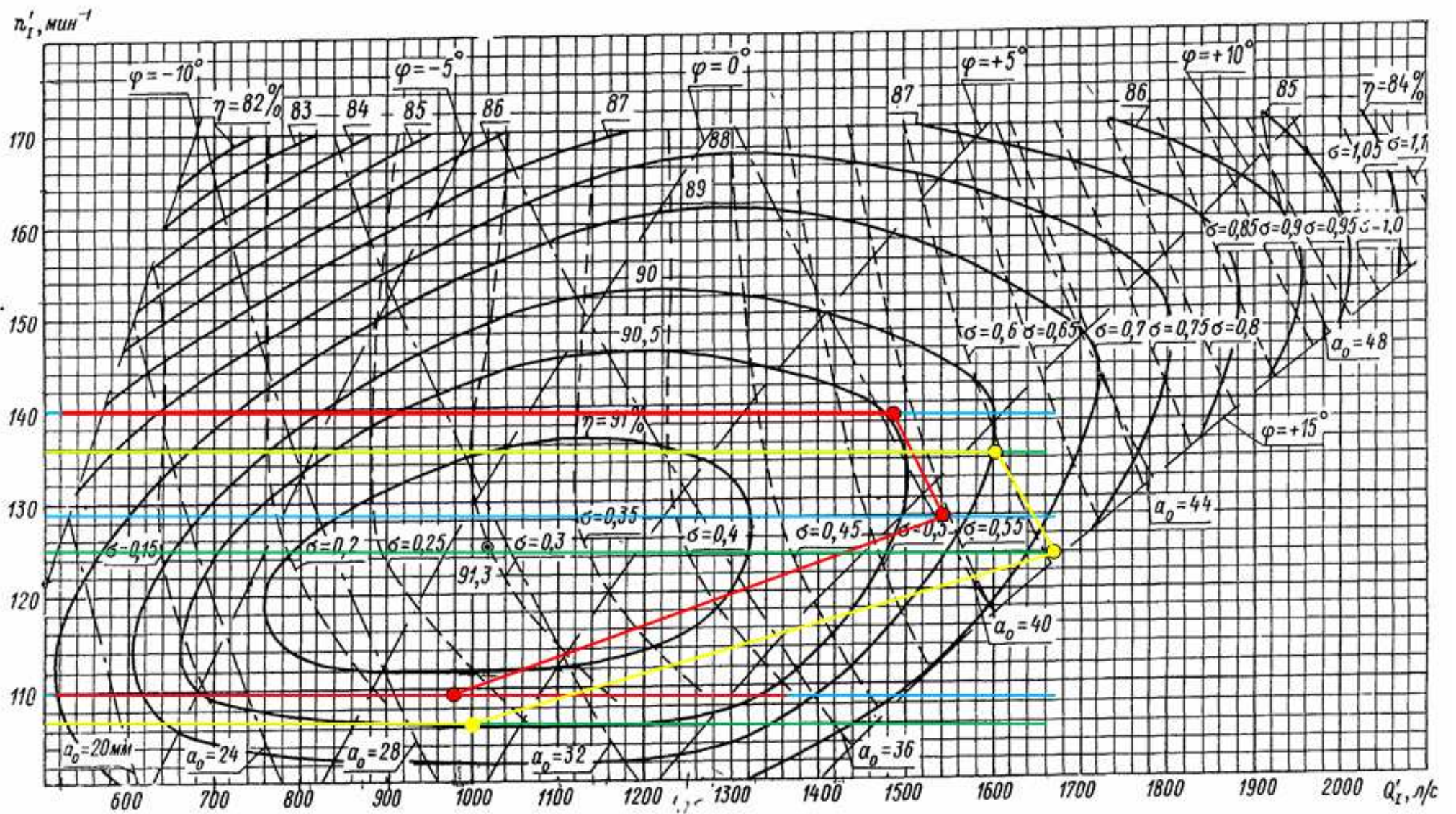


Рисунок 3.2-Рабочие зоны гидротурбины ПЛ40а-В:
 $D = 8\text{ м}$ – красная, $D = 9,5\text{ м}$ – желтая

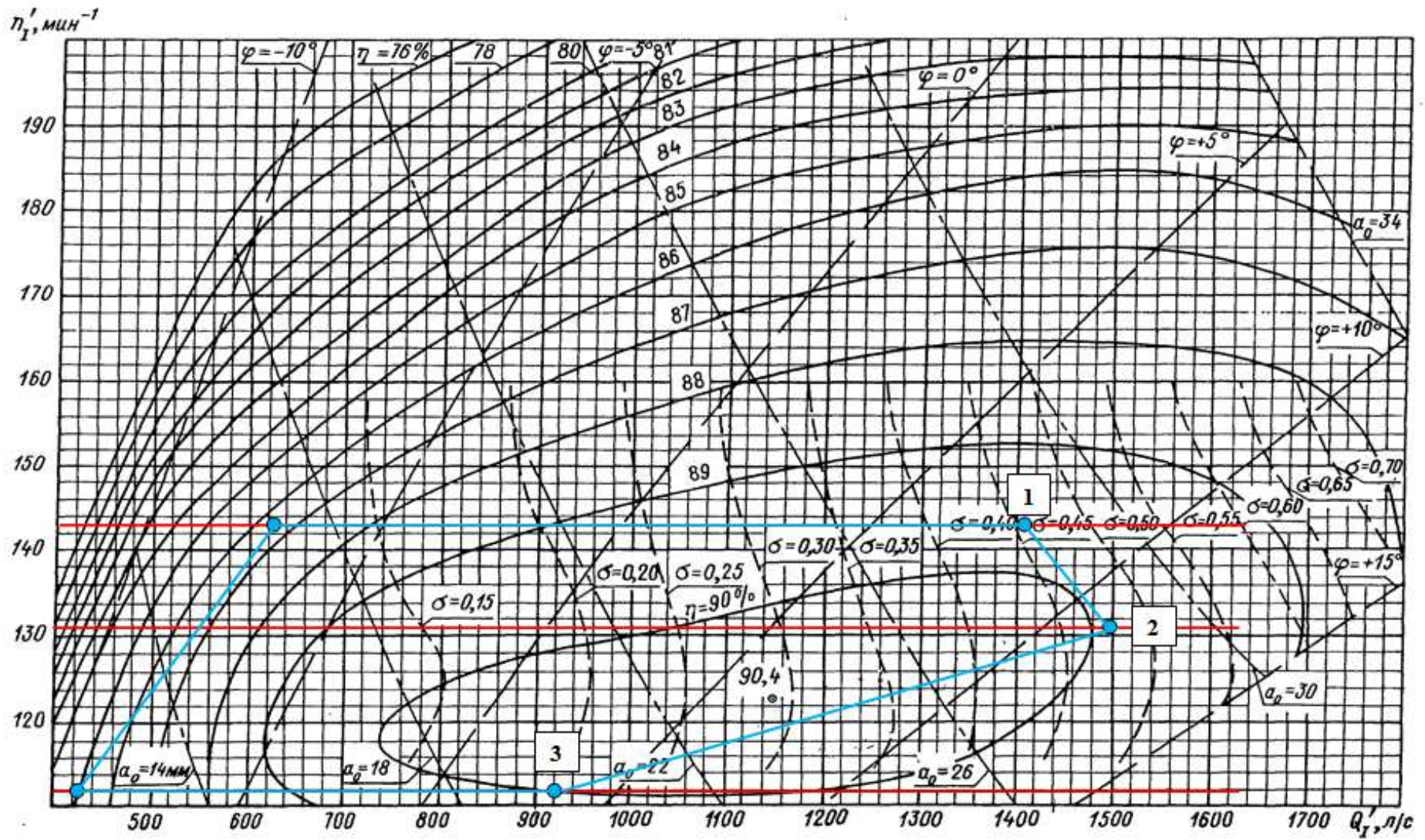


Рисунок 3.3-Рабочая зона гидротурбины ПЛ406-В

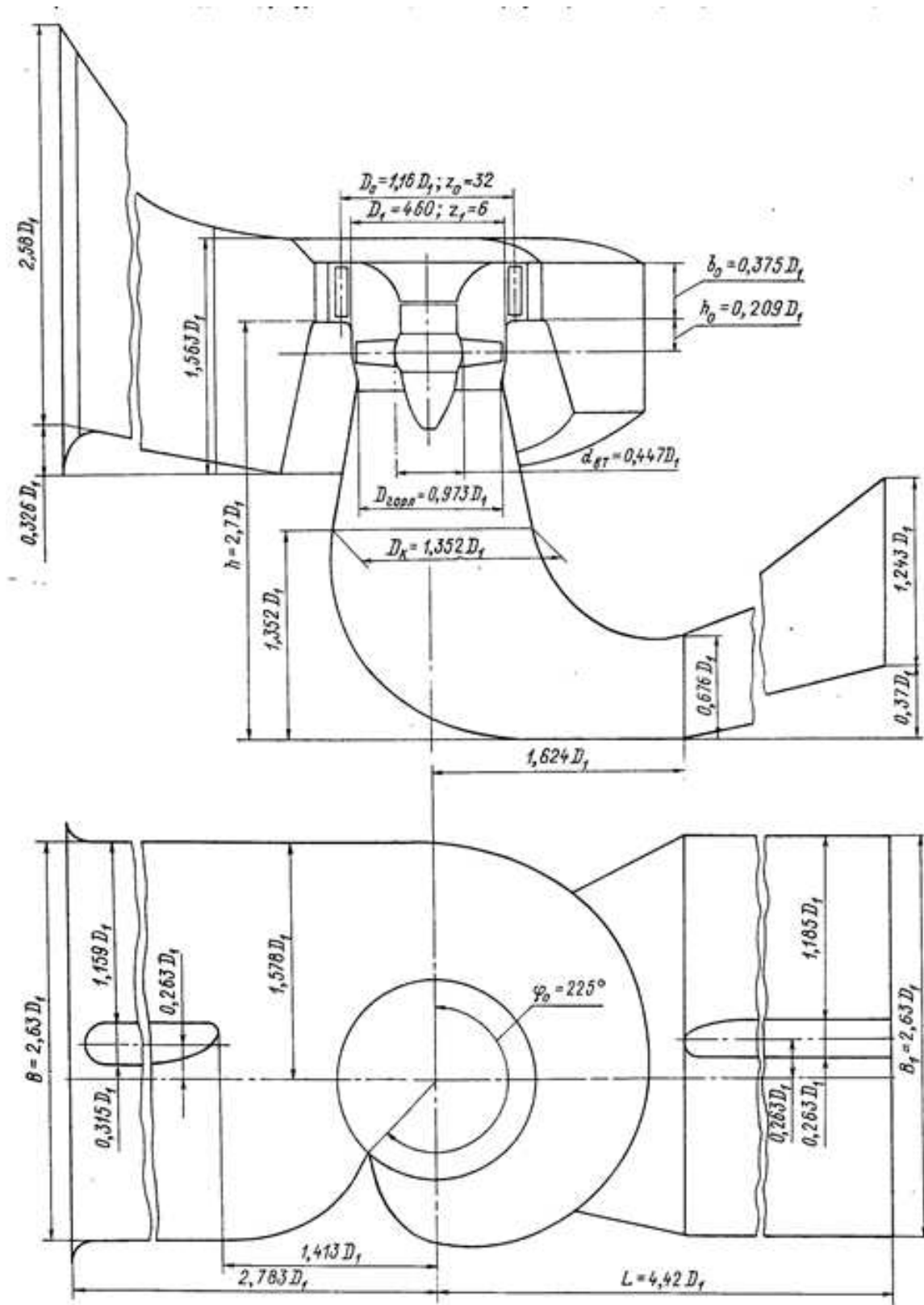


Рисунок 3.4-Проточная часть модели гидротурбины ПЛ406-В

3.5 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Возможность работы гидротурбины при минимальных расходах обеспечивает увеличение мощности и выработки электроэнергии ГЭС. Поэтому при выборе основного энергетического оборудования проектируемой ГЭС необходимо выполнять проверку возможности работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу воды. Для этого необходимо линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитать в координаты главной универсальной характеристики Q'_I и n'_I для двух значений напора H_{\max} и H_{\min} . Поскольку n'_I для указанных напоров определялись ранее, то остается вычислить приведенный расход по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta p}} \quad (3.12)$$

Для ПЛ40а-В-800:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta p}} = \frac{200}{8,0^2 \cdot \sqrt{34,8 \cdot 1,056}} = 0,26 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.13)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta p}} = \frac{200}{8,0^2 \cdot \sqrt{21,4 \cdot 1,056}} = 0,33 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.14)$$

Для ПЛ40б-В-630:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta p}} = \frac{200}{6,3^2 \cdot \sqrt{34,8 \cdot 1,045}} = 0,42 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.15)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta p}} = \frac{200}{6,3^2 \cdot \sqrt{21,4 \cdot 1,045}} = 0,53 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

3.6 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

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

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s, \quad (3.17)$$

где $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{\text{нб}}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_s .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

- Работа одного агрегата с соответствующей мощностью при H_{\min} ;
 - Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_p ;
 - Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{\max} .
- Высота отсасывания H_s вычисляется по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{х.пл.}}, \quad (3.18)$$

где B - барометрическое давление, равное 10 мм вод.ст;

ΔH_s - дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас, равное 1,5 м;

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

H - напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$;

$\Delta Z_{\text{х.пл.}}$ - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин $\Delta Z_{\text{х.пл.}} = 0$.

$$B_0 = \frac{B_{0\text{м}} \cdot D_{1\text{н}}}{D_{1\text{м}}}, \quad (3.19)$$

где $B_{0\text{м}}, D_{1\text{м}}$ - соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины.

3.6.1 Работа одного агрегата при H_{\min} с соответствующей мощностью на линии ограничения

Гидротурбина ПЛ40б-В с $D_1 = 6,3$ м.

На главной универсальной характеристике проектируемой ГЭС находим точку работы одного агрегата с номинальной мощностью при H_{\min} (точка 1):

Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}. \quad (3.20)$$

В найденной точке определяем $\sigma = 0,41$. По кривой связи НБ определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{агр1}}) = 271,8$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{271,8}{900} - 0,41 \cdot 21,4 - 1,5 = -0,25 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 271,8 + (-0,25) = 271,55 \text{ м.}$$

3.6.2 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_p

Гидротурбина ПЛ40б-В с $D_1 = 6,3$ м.

На главной универсальной характеристике проектируемой ГЭС находим точку работы одного агрегата с номинальной мощностью при H_p (точка 2):

Пересчитаем расход в этой точке.

В найденной точке определяем $\sigma = 0,475$. По кривой связи НБ определяем $Z_{НБ}(Q_{агр1}) = 306,7$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{306,7}{900} - 0,475 \cdot 25,4 - 1,5 = -3,54 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{р.к.} = 272,1 + (-3,54) = 268,56 \text{ м.}$$

3.6.3 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max}

Гидротурбина ПЛ40б-В с $D_1 = 6,3$ м.

На главной универсальной характеристике проектируемой ГЭС находим точку работы одного агрегата с номинальной мощностью при H_p (точка 3):

Пересчитаем расход в этой точке по формуле:

В найденной точке определяем $\sigma = 0,20$. По кривой связи НБ определяем $Z_{НБ}(Q_{агр1}) = 220,2$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{220,2}{900} - 0,20 \cdot 34,8 - 1,5 = 1,57 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{р.к.} = 271,6 + 1,57 = 273,17 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка заглубления РК для турбины ПЛ40б-В

$$\nabla Z_{р.к.} = 268,56 \text{ м.}$$

Аналогичный расчет произведем для турбины ПЛ40а-В с диаметром $D_1 = 8,0$ м. Полученные результаты сведем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4-Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип	D_1 , м	η , %	Z_a , шт.	N_a , МВт	n_c , об/мин	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м	$\nabla Z_{р.к.}$, м
ПЛ40а-В	8,0	94,9	6	108,5	83,3	-3,03	-5,44	0,18	267,56
ПЛ40б-В	6,3	94,0	10	65,1	107,1	-0,25	-3,54	1,57	268,56

Проведя анализ полученных параметров турбин, принимаем турбину типа ПЛ40б-В с диаметром $D_1 = 6,3$ м. Выбранная турбина более быстроходна.

Отметка установки у турбины ПЛ40б-В выше, чем у ПЛ40а-В. Отметка заглубления РК для турбины ПЛ40б-В $\nabla Z_{p.k.} = 268,56$ м.

3.7 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (3.21)$$

где $\cos \varphi = 0,8 - 0,9$;

$$S_{ном} = \frac{65,1}{0,87} = 74,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}, \quad (3.22)$$

где n_c – синхронная частота гидрогенератора.

$$p = \frac{6000}{107,1} = 56.$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор по номинальной мощности и числу полюсов: СВ 1230/140-56.

3.8 Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления

По номограмме для турбины ПЛ40б-В-630 определим тип маслонапорной установки: МНУ 6,3/1 – 40 – 8 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 6,3/1-40 вместимостью 6,3 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²); с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак МА8-2 вместимостью 8 м³ с двумя насосами.

3.9 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части модельной гидротурбины (рисунок 3.4) определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,7 \cdot D_1 = 2,7 \cdot 6,3 = 17,01 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,563 \cdot D_1 = 1,563 \cdot 6,3 = 9,85 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 6,3 = 16,60 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,42 \cdot D_1 = 4,42 \cdot 6,3 = 27,85 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 6,3 = 16,57 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_в = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c}\right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{65100}{65,1}\right)^{0,35} = 1178,1 \text{ мм} \quad (3.28)$$

где N_a – мощность агрегата, кВт;

n_c – синхронная частота вращения турбины.

Полученное значение диаметра округляем до стандартизованного (кратное 50 мм при $D'_в$ менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм).

$$D'_в = 1200 \text{ мм.}$$

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = D_c + 2 \cdot B_{\text{вк}} = 12,3 + 2 \cdot 1,2 = 14,7 \text{ м.} \quad (3.29)$$

где $B_{\text{вк}}$ – ширина воздушной камеры, принимаем равной 1,2 м.

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{ш}} + 9,0 = 14,7 + 9,0 = 23,7 \text{ м.} \quad (3.30)$$

где $D_{ш}$ – диаметр шахты агрегата по формуле (3.35).

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{мз} = 24,0 \text{ м.}$$

Ширина агрегатного блока с округлением до целого в большую сторону:

$$B_{бл} = (2,7 \div 3,7) \cdot D_1 = 3,1 \cdot 6,3 = 19,53 \approx 20 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Ширина монтажной площадки для ГЭС с числом агрегатов больше 10 рекомендуется принимать:

$$L_{мп} = 2,0 \cdot B_{бл} = 2,0 \cdot 20 = 40,0 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Принимаем ширину монтажной площадки $L_{мп} = 40 \text{ м.}$

Длина машинного зала:

$$L_{мз} = n \cdot B_{бл} + L_{мп} = 10 \cdot 20 + 40 = 240 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Высота машинного зала:

Принимаем высоту машинного зала:

$$H_{м.з.} = 16 \text{ м.}$$

По справочным данным назначаем колонну:

$$H_k = 10,5 \text{ м.}$$

4 Компонровка и сооружения гидроузла

4.1 Выбор компоновки гидроузла

Установленная мощность проектируемой ГЭС 651 МВт, максимальный напор составляет 34,8 м. Полный объем водохранилища 28,42 км³. Основание Брекчия. Согласно [3], основные гидротехнические сооружения Междуреченской ГЭС рассчитываем по I классу, сооружения по объёму водохранилища. Коэффициент надёжности для сооружений I класса:

$$\gamma_n = 1,25.$$

Таким образом,

В состав основных гидротехнических сооружений включено:

- бетонная водосливная плотина;
- бетонная стационарная плотина (русловое здание ГЭС);
- глухая правобережная бетонная плотина;
- глухая сопрягающая бетонная плотина;
- глухая левобережная бетонная плотина.

4.2 Проектирование сооружений напорного фронта

4.2.1 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня бетонной плотины находим по формуле

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

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

Высота наката волн

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

где $h_{1\%}$ – высота волны с обеспеченностью 1%;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м.

Для основного сочетания нагрузок.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (4.3)$$

где V_w – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, принимаем $V_w = 20$ м/с;

L – длина разгона волны, принимаем $L = 10000$ м;

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

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, рассчитываемая по формуле:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2}. \quad (4.4)$$

Получаем

$$d = \frac{307 - 270}{2} = 18,5 \text{ м};$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 10000}{9,81 \cdot 18,5} \approx 0,046 \text{ м}.$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного и поверочного случаев:

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище, $t = 6$ ч.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 10000}{20^2} = 245,25;$$

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

По графику по верхней огибающей кривой графика на рисунке 4.1, используя значения $\frac{g \cdot t}{V_w}$ и $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$, определяем параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$.

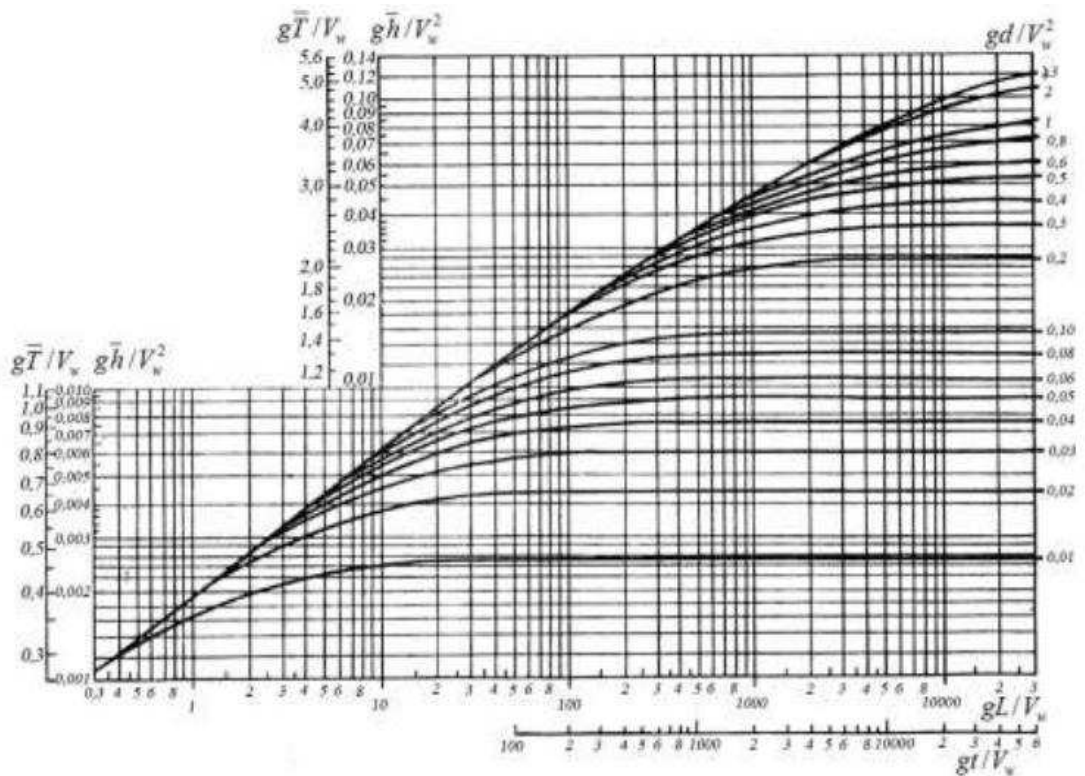


Рисунок 4.1-Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

При $\frac{gL}{V_w^2} = 245,25$: $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,03$, $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,1$;

При $\frac{gt}{V_w} = 10594,8$: $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,75$, $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,21$.

Принимаем меньшие полученные значения

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,03; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,1.$$

Определим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h}

$$\bar{h} = \frac{0,03 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,03 \cdot 20^2}{9,81} = 1,22 \text{ м}, \quad (4.5)$$

$$\bar{T} = \frac{2,1 \cdot V_w}{g} = \frac{2,1 \cdot 20}{9,81} = 4,2 \text{ с}. \quad (4.6)$$

Средняя длина волны

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 4,2^2}{2 \cdot 3,14} = 28,6 \text{ м}. \quad (4.7)$$

Условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ выполнено, $18,5 > 14,3$ следовательно, расчет произведен верно, для глубоководной зоны.

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

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

где K_i – коэффициент, определяем по рисунку 4.2 в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V_w^2} = 245$. Принимаем $K_i = 2,2$.

Получаем

$$h_{1\%} = 1,22 \cdot 2,2 = 2,69 \text{ м.}$$

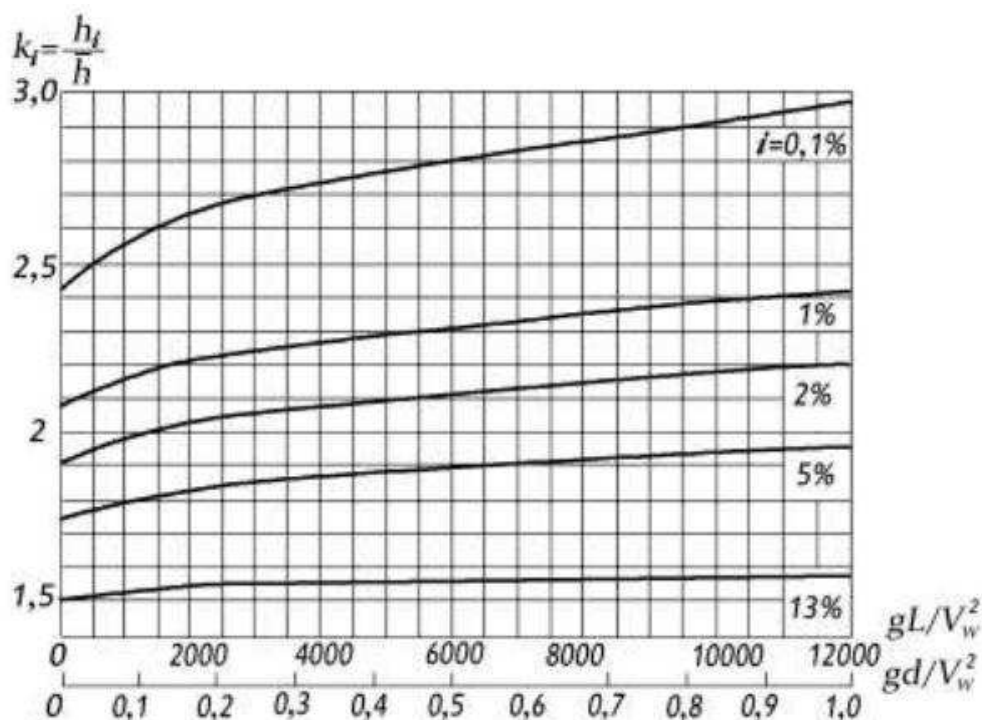


Рисунок 4.2-Графики значений коэффициента k_i

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 2,69 + 0,046 + 0,8 = 3,54 \text{ м.} \quad (4.9)$$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из двух

$$\nabla ГБ = \nabla НПУ + h_s = 307 + 3,54 = 310,54 \text{ м,}$$

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 295 + 1,6 \cdot 12 = 314,2 \text{ м.}$$

где $\nabla_{ГВ}$ – отметка гребня водослива, определяется гидравлическими расчётами;

$H_{ст}$ – напор на гребне водослива (стандартный), определённый гидравлическими расчётами.

Принимаем наибольшее значение $\nabla_{ГВ}$

$$\nabla_{ГВ} = 314,2 \text{ м.}$$

4.2.2 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчётный расход

$$Q_p = Q_{осн.макс} - Q_{ГЭС} = 6439,23 - (10 - 2) \cdot Q_a = 4039,23 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.10)$$

Ширина водосливного фронта

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (4.11)$$

где q_b – удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (4.12)$$

где q_p – удельный расход на рисберме,

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ}, \quad (4.13)$$

где $h_{НБ}$ – глубина воды в нижнем бьефе при максимальном основном расходе ($Q_{осн.макс} = 6439,23 \text{ м}^3/\text{с}$), определяется по графику $Q = f(H)$, $УНБ_{Q_{осн.макс}} = 280 \text{ м}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, для скального основания, принимаем 5 м/с .

Получаем

$$h_{НБ} = УНБ - \nabla_{дна} = 280 - 270 = 10,0 \text{ м}; \quad (4.14)$$

$$q_p = 5,0 \cdot 10,0 = 50 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$q_b = 1,25 \cdot 50 = 62,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда ширина водосливного фронта равна

$$B = \frac{4039,23}{62,5} = 64,6 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта B :

$$B = b \cdot n, \quad (4.15)$$

где n – число пролётов (не менее 2-3);

b – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования.

Принимаем $b = 10$ м, тогда

$$n = \frac{B}{b} = \frac{64,6}{10} = 6,46 \quad (4.16)$$

Полученное значение округлим до ближайшего большего целого числа

$$n = 7.$$

Ширина водосливного фронта

$$B = 10 \cdot 7 = 70 \text{ м.}$$

4.2.3 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учётом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.17)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа $m \approx 0,49$.

$$H_{01} = \left(\frac{4039,23}{0,49 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,72 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.18)$$

где σ_n – коэффициент подтопления, $\sigma_n = 1$;
 $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия, $\sigma_\phi = 1$;

σ_Φ – коэффициент формы для безвакуумной водосливной стенки Кригера-Офицера.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n-1) \cdot \varepsilon_6 \cdot H_{01}}{n \cdot b}, \quad (4.19)$$

где b – ширина пролета;

ε_y – коэффициент формы береговых устоев ($\varepsilon_y=0,7$ для закругленной формы);

ε_6 – коэффициенты формы бычков ($\varepsilon_6= 0,45$ для быка закругленной формы);

n – количество пролетов.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (7 - 1) \cdot 0,45 \cdot 8,72}{7 \cdot 10} = 0,93;$$

$$H_{02} = \left(\frac{4039,23}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,14 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (4.20)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

H_{02} – полный напор на водосливе во втором приближении, рассчитанный по формуле;

v_0 - скорость подхода потока к водосливу рассчитываемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n-1)\delta_B)}. \quad (4.21)$$

Бык примем разрезным, толщину разрезного бычка принимаем 4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 70 + (7 - 1) \cdot 4 = 94 \text{ м.} \quad (4.22)$$

Получаем

$$v_0 = \frac{4039,23}{(307 - 270)(70 + (7 - 1) \cdot 4)} = 1,11 \text{ м/с.}$$

$$H = 9,14 - \frac{1,1 \cdot 1,11^2}{2 \cdot 9,81} = 9,1 \text{ м.}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом

$$H_{ст} = 10 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 307 - 10 = 297 \text{ м.} \quad (4.23)$$

4.2.4 Построение профиля водосливной плотины

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{ст} = 10$ м. Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицерова) представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера-Офицерова)

№ точки	x	y	№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0	1,512	15	16,8	6,768	29	33,6	29,544
2	1,2	0,432	16	18	7,932	30	34,8	31,56
3	2,4	0,084	17	19,2	9,168	31	36	33,888
4	3,6	0	18	20,4	10,476	32	37,2	36,156
5	4,8	0,072	19	21,6	11,844	33	38,4	38,484
6	6	0,324	20	22,8	13,296	34	39,6	40,86
7	7,2	0,72	21	24	14,82	35	40,8	43,308
8	8,4	1,2	22	25,2	16,428	36	42	45,816
9	9,6	1,68	23	26,4	18,096	37	43,2	48,372
10	10,8	2,376	24	27,6	19,836	38	44,4	50,988
11	12	3,072	25	28,8	21,78	39	45,6	53,652
12	13,2	3,852	26	30	23,52	40	46,8	56,376
13	14,4	4,728	27	31,2	25,464	41	48	59,256
14	15,6	5,7	28	32,4	27,468			

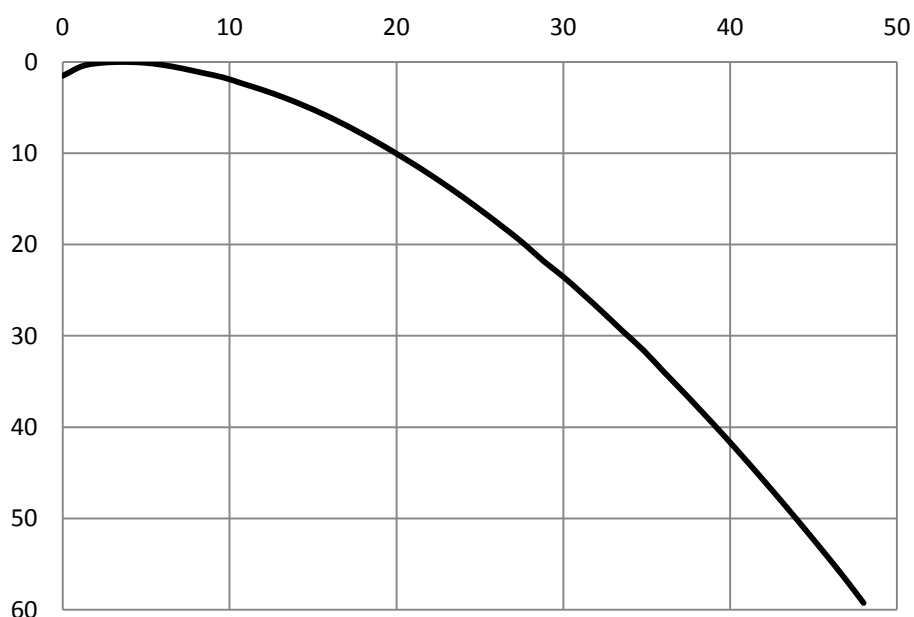


Рисунок 4.3-Очертание оголовка плотины практического профиля построенного по координатам

4.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

В зависимости от соотношения глубины h_c'' и бытовой глубины $h_{НБ}$ устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

- а) $h_c'' > h_{НБ}$ - сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- б) $h_c'' = h_{НБ}$ - сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- в) $h_c'' < h_{НБ}$ - сопряжение в виде затопленного прыжка.

Определяются параметры гидравлического прыжка для прямоугольного русла в плоской постановке (на 1п.м. ширины русла).

Основной расчетный случай.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий вычисляется по формуле:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4039,23^2}{94^2 \cdot 9,81}} = 5,91 \text{ м.} \quad (4.24)$$

Определим полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 307 - 270 = 37 \text{ м.} \quad (4.25)$$

По таблице 4.1 считая, что плотина имеет среднюю длину водосливной грани, принимаем коэффициент скорости равной $\varphi_c = 0,9$.

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{37}{5,91} = 6,26. \quad (4.26)$$

По графику М.Д. Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости φ_c и ξ_0 определяем $\xi_c = 0,34$ и $\xi_c'' = 2,3$.

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0,34 \cdot 5,91 = 2,01 \text{ м};$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,3 \cdot 5,91 = 13,6 \text{ м}.$$

Полученное значение второй сопряженной глубины сравниваем с уровнем воды в нижнем бьефе при максимальном поверочном расходе

$$h_c'' > h_{НБ} = 13,6 > 10,$$

$$\text{при } f(Q_{max}) = f(6439,23) = 280 \text{ м}$$

$$280 - 270(\text{дно}) = 10 \text{ м}$$

следовательно, в нижнем бьефе отогнанный прыжок и необходима установка гасителей энергии воды.

4.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

При сопряжении бьефов отбросом струи в конце водосброса следует предусматривать носок-трамплин, отбрасывающий поток воды в нижний бьеф на безопасное для сооружений расстояние. Определяют оптимальное высотное положение и угол наклона носка-трамплина, дальность отброса струи и глубины ямы размыва. Высота уступа a назначается из условия $a > h_{НБmax}$ на основе технико-экономического анализа. Угол наклона носка α , обеспечивающий дальность отлёта струи от сооружения, составляет $30 - 35^\circ$.

Наибольшая глубина в НБ

$$h_{НБmax} = \nabla_{УНБmax} - \nabla_{ДНО} = 280,4 - 270 = 9,6 \text{ м}. \quad (4.27)$$

Принимаем $a = 12,0 \text{ м}$; $\alpha = 35^\circ$.

$$\nabla_{Н_{oc}} = \nabla_{ДНО} + a = 270 + 12,0 = 282 \text{ м}; \quad (4.28)$$

$$Z_{Н} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{Н_{oc}} = 307 - 282 = 25 \text{ м}. \quad (4.29)$$

Скорость схода

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 25} = 19,9 \text{ м/с}, \quad (4.30)$$

где φ – коэффициент скорости, принимаем $\varphi = 0,9$;
 Z_H – разность отметок ∇ НПУ и ∇ Н_{ос}.
 Рассчитаем число Фруда

$$F_r = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{19,9^2}{9,81 \cdot 2,16} = 18,68, \quad (4.31)$$

где B – ширина водосливного фронта с учетом размеров быков;
 Q_p – расчётный расход, равный максимальному расходу;
 h_H – толщина воды на носке, рассчитываемая по формуле

$$h_H = \frac{Q_p}{v_H \cdot B} = \frac{4039,23}{19,9 \cdot 94} = 2,16 \text{ м}. \quad (4.32)$$

Рассчитаем дальность отлёта, т.е. расстояние от уступа до входа в воду

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (4.33)$$

где Z_0 – разница в отметках между ∇ НПУ и НБ_{max} ;
 Z_H – разница в отметках между ∇ НПУ и ∇ Н_{ос};
 φ – коэффициент скорости;
 K_a – коэффициент, учитывающий влияние аэрации на дальность отлёта струи, при числе Фруда $F_r < 35$, $K_a = 1,0$.

$$Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{max} = 307 - 280 = 27,0 \text{ м}. \quad (4.34)$$

Подставляем значения

$$\begin{aligned} L &= 1,0 \cdot 25 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 35) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{27}{25} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 35}} \right) \\ &= 40,7 \text{ м}. \end{aligned}$$

Глубина размыва свободно отброшенной струи

$$h_{разм} = t - h_{\text{НБ}_{max}} = 17,01 - 9,6 = 7,4 \text{ м}; \quad (4.35)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{F_r}) \cdot \sqrt{F_r} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}_{max}}}{d}} \cdot h_H =$

$$= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{18,68}) \cdot \sqrt{18,68} \cdot \sqrt[4]{\frac{9,6}{1}} \cdot 2,16 = 17,01 \text{ м.} \quad (4.36)$$

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

Угол входа струи под УНБ

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \alpha_1 &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\ &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 35 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,16 \cdot \cos 35 + 12,0 - 9,6)}{19,9^2 \cdot \cos^2 35}} = 0,85; \end{aligned} \quad (4.37)$$

где a - высота уступа над дном.

Расстояние от уступа до ямы максимально размыва

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1} = 40,7 + \frac{17,01}{0,85} \approx 60,7 \text{ м.} \quad (4.38)$$

Длина горизонтального участка дна ямы размыва вдоль течения на уровне не размывтого русла равна:

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 5,91 + 3,7 \cdot 7,4 = 42,1 \text{ м;} \quad (4.39)$$

4.3 Конструирование бетонной водосливной плотины

4.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Высота водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 2 = 270 - 2 = 268 \text{ м.}$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 307 - 268 = 39 \text{ м,} \quad (4.40)$$

Исходя из практических решений, напорную грань выполним вертикальную, следовательно, $n = 0$, а низовую грань с заложением 0,7, тогда

$$B_{\text{п}} = h \cdot 0,7 = 39 \cdot 0,7 = 27,3 \approx 28 \text{ м.} \quad (4.41)$$

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в бетоне и устойчивости

плотины против сдвига по основанию. Схема треугольного профиля плотины изображена на рисунке 4.4.

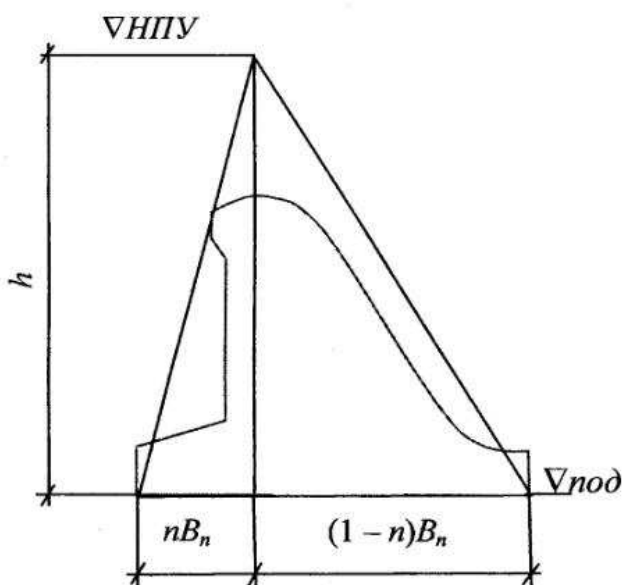


Рисунок 4.4-Схема треугольного профиля плотины

Высота плотины равная:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 2 = 270 - 2 = 268 \text{ м};$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 307 - 268 = 39 \text{ м.} \quad (4.42)$$

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По эти причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины - прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани m принимаем $m = 0,7$, отсюда ширина плотины по основанию будет равна:

$$B_{\text{п}} = h \cdot 0,7 = 39 \cdot 0,7 = 27,3 \approx 28 \text{ м.} \quad (4.43)$$

4.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные и временные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Температурные швы принимаем шириной 1 см на расстоянии не более 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

Расстояние между межсекционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м, поэтому принимаем ширину секции равную ширине одного пролета с быками:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta = 10 + 4 = 14 \text{ м} \quad (4.44)$$

4.3.3 Конструирование быков

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

Принимаем разрезной бык толщиной 4 метра, выдвинутый в верхний бьеф. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

4.3.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив, для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе.

При проектировании гидроузла в заданном створе устраиваем отдельный устой, разделяющий водосливную плотину от станционной части.

4.3.5 Галереи в теле плотины

Устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, а также смотровые галереи в теле плотины. Их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3 x 3,5 м.

4.4 Фильтрационные расчёты

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов и скоростей фильтрационного потока при выходе его в нижний бьеф.

Для гравитационных плотин на скальном основании рассчитаем фильтрацию для случаев нормальной работы противофильтрационных устройств (рисунок 4.5).

В качестве противофильтрационных устройств используем цементационную завесу и дренажные устройства.

Расстояние от напорной грани плотины до цементационной завесы

$$l_{ц.з.} = (0,05 \div 0,1) \cdot B_n = 0,075 \cdot 28 \approx 2,1 \text{ м.}, \quad (4.45)$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

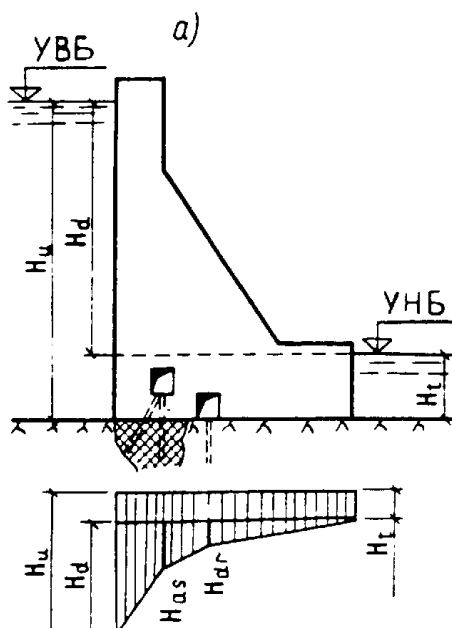


Рисунок 4.5-Эпюры пьезометрического напора по подошве плотины

Глубина цементационной завесы

$$h_{ц.з.} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = 0,5 \cdot (307 - 271,5) \approx 17,7 \text{ м.}, \quad (4.46)$$

где H_{max} - разница отметок НПУ и $\nabla_{УНБ_{min}}$ (при $Q_{вхк} = 200 \text{ м}^3/\text{с}$).

Расстояние от края цементационной завесы до дренажа

$$l_{ц.з.-др.} \geq 4 \text{ м, принимаем равным 4 м.}$$

Глубина дренажного устройства

$$h_{др.} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{ц.з.} = 0,7 \cdot 17,7 = 12,4 \text{ м.} \quad (4.47)$$

Основные значения при НПУ и нормальной работе противofильтрационных устройств

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4;$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2,$$

$$\text{где } H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\min} = 307 - 271,5 = 35,5 \text{ м.} \quad (4.48)$$

Тогда из соотношения фильтрационный напор составит

$$H_{as} = 35,5 \cdot 0,4 = 14,2 \text{ м;}$$

$$H_{dr} = 35,5 \cdot 0,2 = 7,1 \text{ м.}$$

Толщина противофильтрационной завесы

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{21,3 \cdot 1,25}{15} = 1,78 \text{ м,} \quad (4.49)$$

где ΔH_3 - потери напора на цемзавесе;

γ_n - коэффициент надёжности, для I класса сооружения $\gamma_n = 1,25$;

$J_{cr.m}$ - критический градиент, для скалы принимаем $J_{cr.m} = 15$.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 35,5 - 14,2 = 21,3 \text{ м.} \quad (4.50)$$

Эпюры напряжений и нагрузки, действующие на плотину представлены в приложении А.

4.5 Статические расчёты плотины

4.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Первый расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа. Второй расчетный случай – особое сочетание нагрузок при ФПУ в нижнем бьефе и максимальном уровне в нижнем бьефе. Нагрузки собираем на 1 п.м. длины плотины.

4.5.2 Вес сооружения и механизмов

Площади и точки приложения найдены с помощью AutoCAD.

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{553 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 4} = 9300 \text{ кН/м,} \quad (4.51)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения определяется с помощью программы AutoCAD, $S_{пл} = 553 \text{ (м}^2\text{)}$;

$b = 10 \text{ м}$ – ширина пролета;

$\delta_б = 4 \text{ м}$ – толщина быка.

Площадь поперечного сечения плотины

Точка приложения равнодействующей $G_{пл}$ относительно центра подошвы плотины

$$Y_{пл} = -2,31 \text{ м.}$$

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1009,3 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 4} = 6789 \text{ кН/м;} \quad (4.52)$$

Площадь поперечного сечения бычка

$$S_6 = 1009,3 \text{ м}^2.$$

Точка приложения равнодействующей G_6 относительно центра подошвы плотины

$$Y_6 = -2,81 \text{ м.}$$

Вес плоского затвора по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f \cdot g} = 0,055 \cdot 135 \cdot \sqrt{135 \cdot 9,81} = 846,3 \text{ кН,} \quad (4.53)$$

где f – площадь затвора

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (308 - 295 + 0,5) \cdot 10 = 135 \text{ м}^2. \quad (4.54)$$

Приведённый вес затвора на 1 п.м.

$$q_3^{\text{прив}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{846,3}{10 + 4} = 60,5 \text{ кН/м.} \quad (4.55)$$

4.5.3 Сила гидростатического давления воды

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Со стороны ВБ

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 39^2}{2} = 7461 \text{ кН/м,} \quad (4.56)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 307 - 268 = 39 \text{ м.} \quad (4.57)$

Со стороны НБ

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,5^2}{2} = 60 \text{ кН/м}, \quad (4.58)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}}_{\text{min}} - \nabla_{\text{под}} = 271,5 - 268 = 3,5 \text{ м}.$ (4.59)

4.5.4 Сила взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае.

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,5 \cdot 26,0 = 889 \text{ кН/м}, \quad (4.60)$$

4.5.5 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления равна площади эпюры:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 227 = 2227 \text{ кН/м}, \quad (4.61)$$

где $S_{\text{эп}} = 227 \text{ м}^2.$

Плечо момента сил фильтрационного давления определяем с помощью AutoCAD или как средневзвешенное центров тяжести отдельных участков эпюры фильтрационного давления:

$$L=6,66 \text{ м}.$$

4.5.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле

$$p_H = \gamma_H h_H \text{tg}^2(45 - \varphi_H/2) = 11 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2(45 - 20/2) = 15,6 \text{ кН/м}^2, \quad (4.62)$$

где $\gamma_H = (9 - 13) \text{ кН/м}^2$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимаем $\gamma_H = 11 \text{ кН/м}^2$;

h_H – толщина слоя наносов, принимается от уровня заиления до дна, пригрузочного слоя, принимаем $h_H = 3 \text{ м}$;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, принимаем $\varphi_H = 20^\circ$.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (15,6 \cdot 3)/2 = 23,4 \text{ кН/м}. \quad (4.63)$$

Активное давление грунта со стороны верхнего бьефа

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта

$$p'_{гр} = \gamma_H^{БЗВ} \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 11 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{38}{2} \right) = 7,85 \text{ кН/м}^2. \quad (4.64)$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$,

$$p''_{гр} = (\gamma_H^{БЗВ} \cdot h_H + \gamma_{гр}^{БЗВ} \cdot h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (4.65)$$

$$p''_{гр} = (11 \cdot 3 + 17,5 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{38}{2} \right) = 15,5 \text{ кН/м}^2.$$

$$E_a = S_{эп} = 4,5 \text{ м}^2 \quad L = 3,0 \text{ м}$$

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа

Под водобойной плитой

$$p'_{пн} = \gamma_{бем}^{БЗВ} \cdot h_{пн} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{зр}}{2} \right) = 0 \quad (4.66)$$

На уровне подошвы плотины

$$p''_{гр} = (\gamma_{гр}^{БЗВ} \cdot h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (4.67)$$

$$\gamma_{зр}^{БЗВ} = \gamma_{зр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_0 = 25 - (1 - 0,25) \cdot 10 = 17,5 \text{ кН/м}^3, \quad (4.68)$$

где $\gamma_{зр} = 25 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес сухого грунта.

$$p''_{гр} = 17,5 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{38}{2} \right) = 212,0 \text{ кН}$$

$$E_{пн} = \frac{p'_{пн} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{212}{2} \cdot 3 = 318 \text{ м}^2 \quad (4.69)$$

$$L = 3 \text{ м.}$$

4.5.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$W_{волн} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,69 \cdot \left(\frac{28,6}{3,14} + \frac{0,8}{2} \right) = 125,5 \text{ кН/м}, \quad (4.70)$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,69^2}{28,6} = 0,8 \text{ м.} \quad (4.71)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{28,6}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,69 = 3,54 \text{ м.} \quad (4.72)$$

$$y_b = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошва} - y_c = 307 - 268 - 3,54 = 35,46 \text{ м.} \quad (4.73)$$

4.6 Оценка прочности плотины

Оценку прочности бетонной плотины производим по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Для удобства расчета составляется таблица 4.2, в которую вносятся все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке γ_f .

Таблица 4.2-Основные нагрузки на плотину

№ п/п	Обозначение силы	γ_b	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	T_b	1	→	7461	13	96993
2	T_n	1	←	60	-1,17	-70,2
3	G_b	0,95	↓	6450	-4,71	-30380
4	$G_{пл}$	0,95	↓	8835	-4,21	-37195,3
5	$W_{взв}$	1	↑	889	0	0
6	$W_{ф}$	1	↑	2227	6,66	14831,8
7	E_n	1,2	→	28	3	84
8	$W_{волн}$	1	→	125,5	33,4	4191,7
9	q_3	1,2	↓	72,6	-9	-653,4
10	E_a	1	→	4,5	3	13,5
11	E_n	1	←	318	3	954
12	Σ					48769,1

Расчёт крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины).

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$N = G_6 + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\phi} + q_3 = 6450 + 8835 - 889 - 2227 + 72,6 = 12241,6 \quad (4.74)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\text{п}}} + \frac{6\Sigma M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{12241,6}{28} + \frac{6 \cdot 48769,1}{28^2} = -121,51 \text{ кПа}; \quad (4.75)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -121,51 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 39 \cdot 1 = \\ &= -274,68 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (4.76)$$

где H_d^u - напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа,

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошва}} = 307 - 268 = 39 \text{ м}. \quad (4.77)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 39 - 121,51) \cdot 0 = 0 \quad (4.78)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -121,51 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 39 \cdot 0^2 = \\ &= -121,51 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (4.79)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 39 = -274,68 \text{ кПа}; \quad (4.80)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0^2)}{2} \cdot (-121,51 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 39 \cdot \\ &\cdot [\cos 2(0 - 0) - \frac{1-0}{1+0}]) = -121,51 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (4.81)$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\text{п}}} - \frac{6\Sigma M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{12241,6}{28} - \frac{6 \cdot 48769,1}{28^2} = -810,41 \text{ кПа}; \quad (4.82)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -810,41 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 3,5 \cdot (1 - 0,7^2) = -77,39 \text{ кПа}, \quad (4.83)$$

где H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа,

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{Под}} = 271,5 - 268 = 3,5 \text{ м}; \quad (4.84)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 3,5 - 810,41) \cdot 0,7 = 542,79 \text{ кПа}, \quad (4.85)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -810,41 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 3,5 \cdot 0,7^2 = -1190,36 \text{ кПа}, \quad (4.86)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 3,5 = -34,3 \text{ кПа}, \quad (4.87)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам у верховой и низовой граней;

τ_{xy}^t, τ_{xy}^u – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам у верховой и низовой граней;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – максимально растягивающие и максимально сжимающие главные напряжения у верховой и низовой граней;

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, при основном сочетании нагрузок и воздействий;

b – ширина подошвы плотины;

$m_u = \text{tg } \alpha_1$;

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью;

$\gamma_0 = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды.

Краевые напряжения на верховой и низовой грани представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3-Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-121,51	σ_y^t	-810,41

Окончание таблицы 4.3

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_x^u	-274,68	σ_x^t	-77,39
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	-542,72
σ_1^u	-121,51	σ_1^t	-34,3
σ_3^u	-274,68	σ_3^t	-1190,36
σ_c^u	-121,51		

4.6.1 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений необходимо проверить выполнение следующих условий:

- 1) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений;
- 2) В зоне верховой грани плотины;
- 3) Во всех точках плотины.

Принимаем бетон класса В10 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 6000 \text{ кН/м}^2$,

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

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок, ($\gamma_{1c} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{1c} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 1,0$.

Для низовой грани:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-737,2| \leq 6000 \cdot 0,9$$

$$478,3 < 5400 .$$

Для верховой грани:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-382,6| \leq 6000 \cdot 0,9$$

$$343,35 < 5400 .$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \tag{4.88}$$

$$-121,51 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u, \quad (4.89)$$

$$|-121,51| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 39,$$

$$121,51 > 97,5.$$

В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (4.90)$$

$$-121,51 \leq 0.$$

4.6.2 Обоснование устойчивости плотины

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.91)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый для I класса сооружений равный 1,25;

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

γ_{cd} – коэффициент условий работы ($\gamma_{cd} = 0,95$ – при расчёте плотины на сдвиг для скального основания)

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

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_{пн} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega, \quad (4.92)$$

где ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м

$$\omega = B_n \cdot 1 = 28 \cdot 1 = 28 \text{ м}^2;$$

γ_c - коэффициент условия работы для пассивного давления = 0,7

c - сцепление грунта, для брекчии, $c = 100 \text{ кН/м}^2$.

F –сдвигающая сила:

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 7236,5 \quad \text{Н/м} \quad (4.93)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$R = 12241,6 \cdot 0,7 + 318 \cdot 0,7 + 100 \cdot 28 = 10312,2 \text{ Н/м},$$

$\text{tg}(\varphi)$ – тангенс угла внутреннего трения $\text{tg}(\varphi) = 0,7$.

$$\frac{10312,2 \cdot 0,95}{7236,5 \cdot 1} = 1,35 > 1,25.$$

Условия прочности и устойчивости выполняются.

5 Организация и технология строительства

5.1 Этапы возведения сооружений и схемы пропуска строительных расходов на различных этапах

Так как гидроэлектростанция является средней по напору (38 м), принято решение применить русловую компоновку гидроузла, соответственно все бетонизируемые части сооружения находятся в русле реки.

Пропуск строительных расходов на начальном этапе осуществляется через стесненное русло реки, на заключительных этапах через донные отверстия.

В подготовительный период производится строительство производственной базы; прокладка автомобильных дорог, общая длина которых составила 25 км; возведение временных линий электропередач. В этот же период производится сооружение автомобильного моста, соединяющего левый и правый берег реки.

Выделяют следующие этапы возведения сооружения и пропуска строительных расходов:

На первом этапе строятся перемычки первой очереди, и создается котлован первой очереди. В этом котловане возводится нижняя часть водосливной плотины, необходимая в дальнейшем для переключения пропуска воды с естественного русла на водосливные пролеты плотины. Отметка водосливной плотины на данном этапе составляет 282,0 м.

На втором этапе осуществляется перекрытие русла реки и постепенное переключение расходов на донные отверстия.

После перекрытия русла строятся перемычки второй очереди и создается котлован второй очереди. После этого производится осушение котлована II очереди.

На третьем этапе сначала строятся прискальные части плотины и станционного узла, а затем осуществляется наращивание всех напорных сооружений по всему напорному фронту. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 288,0 м.

На четвертом этапе осуществляются наращивание фронта бетонных сооружений, возведение здания ГЭС и монтаж агрегатов. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 309,0 м.

На пятом этапе осуществляется наращивание сооружений до проектных отметок и поочередный пуск всех агрегатов на полную мощность. Пропуск необходимых расходов через створ гидроузла в этот период осуществляется уже через работающие агрегаты ГЭС. Постепенно пропуск расходов переключается на постоянные водосбросные отверстия по мере их готовности и наполнения водохранилища. Объемы работ этого этапа соответствуют разности объемов работ, выполненных к пуску первых агрегатов, и объемов работ в целом. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 314,2 м.

5.1.1 Первый этап

Строительство плотины начинается с перекрытия русла реки, создания котлована, в котором возводится водосливная плотина и отдельный устой. Пропуск расхода на данном этапе осуществляется через стесненное русло реки со стороны левого берега.

Для создания котлована, в котором будут производиться основные работы по возведению сооружения, необходимо возвести грунтовые перемычки.

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 50 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы 1 этапа:

- 1) возведение верховой, продольной и низовой перемычек;
- 2) откачка воды из котлована первой очереди;
- 3) бетонирование тела водосливной плотины до отм. 282,0 м.
- 4) бетонирование отдельного устоя до отметки 282,0 м;
- 5) устройство глубокой цементационной завесы;
- 6) бурение дренажных скважин в основании плотины.

Расчет перемычек с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло:

Цель расчета – обеспечить безопасный пропуск строительных расходов и определить оптимальные размеры перемычек.

Перемычки относятся к временным сооружениям IV класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 3-х лет принимаем равной –10%.

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1-Значения максимальных расходов различной обеспеченности

P, %	0,01	0,1	0,5	1	2	3	5	10
Q _{стр}	7175	6439	3885	1332	1285	1264	1180	1154

По данным таблицы 5.1 расчетный строительный расход при 10 % обеспеченности составляет $Q_{стр} = 1154 \text{ м}^3/\text{с}$, в соответствии со СНиП 33-01 2003 [3], при этом глубина воды в реке равна 4,5м.

Отметка гребней продольной и верховой перемычек напрямую зависит от повышения уровня воды перед верховой перемычкой.

Бытовую скорость воды в реке можно определить по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{w_0}, \quad (5.1)$$

где w_0 - площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при $Q_{стр}$.

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{w_0} = \frac{1154}{840} = 1,37 \text{ м/с.}$$

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{w_c},$$

где w_c - площадь поперечного сечения суженной части русла при $Q_{стр}$, принимаем 50% от w_0 ;

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{w_c} = \frac{1154}{420} = 2,7 \text{ м/с.}$$

Значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой можно вычислить по формуле:

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (5.2)$$

где φ – коэффициент скорости, для трапецеидальных перемычек ($\varphi = 0,8 - 0,85$), принимаем φ равным 0,85;

V_0 – бытовая скорость воды в реке;

V_c – бытовая скорость воды в реке и скорость потока в суженном русле.

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{2,7^2}{19,62} - \frac{1,37^2}{19,62} = 1,1 \text{ м.} \quad (5.3)$$

Отметки гребней продольной и верховой перемычек можно определить по формулам:

для верховой перемычки:

$$H_{вп} = H_{нб} + Z + a, \quad (5.4)$$

$$H_{вп} = H_{нб} + Z + a = 4,5 + 1,1 + 1 = 6,6 \text{ м.}$$

для продольной перемычки:

$$H_{пп} = H_{нб} + Z,$$

$$H_{пп} = H_{нб} + Z = 4,5 + 1,1 = 5,6 \text{ м.}$$

где $H_{нб}$ – глубина воды в нижнем бьефе, соответствующая $Q_{стр}$;

Z - значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой;

a конструктивный запас, принимаемый равным 1 м.

По плану определяем длины верховой перемычки L_v и продольной перемычки $L_{\text{п}}$ ($L_v = 146,5$ м, $L_{\text{п}} = 49$ м).

Принят запас до продольной перемычки 5 м, до поперечных 20 м.

Тип и конструкция перемычек

Принимаем грунтовые перемычки, с шириной по гребню 6 м. Низовой откос верховой перемычки 1:1, верховой 1:2; для продольной перемычки верховой и низовой откос составляет 1:1.

Поперечное сечение верховой и продольной перемычек представлено на рисунке 5.1 и рисунке 5.2.

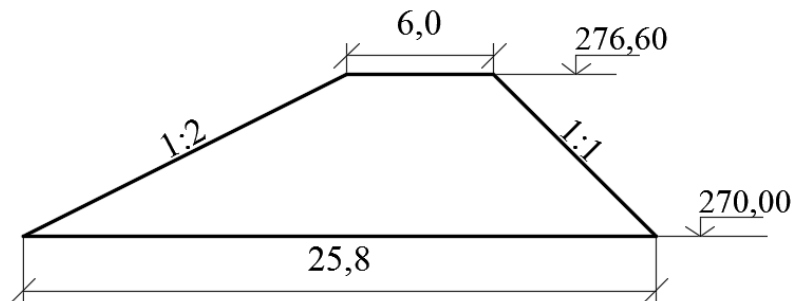


Рисунок 5.1-Поперечное сечение верховой перемычки

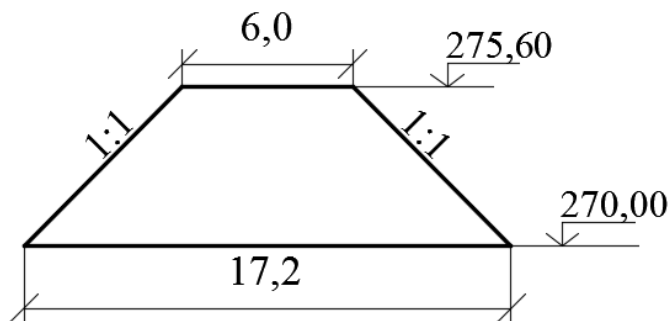


Рисунок 5.2-Поперечное сечение продольной перемычки

Площади поперечного сечения перемычек.

Определяем площади поперечного сечения перемычек $\omega_{\text{пп}} = 64,96$ м²;
 $\omega_{\text{вп}} = 104,94$ м².

Определяем суммарный объем верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V = (\omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} \cdot L_{\text{вп}}) / 2, \text{ (м}^3\text{)}; \quad (5.5)$$

$$V = (\omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} \cdot L_{\text{вп}}) = 64,96 \cdot 49 + 104,94 \cdot 146,5 = \\ = 3183,04 + 15373,71 = 18556,75 \text{ м}^3.$$

Определяем отметку гребня низовой перемычки:

$$H_{\text{нп}} = H_{\text{нб}} + a(\text{м}); \quad (5.6)$$

$$H_{\text{нп}} = H_{\text{нб}} + a = 4,5 + 1 = 5,5 \text{ м.}$$

Поперечное сечение низовой перемычки представлено на рисунке 5.3

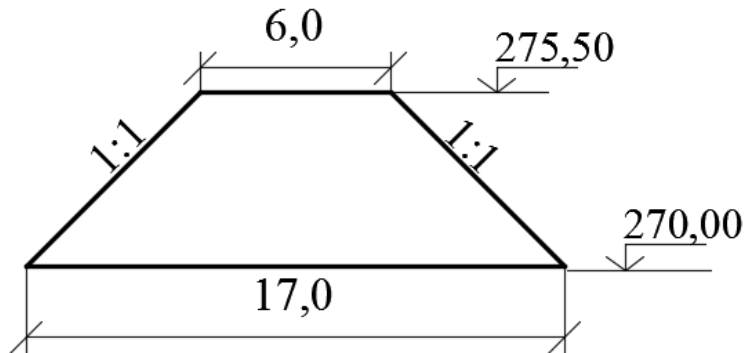


Рисунок 5.3-Поперечное сечение низовой перемычки

Определяем наибольшую площадь поперечного сечения низовой перемычки: $\omega_{\text{нп}}=63,25\text{м}^2$.

Определяем объём низовой перемычки:

$$V = \omega \cdot \frac{L_{\text{нп}}}{2} = 63,25 \cdot \frac{146}{2} = 4617,3 \text{ м}^3; \quad (5.7)$$

Назначаем время начала работ по возведению перемычек.

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}}, \quad (5.8)$$

где $\Sigma V_{\text{пер}}$ – суммарный объём всех перемычек,

$J_{\text{пер}}$ – интенсивность возведения грунтовой перемычки, принимаем 800 $\text{м}^3/\text{сут.}$ (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = \frac{23174,05}{800} = 0,9 \text{ мес.}$$

Время необходимое на отсыпку перемычек 1 месяц.

Осушение котлована 1-й очереди

Определяем площадь котлована $S=7178,5\text{м}^2$ с помощью программы AutoCad. Определяем глубину воды в котловане $h = 4,5 \text{ м.}$ при среднем расходе воды в реке $Q = 1154 \text{ м}^3/\text{с.}$

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована:

$$V = h \cdot S; \quad (5.9)$$

$$V = 4,5 \cdot 7178,5 = 32303,25 \text{ м}^3;$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (ЗК-13, имеющие производительность $W=40 \text{ м}^3/\text{час}$ при высоте подъема воды до 20 м) [4, табл.15-42] в количестве 3 шт, плюс 1 резервный насос.

Рассчитываем время откачки с использованием 3 насосов.

$$\approx t = \frac{V}{W \cdot n}; \quad (5.10)$$

$$t = \frac{32303,25 / (40 \cdot 3)}{24} = 11,2 \text{ смен.}$$

Находим интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{h}{t} = \frac{4,5}{11,2} = 0,4 \frac{\text{м}}{\text{смен}}. \quad (5.11)$$

Интенсивность откачки не превышает допустимую величину $0,7 \text{ м/сут.}$ Условие выполняется.

Разработка котлована под водосливную плотину

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане 146,5 м и 49 м соответственно, глубина 2 м.

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c; \quad (5.12)$$

$$V = 146,5 \cdot 49 \cdot 2 = 14357 \text{ м}^3.$$

Принимаем экскаватор ЭО4124, вместимость ковша 1 м^3 , глубина копания 6 м. Производительность цикла экскаватора:

$$\Pi_{\text{эч}} = q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}} = 0,64 \cdot 144 \cdot 0,75 = 69,12 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (5.13)$$

$$\text{где } q_{\text{ц}} = q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}} / k_{\text{р}} \quad (5.14)$$

$$q_{\text{ц}} = 1 \cdot \frac{0,9}{1,4} = 0,64.$$

$k_{\text{н}} = 0,9$ - коэффициент наполнения ковша;

$k_{\text{р}} = 1,4$ коэффициент разрыхления грунта;

$k_{\text{в}} = 0,75$ - коэффициент использования внутрисменного рабочего времени;

$q_{\text{ков}}$ - геометрическая емкость ковша экскаватора;

$$n_{\text{ц}} = 3600/t_{\text{цэк}} = 3600/25 = 144 - \text{число циклов в час.} \quad (5.15)$$

где $t_{\text{цэк}}$ - продолжительность цикла экскаватора 25 сек.

Определяем время разработки котлована под водосбросную плотину

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{\Pi_{\text{эч}}} = \frac{14357}{69,12} = 207,7 = 26 \text{ смен.} \quad (5.16)$$

Для перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал КамАЗ-43255 со следующими характеристиками:

емкостительность кузова 6 м^3 .

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$n_{\text{ков}} = \frac{q_{\text{сам}}}{q_{\text{ков}}} = \frac{6}{1} = 6 \text{ ковшей,} \quad (5.17)$$

где $q_{\text{ков}}$ - коэффициент наполнения ковша;

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженный $V_{\text{гр}} = 25 \text{ км/ч}$;

- порожний $V_{\text{пор}} = 35 \text{ км/ч}$.

Согласно стройгенплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки примерно 2 км.

Время одного цикла транспортировки грунта

$$t_{\text{ца/с}} = \frac{L_{\text{т}}}{v_{\text{гр}}} + \frac{L_{\text{т}}}{v_{\text{пор}}} + (t_{\text{р}} + t_{\text{з}}), \quad (5.18)$$

где $t_{\text{р}}$ - время разгрузки;

$t_{\text{з}}$ - время загрузки;

$(t_{\text{р}} + t_{\text{мон}})$ составляет: $1 \div 1,5$ мин при грузоподъемности транспортного средства до 12 т.

$$t_{\text{ца/с}} = \frac{2}{25} + \frac{2}{35} + (0,032 + 0,021) = 0,19 \text{ ч}$$

$$t_{\text{з}} = t_{\text{цэк}} \cdot n_{\text{ков}}; \quad (5.19)$$

$$t_{\text{з}} = 0,19 \cdot 6 = 1,14 \text{ ч.}$$

Определяем необходимое для бесперебойной работы ведущей машины (экскаватора) количество транспортных машин:

$$N_{\text{а/с}} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{цэ}} \cdot n_{\text{ков}}}; \quad (5.20)$$

$$N_{a/c} = \frac{0,19 \cdot 3600}{25 \cdot 6} = 4,56 \approx 5 \text{ маш.}$$

Бетонные работы в нижней части водосливной плотины

На данном этапе проводится возведение сооружения от отметки 270,0 м до отметки 282,0 м.

Основные характеристики водосливной плотины:

Нижняя часть водосливной плотины имеет форму параллелепипеда и имеет донные отверстия.

Ширина подошвы плотины $B=28,0$ м;

Высота бетонируемой части водосливной плотины $h=12,0$ м;

Длина бетонируемого участка плотины с учетом отдельного устоя и глухой секции 112 м.

$L=112$ м;

Размеры донного отверстия $6,0 \cdot 4,0$ м;

Площадь донного отверстия $\omega_{до} = 24 \text{ м}^2$;

Количество донных отверстий, $n_{до} = 6$.

Находим суммарный объем всех донных отверстий:

$$V_{до} = n_{до} \cdot B \cdot \omega_{во}, \text{ м}^3 \quad (5.21)$$

$$V_{до} = 6 \cdot 28,0 \cdot 24 = 4032 \text{ м}^3.$$

Определяем общий объем бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{б.р.} = B \cdot L \cdot h - V_{до}, \text{ м}^3; \quad (5.22)$$

$$V_{б.р.} = 28,0 \cdot 112 \cdot 12,0 - 4032 = 38304 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{б.р.} = 24000 \text{ м}^3/\text{мес.}$

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{б.р.} / J_{б.р.}; \quad (5.23)$$

$$t = 38304 / 24000 = 1,6 \text{ мес.}$$

Бетонные работы в нижней части отдельного устоя

Наращивание отдельного устоя производится от отметки 270,0 м до отметки 282,0 м.

Основные характеристики отдельного устоя плотины:

Ширина устоя $B=2$ м;

Высота бетонируемой части водосливной плотины $h=12$ м;

Длина бетонируемого участка плотины $L=98$ м;

Определяем общий объем бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{\text{б.р.}}=B \cdot L \cdot h, \text{ м}^3; \quad (5.24)$$

$$V_{\text{б.р.}}=2 \cdot 98 \cdot 12,0=2016 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{\text{б.р.}}=10000 \text{ м}^3/\text{мес.}$

Определяем время бетонирования:

$$t=V_{\text{б.р.}}/J_{\text{б.р.}};$$

$$t=2016/10000=0,2 \text{ мес.}$$

Бетонирование глухих секций

Бетонирование глухой секции производится от отметки 270,0 м до отметки 282,0 м.

Бетонирование секции №13:

Ширина секции $B=14 \text{ м}$;

Высота бетонируемой части глухих секций $h=12,0 \text{ м}$;

Длина бетонируемого участка плотины $L=14 \text{ м}$;

Определяем общий объем бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{\text{б.р.}}=B \cdot L \cdot h, \text{ м}^3; \quad (5.25)$$

$$V_{\text{б.р.}}=14 \cdot 2 \cdot 28 \cdot 12=9408 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{\text{б.р.}}=24000 \text{ м}^3/\text{мес.}$

Определяем время бетонирования:

$$t=V_{\text{б.р.}}/J_{\text{б.р.}};$$

$$t=9408/24000=0,4 \text{ мес.}$$

Расчет пропуска строительного расхода через донные отверстия

Количество донных отверстий и их размеры назначается в зависимости от числа секций в плотине, ширины пролетов и величины пропускаемого расхода.

Предварительно задаемся размерами и количеством донных отверстий с учетом геометрии водосливной плотины. Отметку порога донных отверстий (ВП) примем на 2 м выше дна $\text{ВП} = 272,0 \text{ м}$.

В этом случае верхняя выходная кромка донного отверстия будет находиться на отметке 276,0 м, а отметка НБ составляет 275,6 м.

Выходное сечение донного отверстия не затоплено, следовательно, справедливо выражение:

$$Q_{\text{стр}} = \mu \omega n \sqrt{2gH_0}, \quad (5.26)$$

где $Q_{\text{стр}}$ - расчетный строительный расход;
 μ – коэффициент, учитывающий все сопротивления, находим по графику на рис.5.18 [4];

ω – площадь поперечного сечения донного отверстия;

H_0 – напор над центром сечения отверстия.

Определяем напор над центром сечения отверстия:

$$H_0 = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \omega^2 n^2 2g} \quad (5.27)$$

$$H_0 = \frac{1154^2}{0,82^2 \cdot 24^2 \cdot 7^2 \cdot 19,62} = 4,8 \text{ м.}$$

Находим необходимую отметку ВБ по формуле:

$$\nabla_{\text{УВБ}} = \nabla_{\text{П}} + H_0 ; \quad (5.28)$$

$$\nabla_{\text{УВБ}} = 272,0 + 4,8 = 276,8 \text{ м.}$$

Определяем отметку гребня банкета при перекрытии с учетом запаса в 1 м (276,8 м).

5.1.2 Второй этап

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 6 донных отверстий в построенной в котловане первой очереди бетонной плотине.

Основные работы второго этапа:

- разбирают низовую перемычку первой очереди и затапливают котлован;
- разбирают верховую перемычку первой очереди (вода пропускается через донные отверстия);
- отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди, для возведения станционной части плотины;
- возводят станционную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте;
- устраивают глубокую цементационную завесу;
- бурят дренажные скважины в основании плотины;
- разрабатывают грунт под отводящий канал здания ГЭС.

Возведение перемычек второй очереди

Верховую перемычку – банкет, выполняем трапециевидного сечения с заложением откосов: верхового 1:2; низового 1:1.

Ширину по гребню принимаем 6 м.

Площадь поперечного сечения банкета составляет $\omega = 62,4 \text{ м}^2$,

Длина банкета составляет $L_{\text{бан}} = 214 \text{ м}$.

Поперечное сечение банкета представлено на рисунке 5.4.

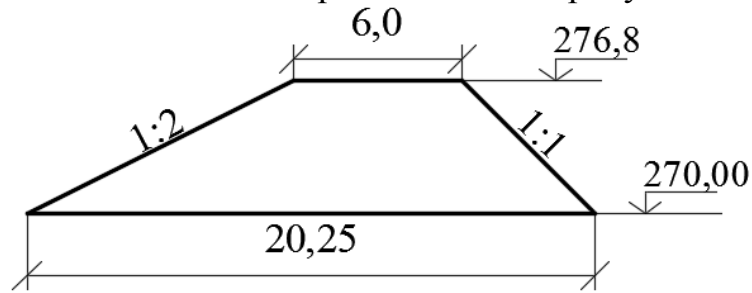


Рисунок 5.4-Поперечное сечение банкета

Таким образом, объем банкета равен:

$$V = L_{\text{бан}} \cdot \omega, \text{ м}^3; \quad (5.29)$$

$$V = 214 \cdot 62,4 = 13353,6 \text{ м}^3.$$

Конструкция низовой перемычки второй очереди аналогична низовой перемычке первой очереди, длина ее $L_{\text{низ}} = 214$ м. Объем низовой перемычки равен:

$$V = \omega \cdot L_{\text{низ}};$$

$$V = 63,25 \cdot 73 = 13535,5.$$

Определим время необходимое для возведения банкета и низовой перемычки отдельно:

$$t_{\text{бан}} = V_{\text{бан}} / J_{\text{бан}} = 13353,6 / 800 = 16,6 \text{ сут.} \quad (5.30)$$

$$t_{\text{пер}} = V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = 13535,5 / 800 = 16,9 \text{ сут.} \quad (5.31)$$

Осушение котлована 2-й очереди

Определяем площадь котлована

Глубина воды в котловане при среднем расходе воды в реке

$$Q = 1154 \text{ м}^3/\text{с} \quad (h) = 5,6 \text{ м.}$$

Находим объем воды, который требуется откачать из котлована:

$$V = h \cdot S; \quad (5.32)$$

$$V = 5,6 \cdot 1154 = 6462,4 \text{ м}^3.$$

Для откачки воды из котлована используем те же, что и на котловане первой очереди консольные насосы ЗК-13 имеющие производительность $W = 40$ $\text{м}^3/\text{час}$.

Проведем расчет времени откачки с использованием 1 насоса + один резервный. Время откачки составит:

$$t = \frac{6462,4 / (40 \cdot 1)}{24} = 6,7 \text{ смен.}$$

Интенсивность откачки воды составит:

$$J = \frac{h}{t} = \frac{5,6}{6,7} = 2,4 \frac{\text{м}}{\text{смен}} = 0,4 \text{ м/сутки.} \quad (5.33)$$

Интенсивность откачки не превышает допустимую величину 0,7 м/сут. Условие выполняется.

В дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии будут применяться эжекторные иглофильтровые насосы ЭИ-4А типа 6НДС4К-18 с производительностью 18 м³/час.

Разработка котлована под здание ГЭС

Определим объемы разрабатываемого грунта в котловане второй очереди.

Размеры котлована под стационарную часть плотины и глухие секции № 25÷26 в плане составляют 240·76, глубина 2 м. Таким образом, объем вынимаемого грунта равен $V = a \cdot b \cdot c = 32528 \text{ м}^3$.

Для разработки грунта основания используем экскаватор ЭО4124 (производительность цикла $\Pi_{\text{эч}} = 69,12 \text{ м}^3/\text{сут}$, была определена выше).

Определим время разработки котлована под стационарную часть плотины:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{\Pi_{\text{эч}}}; \quad (5.34)$$

$$t_{\text{выем}} = \frac{32528}{69,12} = 58 \text{ смен.}$$

Количество машин для транспортировки грунта необходимо такое же, как и для котлована первой очереди.

Бетонные работы в нижней части стационарной плотины и глухих секций.

На данном этапе проводится возведение стационарной части плотины и глухих секций от отметки 270,0 до отметки 282,0 м.

Нижняя часть стационарной плотины - секции №№ 14÷23 и глухих секций №№ 24÷25, имеет форму параллелепипеда.

Ширина нижней части стационарной плотины и глухих секций $B = 62 \text{ м}$.

Высота бетонируемого участка стационарной плотины $h = 12 \text{ м}$.

Длина бетонируемого участка плотины $L = 240 \text{ м}$.

$$\text{Объём } V = B \cdot L \cdot h = 62 \cdot 240 \cdot 12 = 178560 \text{ м}^3. \quad (5.35)$$

Время бетонирования:

$$t = 178560 / 24000 = 7,5 \text{ мес.}$$

Бетонные работы в подводной части здания ГЭС

Подводная часть здания ГЭС имеет форму параллелепипеда.

Ширина подводной части здания ГЭС $B = 62$ м

Высота подводной части здания ГЭС $h = 5,6$ м

Длина подводной части здания ГЭС $L_{ГЭС} = 200$ м.

В здании ГЭС размещено 10 агрегатов, объем проточной части агрегата в нижней части здания ГЭС $V_{пч} = 8 \cdot 14 \cdot 25 \cdot 10 = 28000 \text{ м}^3$.

$$\text{Объем } V = B \cdot L \cdot h - V_{пч} = 62 \cdot 200 \cdot 5,6 - 28000 = 41440 \text{ м}^3. \quad (5.36)$$

Время бетонирования:

$$t = V_{б.р.} / J_{б.р.};$$

$$t = 41440 / 24000 = 1,7 \text{ мес.}$$

5.1.3 Третий этап

На третьем этапе разбирают низовую и продольную перемычки 2-й очереди. Разрабатывают котлованы под право- и левобережные глухие плотины - секции №№ 1-5 и 26-30. Проводят наращивание плотины по всему напорному фронту до отметки от отметки 282,0 м до отметки 288,0 м.

288,00 м. Устраивают глубокую цементационную завесу в основании секций №10 и №18. Под этими же секциями бурят дренажные скважины в основании плотины.

Наполняют водохранилище до отметки $H_3 = 283,00$ м, при этом напор для донных отверстий увеличивается до значения

$$H = H_3 - H_{ц.о}, \quad (5.37)$$

где $H_{ц.о}$ - напор над центром сечения отверстия.

$$H = 283,0 - 274,0 = 9 \text{ м.}$$

Определяем пропускную способность одного донного отверстия:

$$q = \mu \omega \sqrt{2gH_0}; \quad (5.38)$$

$$q = 0,82 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot 9} = 261,5 \text{ м}^3/\text{с};$$

Количество донных отверстий:

$$n = \frac{Q_{стр}}{q}. \quad (5.39)$$

$$n = \frac{1154}{261,5} = 4,4 \approx 5 \text{ шт.}$$

Пропуск расходов в этот период строительства осуществляется через 5 донных отверстий, расположенных в секциях №6-10 . В секции №11 донное отверстие бетонируется и демонтируется затвор.

На данном этапе производится разработка грунта под отводящий канал здания ГЭС, разбирается перемычка, возводится надводная часть здания ГЭС и начинается монтаж агрегатов. Также постепенно происходит наращивание правобережной и левобережной бетонной плотины.

Разработка котлованов под береговые участки плотины.

Определяем объем грунта при разработке котлованов.

Правобережный котлован, секции 26 ÷30:

Длина 70 м, характерная ширина 25 м, глубина 2 м.

Объем правобережного котлована составляет $V = 3500 \text{ м}^3$.

Время на разработку грунта:

$$V/P_{\text{эч}} = 3500/69,12 = 51 \text{ суток.}$$

Левобережный котлован, секции 1 ÷5:

Длина 70 м, характерная ширина 25 м, глубина 2 м.

Объем левобережного котлована составляет $V = 3500 \text{ м}^3$.

Время на разработку грунта:

$$V/P_{\text{эч}} = 3500/69,12 = 51 \text{ суток.}$$

Бетонные работы по всему напорному фронту станционной и водосливной плотины между отметками 282,0 м и 288,0 м.

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы. Наибольшая высота участка бетонирования 6 м.

Длина бетонируемого участка плотины $L_{\text{пл}} = 352 \text{ м}$

Ширина сечения в нижней части 28 м; ширина сечения в верхней части 15 м.

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины $\omega_{\text{п}} = 1380 \text{ м}^2$.

Объем бетона $V = \omega_{\text{п}} \cdot L_{\text{пл}} = 1380 \cdot 352 = 485760 \text{ м}^3$.

Принимаем интенсивность бетонирования $30000 \text{ м}^3/\text{мес}$.

Время бетонирования $t = 16,2 \text{ мес}$.

5.1.4 Четвертый этап

На данном этапе проводят бетонные работы:

Наращивание водосливной плотины до отметки 309,0 м. Производится монтаж поверхностных затворов на секциях № 6-11. Длина бетонируемого фронта составляет 512,5 м.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 288,0 м и 309,0 м.

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы. Бетонирование проводят на участке между отметками 288,0 м и 309,0 м. Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=585320\text{м}^3$. Время бетонирования $t=19,5$ мес.

5.1.5 Пятый этап

На данном этапе возводят плотину до проектных отметок.

В секции № 6-10 бетонируют донные отверстия и демонтируют затворы. Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции №№ 6-11.

Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 309,0 м и 314,2 м.

Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=435232\text{м}^3$. Время бетонирования $t=14,5$ мес.

5.2 Определение объемов работ

Строительство гидротехнических сооружений отличается по сравнению со строительством других промышленных сооружений выполнением больших объемов земляных работ, которые в свою очередь определяют достаточно высокую стоимость и длительные сроки строительства. Определение объемов работ по сооружениям выполняется как на стадии проектирования, так и в процессе строительства.

Аналитический способ расчёта представляет собой математический метод, включающий в себя определение объёмов простых геометрических фигур. В том случае, когда форма объекта представляет собой сложное очертание поверхности выемки или насыпи, последние разбивают на ряд более простых геометрических тел, определяют объёмы полученных фигур и затем суммируют их.

Объемы работ представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2-Определение объемов работ

№этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м^3)
1	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	3183,04
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	4617,3
		Отсыпка верховой перемычки первой очереди	15373,71
	Откачка воды	Осушения котлована первой очереди	32303,25
	Земляные	Разработка котлована под водосбросную плотину	14357
	Бетонные	Бетонирование нижней части водосбросной плотины	49728

Окончание таблицы 5.2

	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м3)
2	Земляные	Отсыпка банкета	13353,6
	Земляные	Отсыпка низовой перемычки второй очереди	13535,5
	Откачка воды	Осушение котлована	6462,4
	Земляные	Разработка котлована второй очереди	32528
	Бетонные	Возведение нижней части станционной плотины	178560
	Бетонные	Бетонирование подводной части здания ГЭС	41440
3	Земляные	Разработка котлованов под право- и левобережную части плотины	7000
	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 282,0 м и 288,0 м	485760
	Земляные	Разборка низовой перемычки второй очереди	13535,5
4	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 288,0 м и 309,0	585320
5	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 309,0 м и 314,2м	435232

5.3 Строительный генеральный план

Строительный генеральный план содержит в себе: границы строительной площадки; действующие и временные сети и коммуникации; постоянные и временные дороги, схемы движения и установки средств транспорта и механизмов; размещения постоянных, строящихся и временных зданий и сооружений, расположения знаков геодезической разбивочной основы; размещения источников и средств энергообеспечения; расположение помещений для санитарно-бытового обслуживания строителей; расположение зон выполнения работ повышенной опасности.

На строительном генеральном плане изображены следующие объекты: гидроузел, КРУЭ, монтажная база, деревообрабатывающий завод, бетонный завод, складская база, столовая, мост, жилой поселок, ЛЭП, база ГМО, АЗС, лаборатория, гравийно-сортировочное хозяйство, ремонтно-механические мастерские; контрольно-пропускные пункты; мед. пункты на левом и правом берегу; площадку укрупнительной сборки.

На правобережной части располагаются следующие объекты: Бытовой; корпус; КРУЭ; Площадка укрупнительной сборки; Медицинский пункт; База ГМО; Лаборатория; Бетонный завод; Гравийно-сортировочное хозяйство. КПП; АЗС.

На левобережной части располагаются следующие объекты: ремонтно-механические. мастерские; Столовая; Жилой поселок; КПП; Медицинский пункт.

Дорога принята обычного типа с асфальтированным покрытием, категории III с двумя полосами движения; ширина полосы движения 3,5 метра; доступ на дорогу с примыкания в одном уровне допускается. Уклон дороги не превышает 10%. Наименьший радиус круговой кривой в плане составляет 30 м.

Медицинский пункт расположен в 200 метрах от самых дальних рабочих мест.

Бетонный завод расположен на расстоянии 2 км от строящегося объекта. Бетон будет транспортироваться автосамосвалы и автобетоновозы СБ-113 (ЗИЛ-130Д) для бадьи 3,2 м³, с вместимостью кузова 3,8м³; также автобетоновозы СБ-113 М (МАЗ-504Г) для бадьи 6,4 м³, с вместимостью кузова 6,6м³; автобетоновозы АБ-2 (МАЗ-503А) для бадьи 8 м³, с вместимостью кузова 8м³.

Общестроительные самосвалы используют при дальности транспортировки до 15 км (расстояние от бетонного завода до строящегося сооружения 3 км) без применения замедлителей схватывания бетонной смеси. При применении замедлителей схватывания дальность транспортировки может быть увеличена до 50-70 км. Объем бетонной смеси перевозимый автосамосвалами, принимается кратным объему бетоносмесителей бетонного завода по выходу. При строительстве будут применяться самосвалы МАЗ-551605, грузоподъемность которого 20т, объем кузова 10,5 м³, направление разгрузки «назад», максимальная скорость 92 км/ч.

Для укладки бетона применяются бадьи 3,2 м³ с при заполнении имеющая массу бетонной смеси 9000 т и без бетонной смеси 1320 т (вес бетона $3,2 \cdot 2,4 = 7680$ т); емкостью 6,4 м³ с массой бетона 18150 т и без бетонной смеси 2782 т, также бадьи для транспортировки бетонной с емкостью 8 м³.

6 Технико-экономические показатели

6.1 Оценка объемов продаж и текущих затрат

Анализ рынка сбыта готовой продукции играет ключевую роль при проведении финансово-экономической оценки инвестиционных проектов, планируемых к осуществлению на предприятии. Задачей анализа рынка сбыта в рамках финансово-экономического обоснования (ФЭО) инвестиционного проекта является составление прогноза величины валовых поступлений от реализации продукции, произведенной в рамках проекта.

6.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Строительство ГЭС осуществляется в соответствии с календарным планом, в котором показаны основные укрупненные этапы строительства.

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Электричество это уникальный товар, так как она не может быть накоплена и её реализация должна осуществляться мгновенно, по мере производства. В результате этого рынок электроэнергии разделяется на такие составляющие как: «Рынок регулируемых договоров», «Рынок на сутки вперед» и «Балансирующий рынок».

Оценка объемов продаж в первые годы выпуска электроэнергии представлена в таблице 6.1. Выручка от реализации электроэнергии представлена на рисунке 6.1.

Таблица 6.1-Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	651	651	651	651
Число часов использования установленной мощности	6200	6200	6200	6200
Выработка электроэнергии, МВт•ч	893 512,0	1 340 268,0	1 340 268,0	1 340 268,0
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,5	1,5	1,5	1,5
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт•ч	13 402,68	20 104,02	20 104,02	20 104,02
Объем реализации электроэнергии, МВт•ч	880 109,32	1 320 163,98	1 320 163,98	1 320 163,98
Тариф на электроэнергию, руб./МВт•ч	1 007,0	1 042,0	1 077,0	1 110,0
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	73 855, 84	114 634, 23	118 484, 71	122 115, 16
НДС к выручки, тыс.руб.	11, 266	17, 48	18, 07	18, 62

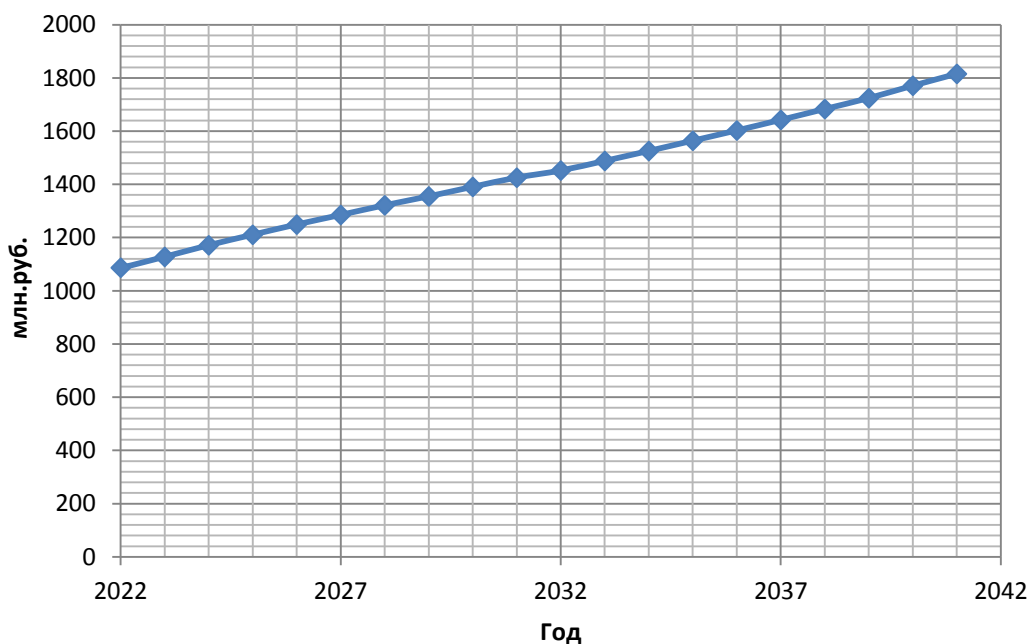


Рисунок 6.1-Выручка от реализации электроэнергии, млрд. руб

6.1.2. Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,21%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2-Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	51 050, 2
Прочие расходы	274,0	54 810, 9
Итого	529,2	105 861, 1

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий РусГидро 2017 года.

Таблица 6.3-Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38	27 081, 4
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097	1 895, 6
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318	549, 5
Итого	135,381415	29 526, 5

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Томь, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт•ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4-Текущие затраты по гидроузлу

млн. руб.

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления	41, 1	65, 6	71, 0	71, 0	71, 0
Расходы на страхование	13 110, 3	21 196, 9	24 932, 8	24 251, 2	23 569, 6
Эксплуатационные затраты	70, 5	105, 8	105, 8	105, 8	105, 8
Расходы на ремонт производственных фондов	9, 8	15, 8	28, 0	27, 2	26, 5
Расходы на услуги регулирующих компаний	19, 6	29, 5	29, 5	29, 5	29, 5
Налог на воду	4, 9	8,1	8, 2	8, 2	8, 2
Итого	159, 3	246, 2	267, 6	266, 2	264, 7

Структура текущих затрат представлена на рисунке 6.2.

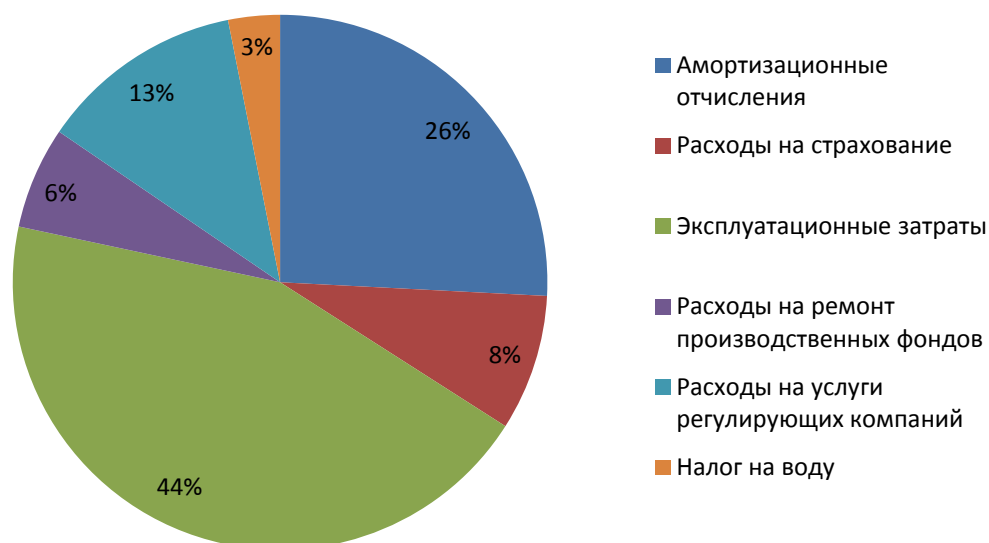


Рисунок 6.2 – Структура текущих затрат, %

6.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьёй оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт*ч - 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5-Налоговые расходы

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Налог на прибыль, млн.руб.	97,0	267, 83	279, 41	289, 78	97,0
НДС, млн.руб.	164, 13	277, 87	291, 99	300, 95	164, 13
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	22, 11	22, 11	22, 11	22, 11	22, 11
Налог на имущество, млн.руб.	18, 09	41, 78	55, 55	53, 43	18, 09

6.1.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности, определяет рентабельность производства.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Форма и отражения основной производственной деятельности Междуреченской ГЭС является отчет о прибыли и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 6.6.

Таблица 6.6 -Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	1 013, 19	1 573, 57	1 626, 61	1 676, 07	1 728, 97
Текущие расходы, млн.руб.	159, 30	246, 26	267, 66	266, 21	264, 76
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	853, 88	1 327, 31	1 358, 94	1 409, 85	1 464, 21
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	853, 88	1 327, 31	1 358, 94	1 409, 85	1 464, 21
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	170, 77	265, 46	271, 78	281, 97	292, 84
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	683, 11	1 061, 85	1 087, 15	1 127, 88	1 171, 36
Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли представлена на рисунке 6.3

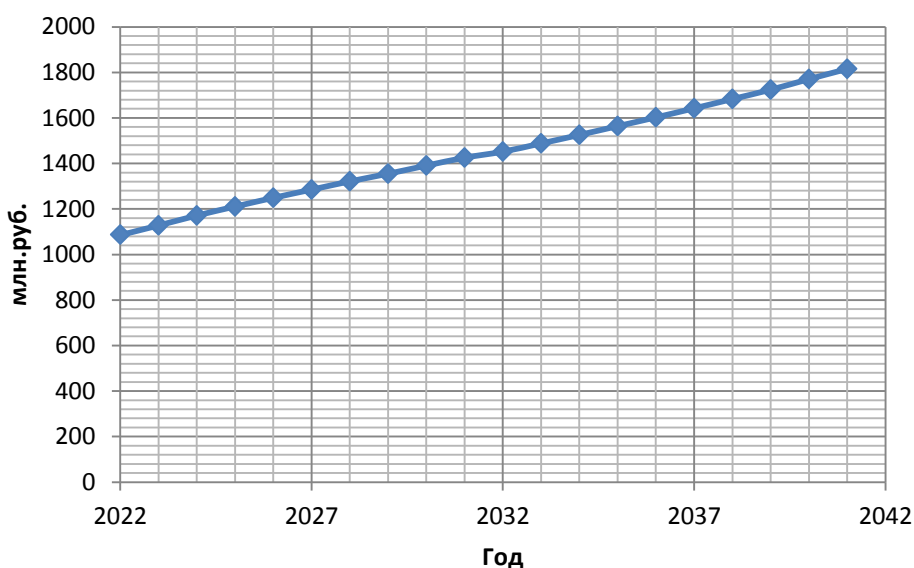


Рисунок 6.3-Сумма чистой прибыли, млн. руб.

6.2 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9)

6.2.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Междуреченской ГЭС на реке Томь мощностью 200 МВт составляет 20 лет, в т.ч. 3 года до пуска агрегата и 17 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Прогнозные тарифы определены из условий обеспечения общественной и коммерческой эффективности проекта.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии и мощности станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Междуреченской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию для Сибирского федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

6.2.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Междуреченской ГЭС на реке Томь мощностью 200 МВт.

Под расходами понимаются кредитные средства, а также собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Междуреченской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7-Показатели эффективности инвестиций

Показатель	Величина
Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	6 лет 6 мес
Чистый приведенный доход – NPV, руб.	5 114 425 875,48
Индекс прибыльности – PI	1,42
Себестоимость руб./кВт•ч	0,09
Удельные капиталовложения, руб./кВт	82524

6.2.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся:

- притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8-Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Налоговые поступления, млн. руб.	149, 36	511, 31	622, 88	661, 13	693, 48
В Федеральный бюджет, млн. руб.	131, 13	469, 39	567, 19	607, 56	641, 45
В региональный бюджет, млн. руб.	18, 09	41, 78	55, 55	53, 43	51, 89

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

6.3 Анализ рисков инвестиционных проектов

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Объема инвестиций;
- б) Цены сбыта;
- в) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Оценка влияния объема инвестиций, цены сбыта, ставки дисконтирования на величину PI приведена на рисунках 6.4, 6.5 и 6.6.

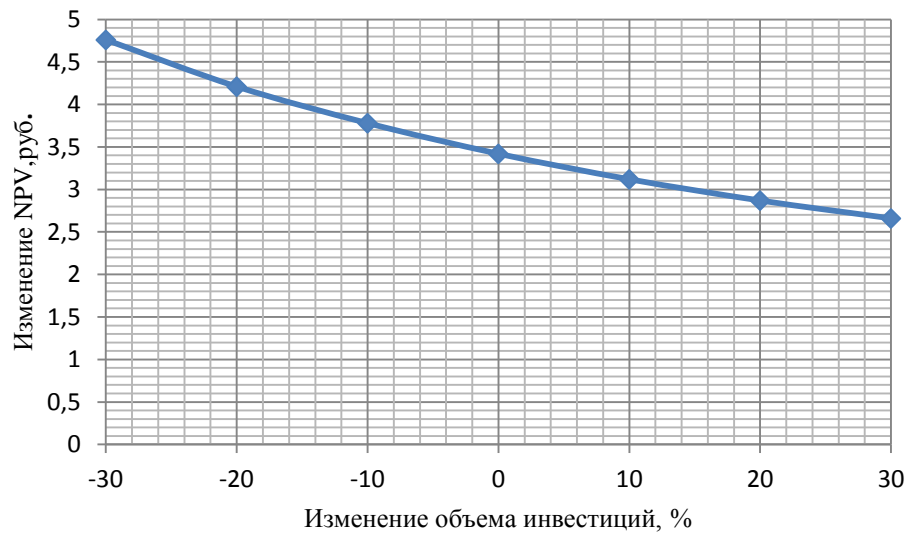


Рисунок 6.4-Изменение NPV от изменения объема инвестиций

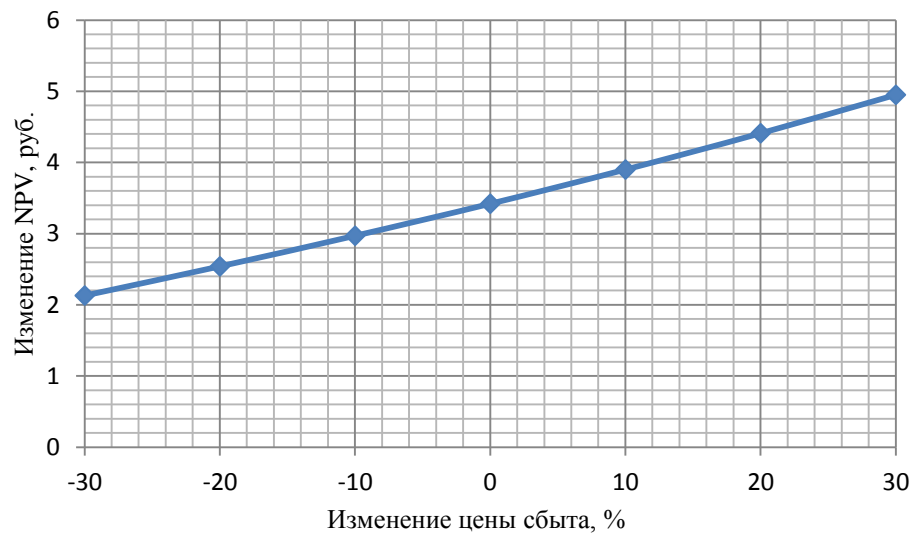


Рисунок 6.5-Изменение суммы NPV в зависимости от изменения цены сбыта

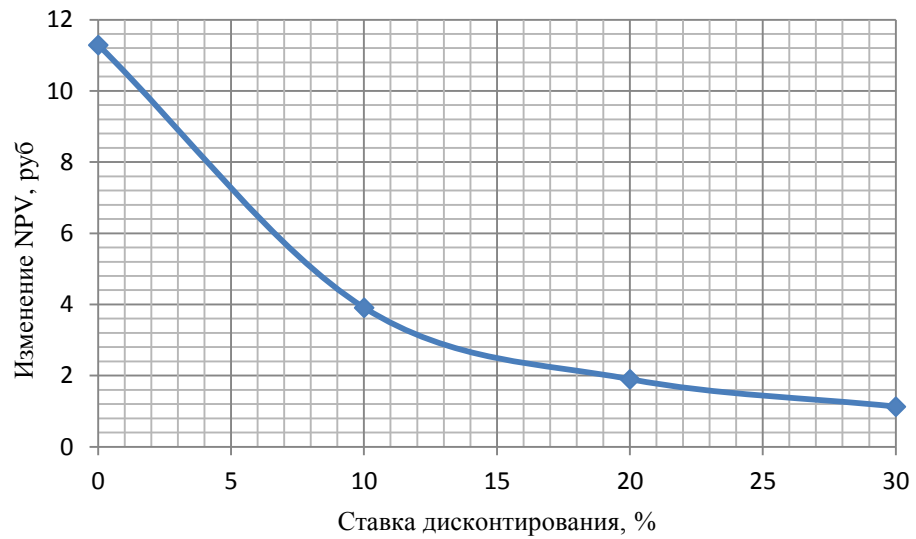


Рисунок 6.6-Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По данным графикам видно, что рост объемов инвестиций и изменение ставки налогов снижает рентабельность нашего проекта. Изменение цены сбыта прямо влияет на эффективность проекта.

7 Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Охрана труда и техника безопасности

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям речного регистра Российской Федерации, Российского регистра

гидротехнических сооружений, федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, государственным стандартам безопасности труда, правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, правилам устройства электроустановок, правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС, является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда и производственной санитарии должен осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В инструкции ГЭС должны быть включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах:

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;
- по эксплуатации ГТС;
- по техническому обслуживанию бетонных ГТС;
- по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов;
- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;

- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;
- по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения;
- по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа;
- по расчистке водохранилищ от наносов;
- на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период;
- на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); – по обслуживанию иных объектов ГЭС.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.3 Противопожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих

пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

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

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

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;

- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;

- специальная подготовка;

- проведение противопожарных тренировок;

- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах; – изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.4 Мероприятия по охране природы

Междуреченская ГЭС расположена на реке Томь в Кемеровской области. Климат района строительства резко-континентальный с морозной зимой и жарким летом; среднегодовая температура воздуха составляет $+0,2^{\circ}\text{C}$; абсолютный минимум -57°C ; абсолютный максимум $+35^{\circ}\text{C}$. Годовая сумма осадков составляет 440,6 мм. Район находится в зоне вечной мерзлоты. Условия Сибири накладывают определенные требования к проведению строительных работ. Выполнение бетонных работ только в теплый период года невозможно из-за значительного удлинения сроков строительства. Поэтому бетонные работы проводят и при отрицательных температурах наружного воздуха, при которых применяются специальные способы зимнего бетонирования: введение морозостойких добавок, применение электрообогрева бетона, устройство тепляков с обогревом электрокалориферами.

Река Томь является самой крупной в Кемеровской области, и правым притоком реки Обь. В верхнем течении, до впадения в нее притоки Мрас-су, Томь ведет себя как типично горная река. Часто встречаются пороги и горные перекаты. Берега реки здесь скалистые поросшие таежным лесом. Проходя через Кузнецкую котловину, река немного успокаивается, выход к берегам становится доступнее. В нижнем течении Томь превращается в типично равнинную реку, и неспешно неся свои воды впадает в Обь.

Режим реки характеризуется весенним половодьем (с апреля по июнь). Колебания уровня воды в период половодья могут достигать 8-ми метров.

Минимальный уровень воды в реке наблюдается с декабря по март. Скорость реки на равнинных участках в среднем равна 0,4 м/с., на перекатах она возрастает до 1,75 м/с. Ледостав на реке держится с начала ноября до конца апреля. Река имеет смешенное питание. 25-40% приходится на осадки, 35-55% на талый снег и 25-35% на грунтовое питание.

Сброс сточных вод из находящихся выше по течению населенных пунктов и промышленных предприятий без предварительной очистки;

В 24 км ниже по течению находится поселок М.Майзас. В соответствии с п.2.3.2 СанПиН 2.1.4.1110-02 “Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения” площадка Междуреченской ГЭС попадает во второй пояс зоны санитарной охраны источника питьевого водоснабжения п. М.Майзас. Режим использования зон санитарной охраны источников питьевого водоснабжения п. М.Майзас регламентируется СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в границах второго пояса ЗСО запрещается сброс промышленных и ливневых сточных вод, содержание в которых химических веществ и микроорганизмов превышает установленные санитарными правилами гигиенические нормативы качества воды;

Растительность территории строительства представлена хвойным лесом с преобладанием лиственницы. В районе строительства Междуреченской ГЭС отсутствуют краснокнижные виды растений, следовательно, не требуется

проведение мероприятий по их сохранению или компенсации причиненного при строительстве ущерба.

В районе строительства ихтиофауна реки Томь представлена следующими видами рыб: осётр, таймень, ленок, язь, окунь, налим, елец, тогунок, сарога, карась золотой, карась серебряный, щука, ёрш, чир, сиг, ряпушка, гольян, вьюн, песчанка и др. Необходимо провести работы по оценке величины ущерба биологическим водным ресурсам для выбора мероприятий по компенсации причиненного ущерба.

7.4.1 Период строительства

В период строительства будут проводиться следующие работы:

- подготовка ложа водохранилища;
- отсыпка каменно-земляных перемычек для котлована;
- осушка котлована;
- работы по выемке мягкого и скального грунта;
- подготовка скального основания и его цементация;
- укладка бетонной смеси;
- возведение каменно-набросной плотины;
- строительство основных сооружений.

Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы санитарными правилами СП от 01.07.1985 № 3907-85 “Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилища”, в соответствии с которыми требуется выполнение следующих мероприятий:

- мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;
- мероприятия по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилища.

В связи с тем, что зона затопления не требует выноса жилой застройки, мероприятия по санитарной очистке зоны жилой застройки не требуется. В зоне затопления присутствует древесная и кустарниковая растительность, в связи с чем необходимо проведение мероприятий по лесосводке. Очистке от древесной и кустарниковой растительности подлежит территория сработки водохранилища от НПУ (∇ НПУ = 307,0 м) до максимальной сработки (∇ УМО = 298,8) плюс 2 м ниже с оставлением пней не выше 50 см.

В период строительства будут оказываться следующие виды воздействия на окружающую среду:

- выбросы в атмосферу от строительной и автотранспортной техники;
- выбросы в атмосферу взрывчатых веществ при разработке площадки строительства во время полезной выемки грунта, взрывных работ и т.д. ;
- сброс ливневых сточных вод с площадки строительства;
- образование отходов при производстве строительных работ.

К мероприятиям по охране земельных ресурсов относятся:

- выполнение работ строго в пределах отведенной территории;
- компактное размещение временных зданий и сооружений.

Мероприятия по обращению с отходами направлены на соблюдение нормативов сбора, накопления, размещения, переработки, образующихся в период производственной деятельности отходов.

Для сбора отходов строительные площадки должны оборудоваться металлическими мусорными контейнерами объемом 6 м³.

Отходы должны по мере накопления вывозиться на специализированный полигон на захоронение.

Отходы черных и цветных металлов должны передаваться специализированным организациям на использование (переплавку).

7.4.2 Период эксплуатации

В период эксплуатации будут оказываться следующие воздействия на окружающую среду:

- выбросы в атмосферу при проведении ремонтных работ по оборудованию: по сварке, резке металлов, окрасочных работ;

- сброс ливневых сточных вод с промышленной площадки ГЭС;

- сброс сточных вод, содержащих нефтепродукты, с крышек турбин;

- сброс дренажных вод;

- образование отходов при выполнении ремонтных работ на оборудовании, в промышленных зданиях и сооружениях.

- образование отходов при эксплуатации технологического оборудования, промышленных зданий и сооружений.

- образование отходов при административно-хозяйственной деятельности и делопроизводстве.

Для минимизации воздействий на водные экосистемы в период эксплуатации предусмотрены мероприятия:

- водоснабжение объектов Междуреченского гидроузла обеспечивается от сети водопровода Междуреченской ГЭС, без организации водозабора из поверхностных водных объектов;

- водоотведение образующихся хозяйственно-бытовых и близких к ним производственных сточных вод, предусмотрена сеть бытовой канализации;

- организован сбор и очистка поверхностных сточных вод, образующихся на площадке выходного оголовка водосброса и подъездной дороги.

Мероприятия по охране земельных ресурсов.

В связи с тем, что воздействия на земельные ресурсы в период эксплуатации не ожидается, разработка мероприятий по охране земельных ресурсов не требуется.

При эксплуатации гидротурбинного и электротехнического маслонаполненного оборудования образуются отходы масел: турбинное, трансформаторное, гидравлическое, индустриальное. Отходы масел хранятся в специализированных емкостях, не допускающих проливов нефтепродуктов, и передаются на обезвреживание специализированным организациям.

Согласно статьи 65 Водного кодекса РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ размер водоохраной зоны р.Томь составляет 200 м. В соответствии с режимом охраны

водоохранных зон при эксплуатации станции требуется выполнение следующих мероприятий, приведенных в таблице 7.1:

Таблица 7.1 – Мероприятия по охране водоохраных зон

№	Мероприятия	Срок исполнения
1.Организационные	Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты	1 раз в 5 лет
	Организация и проведение производственного и экологического контроля	Постоянно
2.Технологические	Разработка и осуществление водооохраных мероприятий	Ежегодно
	Оборудование маслохозяйства маслоочистительной установкой	При проведении реконструкции
3.Санитарно- технические	Организация контроля за соблюдением природоохранных нормативов	Постоянно
	Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне реки Томь	Постоянно

8 Законодательная база системы безопасности ГТС

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений является задачей общегосударственного значения, так как прорыв напорного фронта и даже более мелкая авария на ГТС могут иметь катастрофические последствия не только для региона, но и для всего государства. Поэтому государство регулирует деятельность по эксплуатации гидротехнических сооружений по обеспечению безопасности ГТС Федеральным законом от 21.07.1997 «О безопасности гидротехнических сооружений» № 117 ФЗ.

8.1 Российский регистр гидротехнических сооружений

Сведения о гидротехническом сооружении вносятся в Российский регистр гидротехнических сооружений (далее - Регистр) и (или) обновляются в Регистре после утверждения федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, декларации безопасности гидротехнического сооружения.

Регистр формируется и ведется в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

При внесении в Регистр сведений о гидротехническом сооружении ему присваивается один из следующих четырех классов в соответствии с критериями классификации гидротехнических сооружений, установленными Правительством Российской Федерации:

- I класс - гидротехническое сооружение чрезвычайно высокой опасности;
- II класс - гидротехническое сооружение высокой опасности;
- III класс - гидротехническое сооружение средней опасности;
- IV класс - гидротехническое сооружение низкой опасности.

8.2 Общие требования к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;

- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;

В соответствии с статьей 9 ФЗ №117 собственник и эксплуатирующая организация обязаны в отношении контроля состояния ГТС обеспечивать:

обеспечивать соблюдение обязательных требований при строительстве, капитальном ремонте, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений, а также их техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;

обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения и анализ причин ее снижения с учетом работы гидротехнического сооружения в каскаде, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и с эксплуатацией объектов на водных объектах и на прилегающих к ним территориях ниже и выше гидротехнического сооружения;

обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения, а также правил его эксплуатации, требования к содержанию которых устанавливаются федеральными органами исполнительной власти в соответствии с их компетенцией;

развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;

систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;

обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;

создавать финансовые и материальные резервы, предназначенные для ликвидации аварии гидротехнического сооружения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации для создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

организовывать эксплуатацию гидротехнического сооружения в соответствии с разработанными и согласованными с федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, правилами эксплуатации гидротехнического сооружения и обеспечивать соответствующую обязательным требованиям квалификацию работников эксплуатирующей организации;

создавать и поддерживать в состоянии готовности локальные системы

оповещения на гидротехнических сооружениях I и II классов;

содействовать федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, в реализации их функций;

совместно с органами местного самоуправления информировать население о вопросах безопасности гидротехнических сооружений;

финансировать мероприятия по эксплуатации гидротехнического сооружения, обеспечению его безопасности, а также работы по предотвращению и ликвидации последствий аварий гидротехнического сооружения;

заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

осуществлять капитальный ремонт, реконструкцию, консервацию и ликвидацию гидротехнического сооружения в случае его несоответствия обязательным требованиям.

обеспечивать внесение в Регистр сведений о гидротехническом сооружении.

8.3 Декларация безопасности гидротехнического сооружения

Декларация безопасности гидротехнического сооружения является основным документом, который содержит сведения о соответствии гидротехнического сооружения критериям безопасности.

Содержание декларации безопасности гидротехнического сооружения, порядок ее разработки и представления в уполномоченные федеральные органы исполнительной власти устанавливает Правительство Российской Федерации с учетом специфики гидротехнического сооружения.

Собственник гидротехнического сооружения и (или) эксплуатирующая организация составляют и представляют в уполномоченные федеральные органы исполнительной власти декларацию безопасности гидротехнического сооружения при эксплуатации гидротехнического сооружения I, II или III класса.

При проектировании гидротехнического сооружения I, II, III или IV класса декларация безопасности гидротехнического сооружения составляется в составе проектной документации.

8.4 Экспертиза проектной документации гидротехнических сооружений и экспертиза деклараций безопасности гидротехнических сооружений

Экспертиза проектной документации гидротехнических сооружений, содержащей декларацию безопасности гидротехнических сооружений,

проводится в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности. Государственная экспертиза декларации безопасности гидротехнического сооружения, находящегося в эксплуатации, проводится в соответствии с положениями настоящей статьи в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Для проведения государственной экспертизы деклараций безопасности гидротехнических сооружений могут привлекаться научно-исследовательские и проектные организации.

Государственная экспертиза деклараций безопасности гидротехнических сооружений проводится по инициативе собственников гидротехнических сооружений и (или) эксплуатирующих организаций, в том числе в случае их несогласия с предписаниями федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных на осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений.

8.5 Федеральный государственный надзор в области безопасности гидротехнических сооружений

Под федеральным государственным надзором в области безопасности гидротехнических сооружений понимаются деятельность уполномоченных федеральных органов исполнительной власти, направленная на предупреждение, выявление и пресечение нарушений осуществляющими деятельность по эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений юридическими лицами, их руководителями и иными должностными лицами, индивидуальными предпринимателями, их уполномоченными представителями обязательных требований посредством организации и проведения проверок указанных лиц, принятия предусмотренных законодательством Российской Федерации мер по пресечению и (или) устранению последствий выявленных нарушений, и деятельность указанных уполномоченных органов государственной власти по систематическому наблюдению за исполнением обязательных требований, анализу и прогнозированию состояния исполнения указанных требований при осуществлении юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями своей деятельности.

Федеральный государственный надзор в области безопасности гидротехнических сооружений осуществляется уполномоченными федеральными органами исполнительной власти согласно их компетенции в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Предметом проверки является соблюдение юридическим лицом, индивидуальным предпринимателем в процессе осуществления деятельности обязательных требований.

Проведение плановых проверок юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, эксплуатирующих гидротехнические сооружения, осуществляется со следующей периодичностью:

- в отношении гидротехнических сооружений I или II класса - не чаще

чем один раз в течение одного года;

- в отношении гидротехнических сооружений III класса - не чаще чем один раз в течение трех лет.

В отношении гидротехнических сооружений IV класса плановые проверки не проводятся.

Срок проведения проверки составляет не более чем тридцать рабочих дней со дня начала ее проведения.

8.6 Финансовое обеспечение безопасности гидротехнических сооружений

Обязательное страхование гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии гидротехнического сооружения осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте.

Вред, причиненный жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате нарушения законодательства о безопасности гидротехнических сооружений, подлежит возмещению физическим или юридическим лицом, причинившим такой вред, в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации.

В случае причинения вреда жизни или здоровью граждан в результате аварии гидротехнического сооружения эксплуатирующая организация или иной владелец гидротехнического сооружения, ответственные за причиненный вред, обязаны обеспечить выплату компенсации в счет возмещения причиненного вреда:

- гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, понесенного в случае смерти потерпевшего (кормильца), - в сумме два миллиона рублей;

- гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, причиненного здоровью, - в сумме, определяемой исходя из характера и степени повреждения здоровья по нормативам, устанавливаемым Правительством Российской Федерации. Размер компенсации в этом случае не может превышать два миллиона рублей.

Финансовое обеспечение гражданской ответственности за вред, причиненный в результате аварии гидротехнического сооружения.

Собственник гидротехнического сооружения, а также эксплуатирующая организация в случае, если гидротехническое сооружение находится в государственной или муниципальной собственности, обязаны иметь финансовое обеспечение гражданской ответственности. Финансовое обеспечение гражданской ответственности в случае возмещения вреда, причиненного в результате аварии гидротехнического сооружения (за исключением обстоятельств вследствие непреодолимой силы), осуществляется за счет средств собственника гидротехнического сооружения или эксплуатирующей организации, а также за счет страховой суммы,

определенной договором страхования риска гражданской ответственности.

Порядок определения величины финансового обеспечения гражданской ответственности устанавливает Правительство Российской Федерации.

8.7 Нарушение законодательства о безопасности гидротехнических сооружений

Нарушениями законодательства о безопасности гидротехнических сооружений являются:

- строительство и эксплуатация гидротехнического сооружения, хозяйственное или иное использование водотоков и прилегающих к ним территорий ниже и выше плотины без соответствующего разрешения;

- невыполнение требований представления декларации безопасности гидротехнического сооружения или проведения государственной экспертизы проектной документации гидротехнических сооружений или государственной экспертизы декларации безопасности гидротехнических сооружений;

- невыполнение предписаний органов государственного надзора;

- нарушение обязательных требований при проектировании, строительстве, эксплуатации, капитальном ремонте, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений;

- непринятие мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений при возросшем уровне вредных природных или техногенных воздействий, ухудшении показателей прочности и водонепроницаемости материалов, из которых возведены гидротехнические сооружения, и пород основания, неудовлетворительных условиях эксплуатации, технического оснащения гидротехнических сооружений и организации контроля (мониторинга) за их безопасностью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Междуреченского гидроузла высотой 44,2 м на реке Томь, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 1% обеспеченности случаев:

$$0,1\% = 6439 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$1\% = 1332 \text{ м}^3/\text{с}$$

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Междуреченской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила $N_{\text{уст}}=651$ МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 298,8 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 307 м и УМО составляет 15,1 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,7 млрд.кВт•ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный 34,8 м;
- расчетный 25,4 м;
- минимальный 21,4 м.
- число агрегатов выбрано 10 шт., тип турбин ПЛ40б-В-630.
- генератор СВ-1230/140-56

В состав основных гидротехнических сооружений включено:

- бетонная водосливная плотина;
- бетонная станционная плотина (русловое здание ГЭС);
- глухая правобережная бетонная плотина;
- глухая сопрягающая бетонная плотина;
- глухая левобережная бетонная плотина.

Экономически проект эффективен.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 53 с.
3. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012. – 40 с.
4. Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
5. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие/ Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 400 с.: ил.
6. Тернов, А.Ф. Гидравлический расчет водосливной плотины: методические указания к выполнению курсовой работы/ А.Ф. Тернов: СШФ КГТУ, Саяногорск, 2004. – 41 с., ил.
7. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Л.: Энергоиздат., 1982. - 672 с.
8. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения. в двух частях. Ч.1/ Л.Н. Рассказов.– М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
9. Гидротехнические сооружения/ Г.В.Железняков, Ю.А. Ибад-Заде, П.Л.Иванов; под общ. ред. ВП. Недриги. – М.:Стройиздат,1983. –543 с., ил.
10. СНиП 2.06.04-82* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2004. – 46 с.
11. СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные./Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1985. – 50с.
12. Гришин, М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: учебник для студентов вузов/ М.М. Гришин.– М.: Высшая школа, 1979. –615 с.
- 13.СНиП 2.06.08-87 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений/ Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.
- 14.Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций. - М.: НЦ ЭНАС, 2001.-160 с.
- 15.Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - Ростов н/Д: «Феникс», 2006.-189 с.
- 16.Барановский, А.И. Экономика промышленности: учеб. пособие для вузов в 3-х т. Т.2. Экономика и управление энергообъектами. Кн.1.
- 17.СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» /Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Эпюры действующих нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

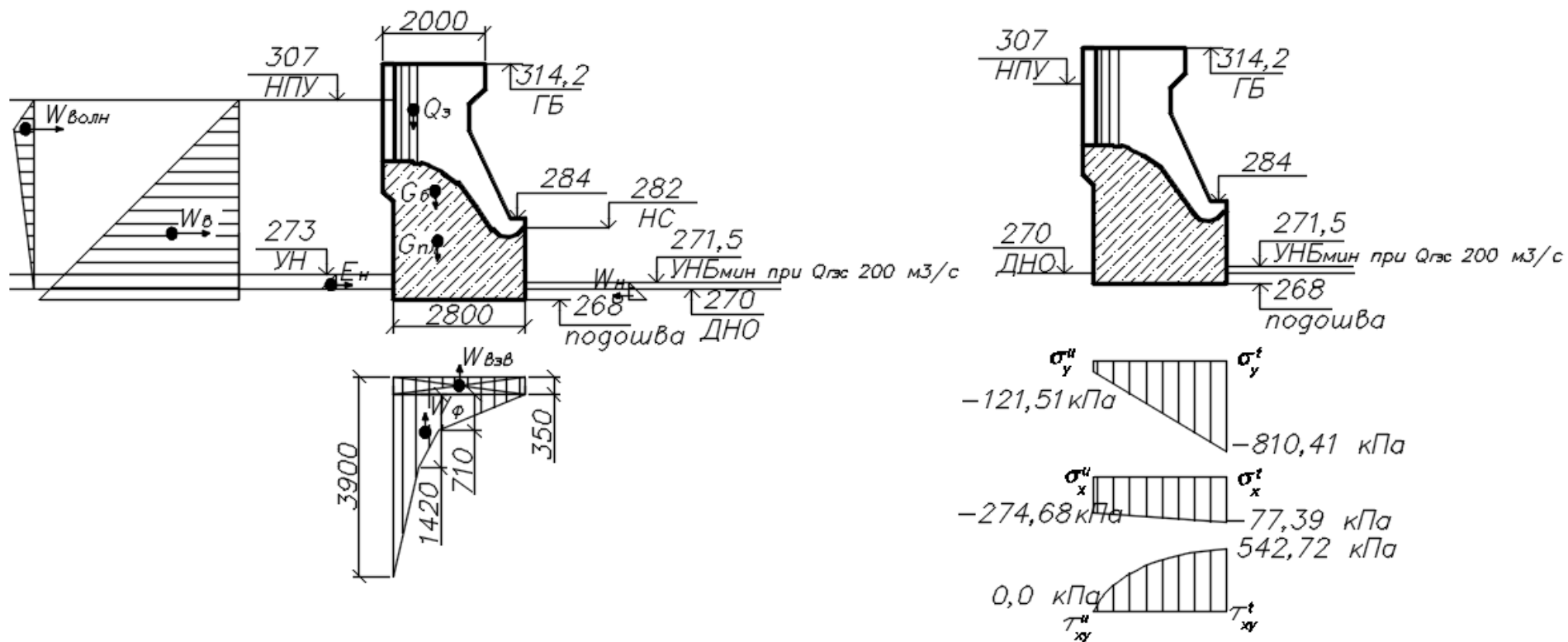


Рисунок А.1-Эпюры действующих нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

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

ОТЗЫВ

Руководителя Булатова В.А. Старшего преподавателя кафедры ГТС
Саяно-Шушенского филиала СФУ

на бакалаврскую работу «Проектирование Междуреченской ГЭС на реке
Томь. Законодательная база системы безопасности ГТС».
Зауер Дианы Николаевны

Бакалаврская работа, разработанная Зауер Д.Н., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Работа представлена на 118 листах пояснительной записки и 6 листах иллюстрационного материала. Достаточно подробно разработаны все части проекта. В бакалаврской работе разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование и технология строительства. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

В рамках специального вопроса были рассмотрены основные требования к законодательной базе системы безопасности гидротехнических сооружений. Его актуальность связана с ужесточением требований к эксплуатации гидротехнических сооружений.

Работа по теме проекта и специального вопроса потребовала от Д.Н. Зауер подробного изучения и самостоятельной подготовки.

Бакалаврская работа «Проектирование Междуреченской ГЭС на реке Томь» заслуживает положительной оценки, а автор проекта Д.Н. Зауер присвоения квалификации бакалавр техники и технологии.

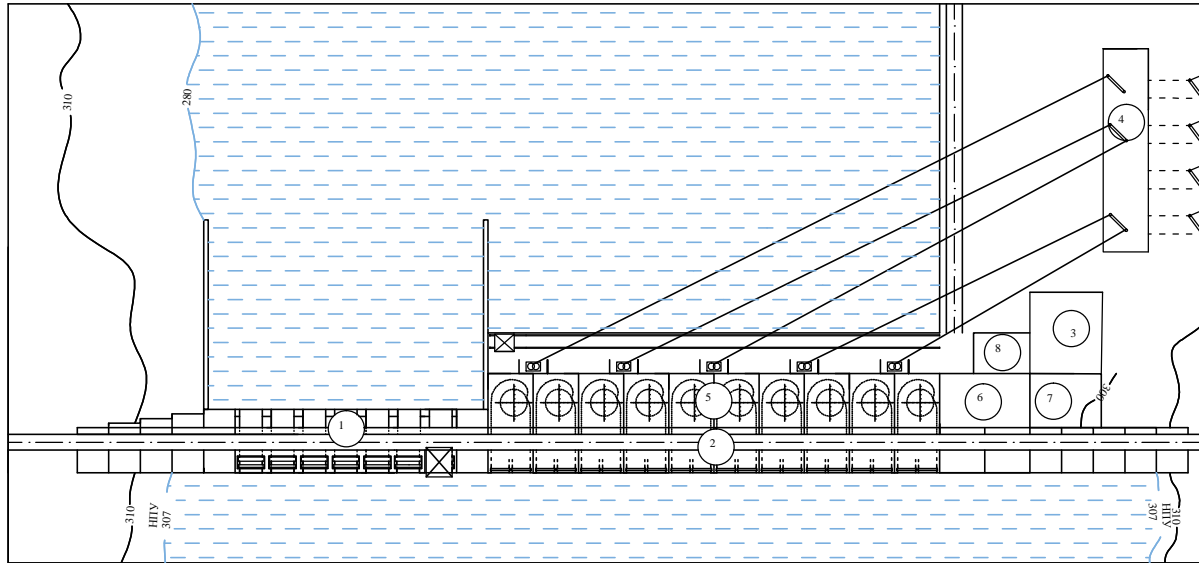
Дата 22.06.2017

Подпись



Генеральный план

Масштаб 1:1000



Условные обозначения:

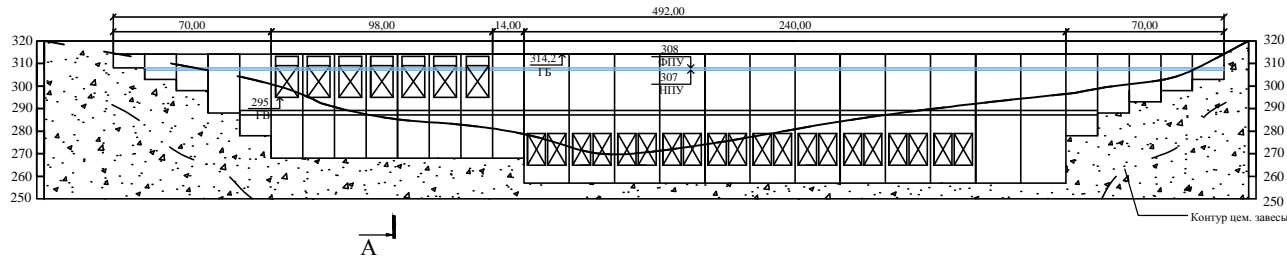
- трансформатор
- гидроагрегат
- кран
- вода
- Брусчатка

Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Бетонная водосливная плотина
2	Станционная часть бетонной плотины
3	Административное здание
4	Здание КРУЭ
5	Машинный зал
6	Монтажная площадка
7	Центральный пульт управления
8	Трансформаторная мастерская

A

Вид с верхнего бьефа



A

Ведомость проекта:

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР 08.03.01-1015763	Генеральный план. Экспликация зданий и сооружений. Вид с ВБ. Ведомость проекта. Условные обозначения
2	ВКР 08.03.01-1015763	Разрез руслового здания ГЭС.
3	ВКР 08.03.01-1015763	Основные характеристики гидроагрегата
4	ВКР 08.03.01-1015763	Разрез А-А по водосливной плотине
5	ВКР 08.03.01-1015763	План водосливной плотины
6	ВКР 08.03.01-1015763	Строительный генеральный план.
7	ВКР 08.03.01-1015763	Спецификация
8	ВКР 08.03.01-1015763	Календарный график
9	ВКР 08.03.01-1015763	Пояснительная записка

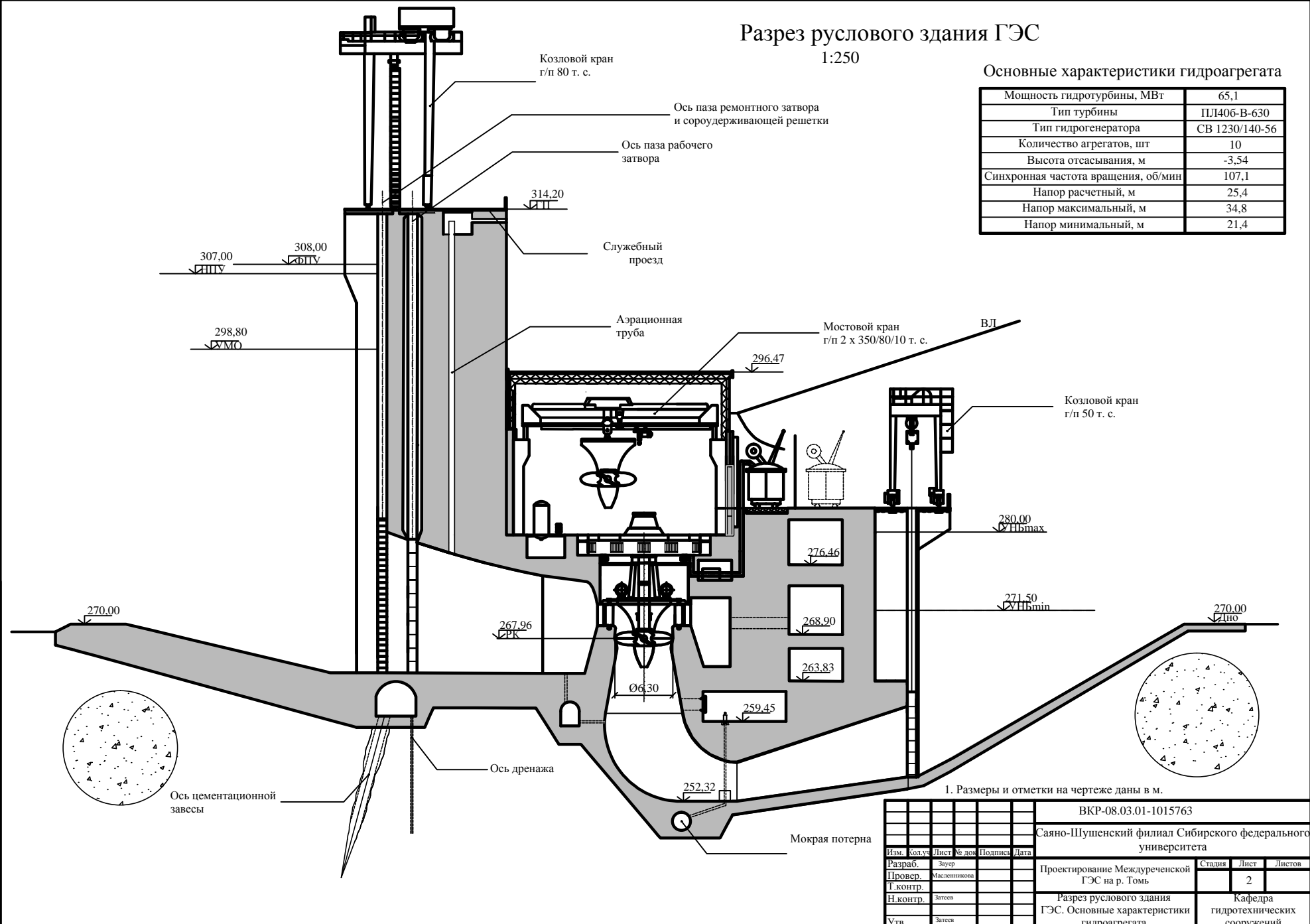
				ВКР-08.03.01-1015763		
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Исполн.	Утвердил	Проект	Дата	Проектирование		
Разраб.	Завеса			Междуреченской ГЭС на р. Тым.		
Проект.	Завеса			Станд.	Лист	Листов
Исполн.	Завеса				1	6
Проект.	Завеса			Генеральный план вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений.		
Утв.	Завеса			Ведомость проекта. Условные обозначения. Конфидра гидротехнических сооружений		

Разрез руслового здания ГЭС

1:250

Основные характеристики гидроагрегата


Мощность гидротурбины, МВт	65,1
Тип турбины	ПЛ406-В-630
Тип гидрогенератора	СВ 1230/140-56
Количество агрегатов, шт	10
Высота отсасывания, м	-3,54
Синхронная частота вращения, об/мин	107,1
Напор расчетный, м	25,4
Напор максимальный, м	34,8
Напор минимальный, м	21,4



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР-08.03.01-1015763			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.
Разраб.	Затеев		
Провер.	Масленникова		
Т.контр.			
Н.контр.	Затеев		
Утв.	Затеев		
Проектирование Междуреченской ГЭС на р. Томь		Статья	Листов
Разрез руслового здания ГЭС. Основные характеристики гидроагрегата		2	
		Кафедра гидротехнических сооружений	

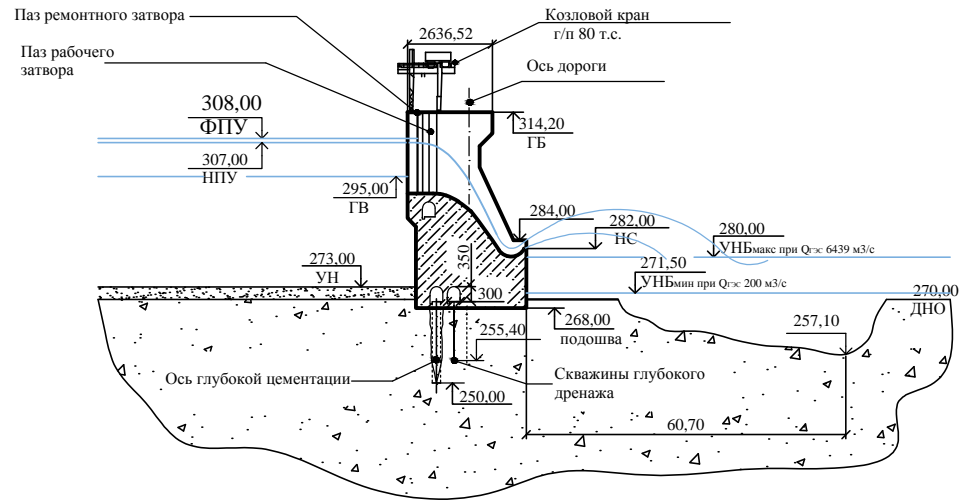
Календарный график

Номер сооруж.	Наименование сооружений	Номер вида работ	Наименование профилирующих работ или их комплексов	Объемы работ	Подгот. период	Этапы основного периода												Заклоч. период												
						I год				II год				III год				IV год				V год		VI год		VII год				
						I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	I	II	I	II	I	II	I
1	Объекты производственной базы	1	Строительство подъездных автодорог																											
		2	Строительство временных ЛЭП																											
		3	Строительство производственной базы (л.б)																											
		4	Строительство производственной базы (пр.б)																											
2	Перемычки	5	Возведение перемычки первой очереди	25582 м ³																										
		6	Откачка котлована I очереди	63700 м ³																										
		7	Отсыпка банкета	1878,58 м ³																										
		8	Возведение перемычки II очереди	9003,4 м ³																										
3	Глухая левобережная плотина	9	Откачка котлована II очереди	63700 м ³																										
		10	Выемка мягкого грунта	5306,4 м ³																										
		14	Выемка скального грунта	6846,6 м ³																										
4	Водосливная плотина	15	Укладка бетона	40786,2 м ³																										
		16	Выемка мягкого грунта	101920 м ³																										
		17	Выемка скального грунта	114230 м ³																										
5	Глухая правобережная плотина	18	Укладка бетона	189241,1 м ³																										
		19	Выемка мягкого грунта	5306,4 м ³																										
6	Станционная плотина	20	Выемка скального грунта	6846,6 м ³																										
		21	Укладка бетона	35435,1 м ³																										
		22	Выемка мягкого грунта	102813 м ³																										
7	Здание ГЭС и монтажная площадка	23	Выемка скального грунта	124523 м ³																										
		24	Укладка бетона	596124,4 м ³																										
8	КРУЭ	25	Строительство здания КРУЭ																											
		26	Монтаж агрегатов																											
9	Водохранилище	29	Строительство здания КРУЭ																											
		30	Монтаж оборудования																											
		31	Подготовка ложа водохранилища																											
		32	Наполнение водохранилища																											
			Гидрограф реки																											

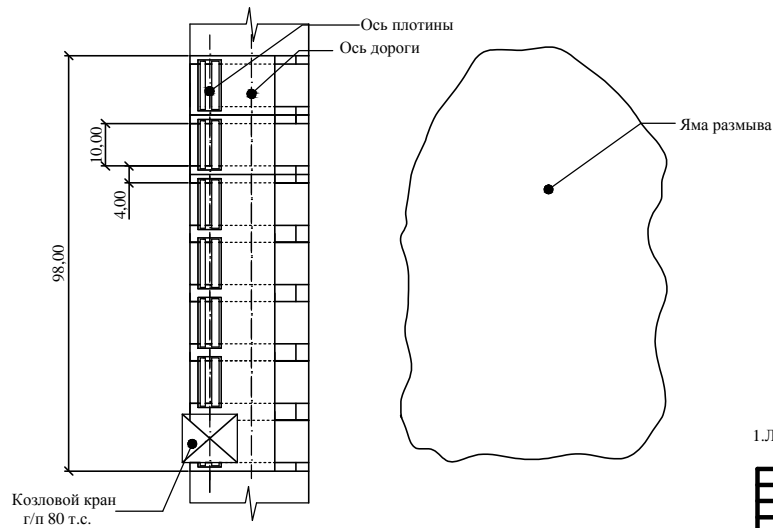
Служба ГЭС государственной комиссии

ВКР-08.03.01-1015763											
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета											
Изм.	Кол.уч.	Лист	Этаж	Подпись	Дата	Проектирование Междуреченской ГЭС на р.Томь			Стация	Лист	Листов
Разраб.		Зауер				Календарный график				5	
Провер.		Эклер							Кафедра гидротехнических сооружений		
Т.контр.											
Н.контр.		Затеев									
Утв.		Затеев									

Разрез А-А по водосливной плотине Масштаб 1:1000



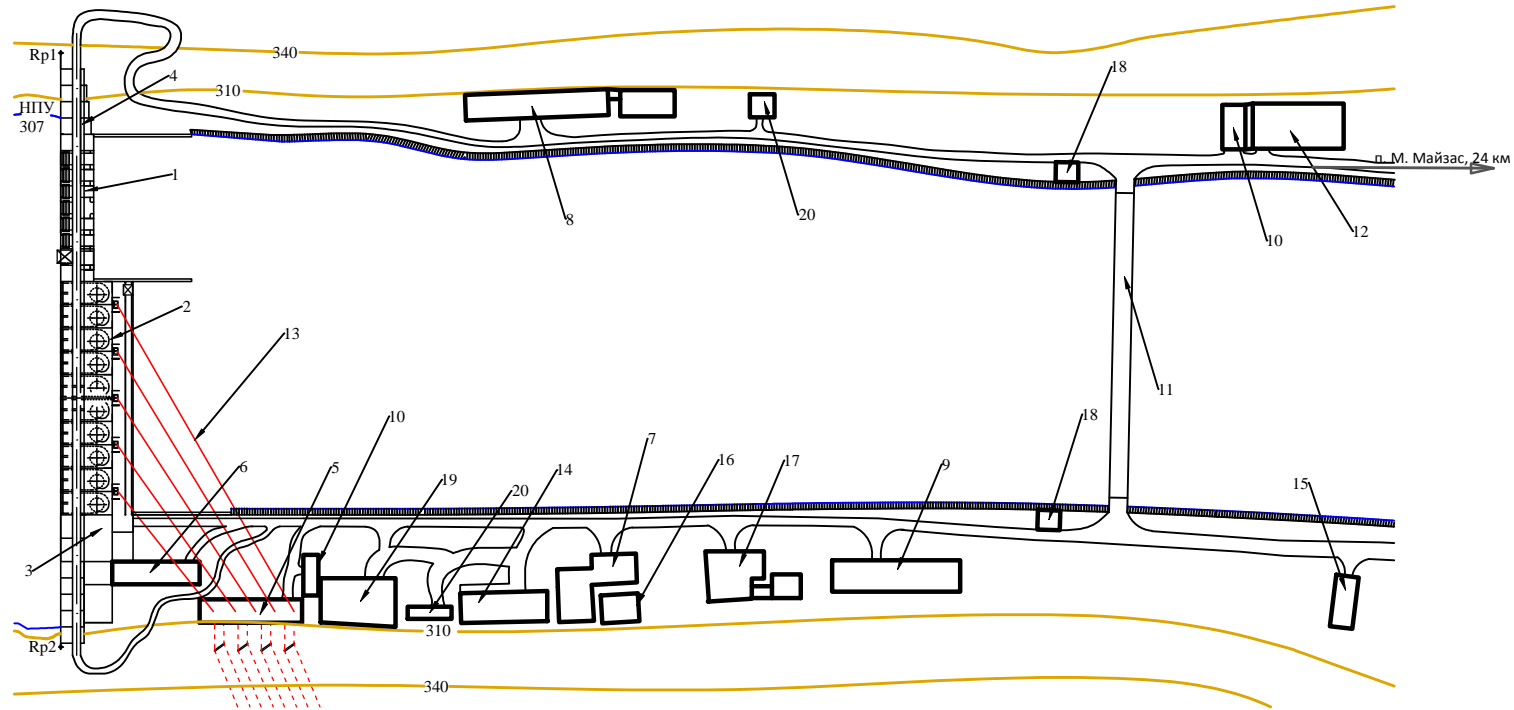
План водосливной плотины



1. Линейные размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 08.03.01.-1015763										
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета										
Имя	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Междуреченской ГЭС на р.Томь	Стадия	Лист	Листов	
Разработ.	Завар								3	
Проверил.	Затеев					Разрез А-А по водосливной плотине План водосливной плотины				
Т.контр.										
Н.контр.	Затеев									
Утв.	Затеев								Кафедра гидротехнических сооружений	

Строительный генеральный план



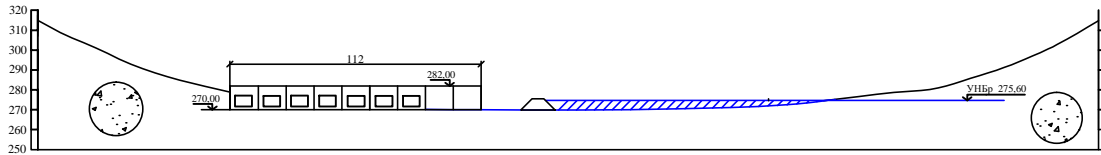
Спецификация

1	Водосбросная плотина	6	Бытовой корпус	11	Мост	16	Лаборатория
2	Станционная плотина	7	Бетонный завод	12	Жилой поселок	17	Гравийно-сортиров. хоз-во
3	Правобережная глухая плотина	8	Ремонтно-мех. мастерские	13	ЛЭП	18	КПП
4	Левобережная глухая плотина	9	Складская база	14	База ГМО	19	Площадка укрупнит. сборки
5	КРУЭ	10	Столовая	15	АЗС	20	Медицинский пункт

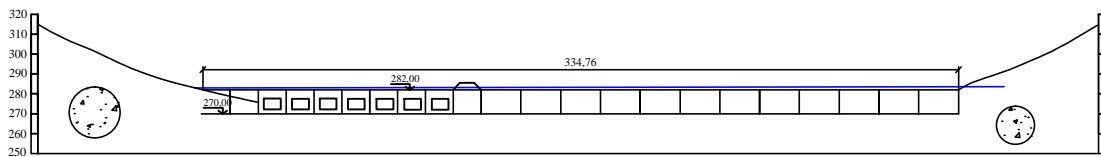
				ВКР - 08.03.01-1015/63				
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Междуреченской ГЭС на р.Томь	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Завен	Проверил	Затеев				4	
Т.контр.		И.контр.	Затеев		Строительный генерельный план	Кафедра гидротехнических сооружений		
Утв.			Затеев					

Этапы строительства Междуреченской ГЭС
Масштаб 1:500

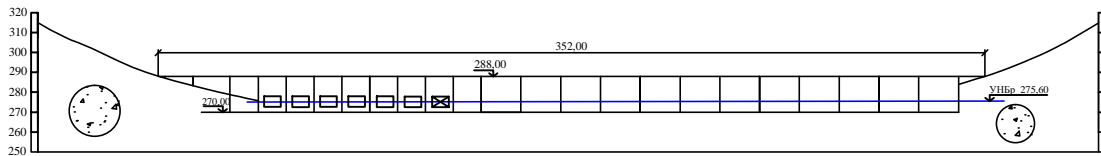
Этап I



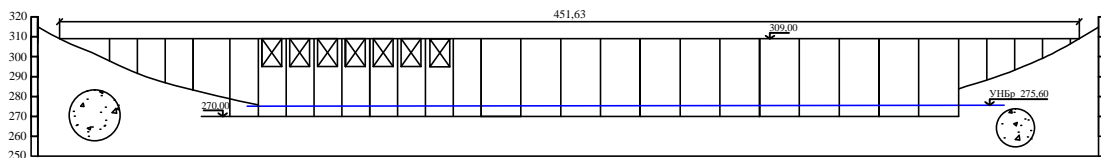
Этап II



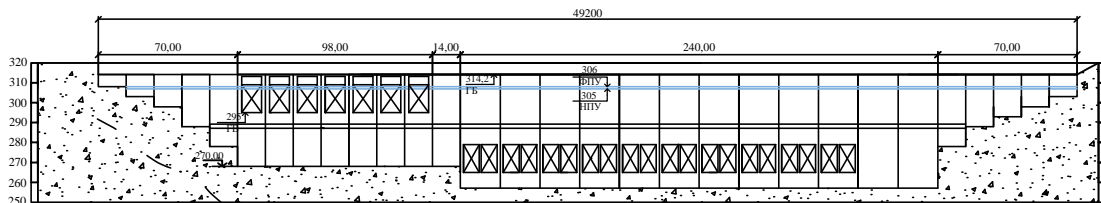
Этап III



Этап IV

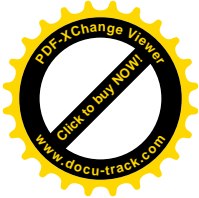
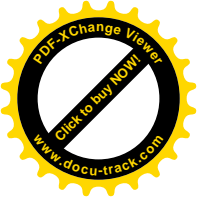


Этап V



Размеры даны в м.

						ВКР-08.03.01-1015763				
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Колуч.	Лист	Масш.	Подпись	Дата	Проектирование		Стация	Лист	Листов
Разраб.		Заур				Междуреченской ГЭС на р.Томь			6	
Провер.		Затеев				Этапы строительства Междуреченской ГЭС		Кафедра гидротехнических сооружений		
Г.контр.		Затеев								
Н.контр.		Затеев								
Утв.		Затеев								



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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев

подпись

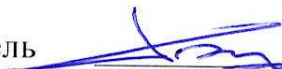
«17» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

**Проектирование Междуреченского гидроузла на реке Томь.
Законодательная база системы безопасности ГТС.**

Руководитель




подпись, дата

Ст. преподаватель

должность, ученая степень

В.А. Булатов

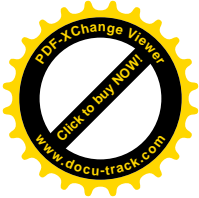
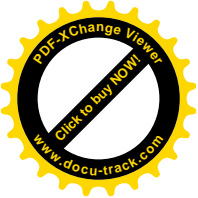
Выпускник

 17.06.2017

подпись, дата

Д.Н. Зауер

Саяногорск; Черёмушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование
Междуреченского гидроузла на реке Томь. Законодательная база системы
безопасности ГТС.

Консультанты
по разделам:

Общая часть

подпись, дата 17.06.2017

В.А. Булатов

Водно-энергетические
расчеты

подпись, дата

Е.Ю.Затеева

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

подпись, дата

А.В.Масленникова

Компоновка гидроузла,
выбор типа и расчет основных
сооружений

подпись, дата

В.Б.Затеев

Технология строительства
гидротехнических сооружений

подпись, дата

В.Ф.Затеев
Н.А. Эклер

Мероприятия по охране природы

подпись, дата

В.А.Кадычegov

Технико-экономические показатели

подпись, дата

В.В.Лапасова

Спецвопрос

подпись, дата

В.А. Булатов

Нормоконтролер

подпись, дата

А.А.Чабанова