

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев
« ____ » _____ 2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДОКУНОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВОЛГА.
СИСТЕМЫ СЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА
ДОКУНОВСКОГО ГИДРОУЗЛА**

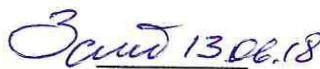
Руководитель	<u>В.Б. Затеев</u> 15.06.18 подпись, дата	Инженер СМ ГТС должность	<u>Т.И. Шахмаев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>А.Ю. Кошкин</u> 13.06.18 подпись, дата		<u>А.Ю. Кошкин</u> инициалы, фамилия

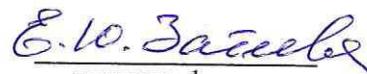
Саяногорск 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Докуновской ГЭС на реке Волга. Системы сейсмического мониторинга Докуновской ГЭС».

Консультанты по
разделам:

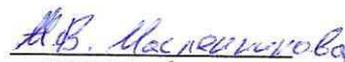
Водно-энергетические расчёты


подпись, дата


инициалы, фамилия

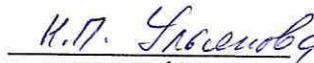
Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата


инициалы, фамилия

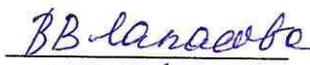
Компоновка и сооружения
гидроузла


подпись, дата


инициалы, фамилия

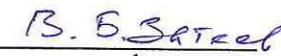
Технико-экономические показатели


подпись, дата

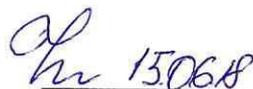

инициалы, фамилия

Технология гидротехнического
строительства


подпись, дата


инициалы, фамилия

Нормоконтролёр


подпись, дата


инициалы, фамилия

ОГЛАВЛЕНИЕ

Сокращенный паспорт Докуновского гидроузла на реке Волга.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Общая часть.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.2 Климат.....	10
1.3 Гидрологические данные.....	10
1.4 Энергоэкономическая характеристика района.....	10
2 Водно-энергетические расчеты.....	12
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	15
2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	19
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	21
2.5 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	22
2.6 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС по маловодному году.....	24
2.7 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году.....	25
2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	26
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	32
3.1 Построение режимного поля.....	32
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	35
3.3 Расчёт отметки РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы.....	39
3.3.1 Работа одного агрегата при N_{\min}	40
3.3.2 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при N_p	40
3.3.3 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при N_{\max}	40
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	41
3.5 Расчет и построение бетонной спиральной камеры.....	41
3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	44
3.7 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала.....	44
4 Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений.....	46
4.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины.....	46
4.2 Гидравлический расчет.....	48
4.2.1 Определение ширины водосливного фронта.....	48
4.2.2 Определение отметки гребня водослива.....	49
4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода.....	51
4.2.4 Построение профиля водосливной грани.....	53
4.2.5 Расчет сопряжения бьефов.....	54
4.2.6 Расчет водобойной стенки и водобойного колодца.....	56
4.2.7 Определение длины водобойной плиты.....	58
4.2.8 Рисберма.....	58
4.3 Пропуск расходов через глубинный водосброс.....	59

4.3.1 Расчет сечения донного водосброса.....	60
4.4 Конструирование плотины.....	60
4.4.1 Определение ширины и отметки подошвы плотины	60
4.5 Разрезка бетонных плотин швами.....	62
4.6 Быки.....	63
4.7 Устои	63
4.8 Галереи в теле плотины.....	63
4.9 Расчёт противофильтрационной завесы	63
4.10 Бетонный понур.....	64
4.11 Грунтовая плотина	65
4.12 Фильтрационные расчеты	65
4.13 Статические расчеты плотины.....	66
4.13.1 Вес сооружения	66
4.13.2 Сила гидростатического давления воды.....	67
4.13.3 Равнодействующая взвешивающего давления	68
4.13.4 Сила фильтрационного давления	69
4.13.5 Давление грунта	69
4.13.6 Волновое давление.....	71
4.13.7 Волновое давление при особом сочетании нагрузок	72
4.14 Расчёт прочности плотины.....	74
4.14.1 Критерии прочности плотины	76
4.14.2 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг.....	77
4.14.3 Расчёт прочности плотины при особом сочетании нагрузок	78
4.14.4 Критерии прочности плотины	80
4.14.5 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг.....	81
5 Организация строительства.....	83
5.1 Первый этап	83
5.1.1 Тип и конструкция перемычек.....	85
5.1.2 Осушение котлована 1-й очереди.....	87
5.1.3 Разработка котлована под водосливную плотину	88
5.1.4 Разработка котлована под станционную плотину	89
5.1.5 Расчет пропуска расчетного строительного расхода через донные отверстия на втором этапе.....	90
5.1.6 Бетонные работы в нижней части водосливной плотины до отметки 70 м.....	91
5.1.7 Бетонные работы в нижней части разделительного устоя до отметки 70 м	92
5.1.8 Бетонирование глухих секций до отметки 70 м.....	93
5.1.9 Бетонные работы в нижней части станционной плотины до отметки 70 м	93
5.1.10 Бетонные работы в подводной части здания ГЭС до отметки 70 м	93
5.1.11 Разработка котлована под правобережную грунтовую плотину	94
5.1.12 Возведение суглинистого ядра и насыпной земляной плотины из песка до отметки 70 м	94
5.2 Второй этап.....	94

5.2.1 Возведение перемычек второй очереди.....	95
5.2.2 Осушение котлована 2-й очереди.....	96
5.2.3 Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 70 м и 80 м	96
5.2.4 Возведение суглинистого ядра и насыпь земляной правобережной плотины из песка до отметки 80 м	97
5.2.5 Разработка котлована под левобережную грунтовую плотину	97
5.2.6 Разработка котлована под судоходный шлюз.....	97
5.3 Третий этап.....	98
5.3.1 Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 80 м и 105,2 м	98
5.3.4 Возведение суглинистого ядра и насыпь земляной правобережной плотины из песка до отметки 105,2.....	99
5.3.4 Возведение суглинистого ядра и насыпной земляной левобережной плотины из песка до отметки 86 м	99
5.3.5 Бетонные работы по возведению судоходного шлюза до отметки 86 м....	99
5.4 Четвертый этап	99
5.4.1 Возведение суглинистого ядра и насыпной земляной левобережной плотины из песка до отметки 105,2 м	100
5.4.2 Бетонные работы по возведению судоходного шлюза до отметки 105,2 м	100
5.6 Определение объема работ.....	100
6 Мероприятия по охране окружающей среды.....	102
6.1 Период строительства.....	103
6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	103
6.3 Период эксплуатации.....	104
6.4 Мероприятия по защите растительного и животного мира.....	104
7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	106
7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	106
7.2 Налоговые расходы	109
7.2.1 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	110
7.3 Оценка инвестиционного проекта.....	110
7.4 Методология, исходные данные	111
7.5 Коммерческая эффективность	111
7.6 Бюджетная эффективность.....	112
7.7 Анализ чувствительности.....	112
8 Системы сейсмического мониторинга Докуновского гидроузла	114
8.1 Обоснование необходимости создания системы.....	114
8.2.1 Контрольно измерительная аппаратура (далее КИА)	119
8.2.2 Система сейсмологического контроля Докуновского ГУ	123
8.3 Сейсмометрический мониторинг Докуновской ГЭС.....	124
8.3.1 Система сейсмометрического контроля Докуновского ГУ.....	124
8.3.2 Контрольно измерительная аппаратура.....	125
8.3.3 Определение места расположения сейсмометрической КИА.....	126

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	127
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	128

Сокращенный паспорт Докуновского гидроузла на реке Волга

Наименование ГЭС Докуновская ГЭС на реке Волга,
Местонахождение ГЭС Ивановская область,
Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

- а) среднемноголетний 1253 м³/с,
- б) всех турбин 2800 м³/с,
- в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%, 7991,8 м³/с,
- г) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 10135,8 м³/с,

Параметры водохранилища:

- а) характер регулирования стока многолетний,
- б) отметки: НПУ 101 м; УМО 83,54 м
- в) объемы водохранилища: полный 14 км³; полезный 6 км³.

Напоры ГЭС:

- а) максимальный 38,7 м,
- б) расчетный 29,2 м,
- в) минимальный 21,9 м.

Энергетические характеристики:

- а) мощность установленная 436 МВт; гарантированная 238 МВт;
- б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 2,85 млрд. кВт.ч.
- в) число часов использования установленной мощности 7200 час.

Плотины:

- а) гравитационная водосливная материал бетон,
- б) левобережная грунтовая материал крупный песок с суглинистым ядром,
- в) станционная приплотинная гравитационная материал бетон,
- г) правобережная грунтовая материал крупный песок с суглинистым ядром,
- д) общая длина 1200 м, максимальная высота 46,5 м.

Водобросные сооружения

- а) тип гашения энергии производится способом водобойного колодца и водобойной стенки,
- б) число пролетов 11 отверстий,
- в) общая длина 212 м,

Здание ГЭС:

- а) тип здания приплотинное число агрегатов 4,
- б) размеры: общая длина 119 м ширина 31 м.

Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ40/587-В-46,
- б) тип генератора СВ-1160/135-60, его мощность 128,7 МВ·А,
- в) частота вращения 100 об/мин,

Технико-экономические показатели:

- а) период окупаемости 6,3 лет,
- б) себестоимость энергии 0,08 коп/кВт·ч,
- в) удельные капитальные вложения 81254 руб/кВт

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

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

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

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

Докуновская ГЭС располагается в Волжском каскаде гидроэлектростанций, имеет бетонный напорный фронт и грунтовые правобережную и левобережную плотины. Так же в состав гидроузла включен судоходный шлюз, для пропуска малых и средних судов, и выполнения функций рыбохода. Судоходный шлюз принят исходя из имеющихся на данном каскаде шлюзов, и является аналогом Горьковского судоходного шлюза.

Проектируемый гидроузел имеет не только энергетический характер, но и транспортный. Благодаря созданию подпора и судоходного шлюза существенно облегчится навигация судов, и значительно разгрузятся транспортные магистрали.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

Река Волга река в Европейской части России. Длина реки 3530 км, площадь водосбора 1360 тыс.км². Бассейн Волги занимает около 1/3 Европейской территории России и простирается от Валдайской и Среднерусской возвышенностей на западе до Урала на востоке. Основная, питающая часть водосборной площади Волги, от истока до городов Нижнего Новгорода и Казани, расположена в лесной зоне, средняя часть бассейна до городов Самары и Саратова в лесостепной зоне, нижняя часть в степной зоне до Волгограда, а южнее в полупустынной зоне. Волгу принято делить на три части: верхняя Волга от истока до устья Оки, средняя Волга от впадения Оки до устья Камы и нижняя Волга от впадения Камы до впадения в Каспийское море.

1.2 Климат

В районе створа проектируемого Докуновского гидроузла климат умеренно-континентальный, для него характерно сравнительно жаркое лето и морозная зима с устойчивым снежным покровом, сильными ветрами и обилием осадков. Среднегодовая температура воздуха в районе проектируемого гидроузла составляет 3,6⁰ С, абсолютный минимум -46⁰ С, абсолютный максимум +38⁰ С. Устойчивый снежный покров устанавливается во второй декаде ноября. В среднем за зиму бывает 21 день с метелью. Зима заканчивается в первой половине апреля, с устойчивым переходом температуры через ноль градусов. Продолжительность зимы в среднем 136 дней.

1.3 Гидрологические данные

Среднемесячные расходы воды имеются за 40 лет и колеблются от 1452 м³/с (1963-1964гг.) до 812 м³/с (1999-2000гг.) Среднегодовой расход воды в створе ГЭС равен 1066 м³/с.

1.4 Энергоэкономическая характеристика района

В энергосистеме Средней Волги работают 74 электростанции. Более 90% от общего количества электрических станций, работающих на территории объединения, составляют тепловые электростанции, при этом 26% установленной мощности приходится на долю ГЭС Волжско-Камского каскада (что также составляет 15% суммарной установленной мощности гидроэлектростанций ЕЭС России).

Общая численность населения экономического района составляет 17 млн. чел.. Средняя плотность населения в районе - 31 чел./км².

Район располагает развитой промышленностью. Важнейшими отраслями промышленной специализации в Поволжье являются добывающая промышленность, электроэнергетика, металлургия алюминия, машиностроение, химическая и пищевая промышленность.

Добывающая промышленность Поволжья выделяется развитием нефтяной (Татарстан и Самарская область), газовой (Саратовская и Астраханская области) и горно-химической промышленности (Астраханская и Самарская области).

Электроэнергетика — одна из важнейших отраслей хозяйства региона, причём Поволжье выделяется развитием всех видов энергетики и особенно гидроэнергетики. Крупнейшими ГЭС в районе являются Волгоградская и Волжская, ТЭС — Заинская, работают две АЭС — Балаковская и Димитровградская.

Чёрная металлургия Поволжья представлена лишь передельной металлургией (Волгоград) и производством труб (Волжский).

Важное значение имеет металлургия алюминия (Волгоград).

Машиностроение — главная отрасль промышленной специализации района, где выделяется автомобилестроение. Около 80% легковых автомобилей, 99% троллейбусов, значительная часть грузовых автомобилей и вездеходов России производятся в Тольятти, Ульяновске, Набережных Челнах, Елабуге, Энгельсе. Также преобладают судостроение (Астрахань, Волгоград, Зеленодольск), самолётостроение (Самара, Казань, Ульяновск, Саратов), часовая промышленность (Пенза), станкостроение (Самара, Саратов), тракторостроение (Волгоград), сельскохозяйственное машиностроение (Сызрань, Когельниково, Фролово).

Химическая промышленность выделяется производством полимеров (Самара, Тольятти, Саратов, Балаково, Волгоград, Волжский, Казань, Нижнекамск), переработкой нефти (Самара, Саратов, Волгоград, Новокуйбышевск) и газа (Саратов), а также производством минеральных удобрений (Тольятти и Балаково).

Оборонная промышленность выделяется развитием авиационной, ракетно-космической и радиоэлектронной техники (Казань, Ульяновск, Самара, Саратов), производством бронетехники (Волгоград) и ядерного оружия (Заречный).

2 Водно-энергетические расчеты

Исходные данные

Докуновская ГЭС на реке Волга.

1. Данные по энергосистеме:

Энергосистема: Средняя Волга;

Годовой максимум нагрузки: 25940 МВт.;

Число часов использования установленной мощности: 7200 ч.;

Установленная мощность существующих ГЭС: 6700 МВт.;

Гарантированная мощность существующих ГЭС: по зиме 5805 МВт., по лету 4930 МВт.;

Резервы: нагрузочный резерв системы 1%, аварийный резерв системы 9%.;

Координаты кривых площадей и объемов Докуновского водохранилища приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1-Кривые связи площадей и объемов Докуновского водохранилища

Дано			Аппроксимация	
Zвб, м	V, км ³	F, км ²	f(Z)=V, км ³	f(V)=Z, км ²
60	0	0	0,004	63,3
79,39	6	72	5,954	80,1
82,4	7	84	6,928	82,8
85,97	8	96	8,116	85,4
90,24	9,5	114	9,606	89,2
95,28	11,5	138	11,487	94,2
101,16	14	168	13,882	100,1
107,88	17	204	16,905	106,9
115,3	20,5	246	20,598	114,3
123,42	25	300	25,095	123,0
131,82	30,5	366	30,485	132,5
140,15	37,5	450	37,332	142,6
147,64	46	552	46,140	152,0
153,87	57	684	56,977	159,4
159,26	70,5	846	70,491	161,2

Кривая зависимости объёма водохранилища от уровня воды приведена на рисунке 2.1

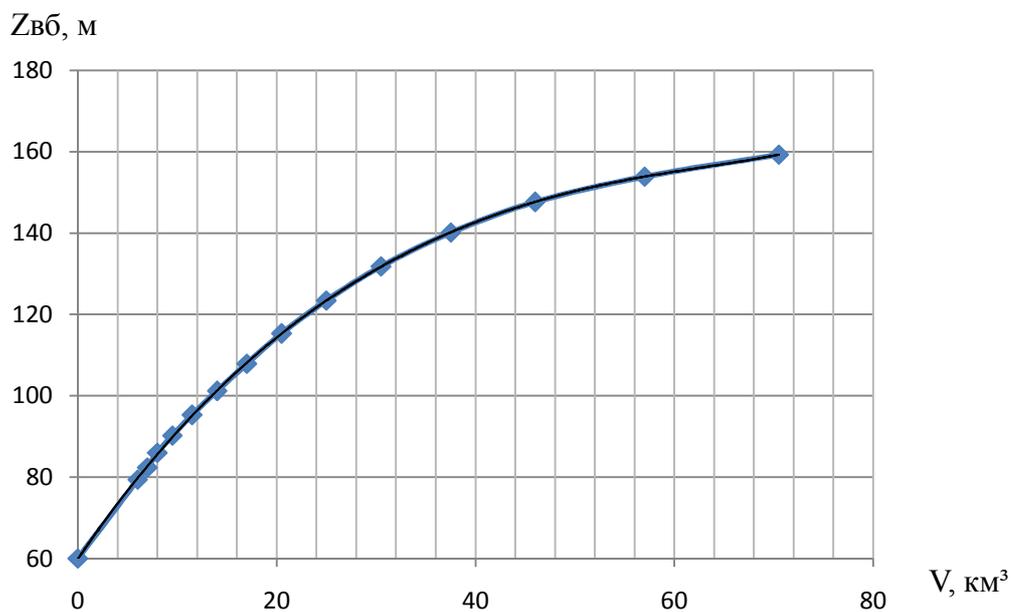


Рисунок 2.1 - График зависимости $Z_{ВБ} = f(V)$

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГУ приведен в таблице 2.2

Таблица 2.2-Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

Дано			Аппроксимация	
Zнб, м	Q лето, м³/с	Q зима, м³/с	f(Q)=Z лето, м³/с	f(Q)=Z зима, м³/с
60.0	0	0	60,2	60,2
62.3	1800	1170	62,2	62,2
64.1	3600	2340	63,9	63,9
65.4	5400	3510	65,3	65,3
66.5	7200	4680	66,5	66,5
67.3	9000	5850	67,4	67,4
67.9	10800	7020	68,0	68,0
68.3	12600	8190	68,4	68,4
68.6	14400	9360	68,4	68,5

Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла изображена на рисунке 2.2

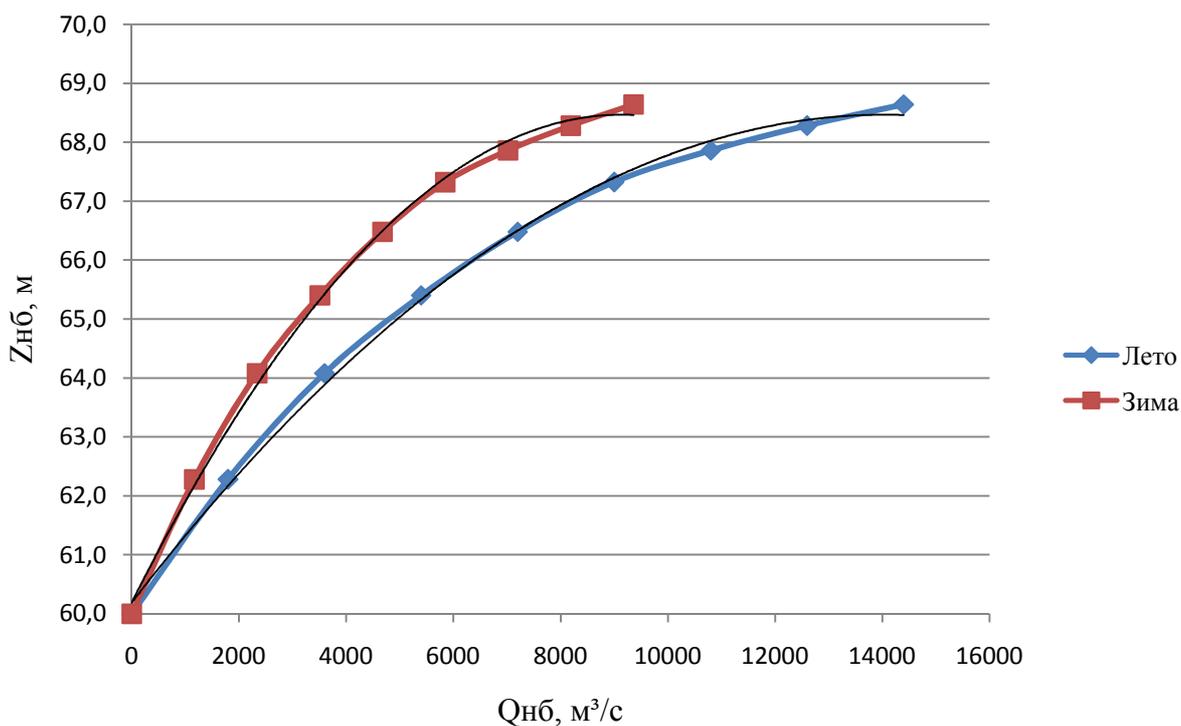


Рисунок 2.2 - График зависимости $Z_{НБ} = f(Q)$

2. Коэффициент мощности $k_N=8,8$;
 3. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h=0,4$ м.;
 4. НПУ Докуновской ГЭС 101,0 м.;
 5. Отметка дна Докуновской ГЭС 60,0 м.;
- Расчетный гидрологический ряд р. Волга с 1960-2000г в $\text{м}^3/\text{с}$, приведен в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Гидрологический ряд реки Волга

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1960	357	347	536	4213	1234	852	572	863	647	621	1167	911
1961	157	320	346	5021	1085	1089	708	404	282	267	216	188
1962	548	437	521	2579	1651	672	703	421	613	2062	2695	693
1963	484	401	610	5285	1160	715	760	1189	1564	2628	881	1310
1964	219	292	258	3321	7862	2702	882	499	380	361	406	246
1965	428	575	507	2272	4100	656	604	953	880	1220	631	702
1966	613	623	490	4923	2720	1422	836	554	775	1517	1166	615
1967	334	480	558	4364	4314	979	537	514	542	955	896	492
1968	234	269	269	5168	2019	788	618	355	374	478	450	309
1969	659	603	697	2900	1446	523	367	335	636	538	759	1196
1970	329	439	546	3536	3241	837	667	820	928	600	471	345
1971	260	357	276	5505	2247	965	1659	760	976	955	983	550

Окончание таблицы 2.3

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1972	408	369	529	2222	2704	1064	639	689	257	447	443	643
1973	238	321	370	7861	3816	711	352	387	491	738	383	284
1974	292	348	556	3839	1602	525	228	174	316	521	904	440
1975	231	273	257	4302	2354	526	327	267	186	432	501	273
1976	367	386	343	2428	2457	931	317	219	233	485	1350	1079
1977	286	413	382	5566	1719	466	260	152	184	334	349	280
1978	581	558	935	1929	3019	820	437	325	217	239	577	502
1979	231	327	441	3058	3036	1915	1011	715	336	249	233	363
1980	452	432	599	4238	2000	1167	434	391	332	556	1297	719
1981	331	402	434	4132	2299	961	621	741	785	1195	1643	775
1982	260	343	289	3244	3730	422	362	340	256	422	457	428
1983	546	583	641	2097	2586	536	1498	1115	1104	636	1001	723
1984	754	592	795	3420	3081	713	341	221	663	1211	1553	799
1985	1107	777	1304	4314	2011	615	582	397	429	457	1050	1028
1986	1194	693	622	3575	790	770	1285	251	413	782	761	1276
1987	401	412	288	3315	1302	653	524	437	874	1497	1043	889
1988	441	506	940	3380	2885	1098	665	454	332	325	875	317
1989	395	479	449	4649	2048	673	847	525	572	843	806	630
1990	595	297	566	1316	2826	1602	994	1196	993	1024	546	463
1991	485	836	1878	3823	2096	753	716	618	505	519	449	396
1992	620	1366	3636	3404	1640	783	786	696	600	781	1149	637
1993	816	761	665	2886	1139	720	602	596	1463	2452	2270	1457
1994	646	659	746	3718	2581	1757	1310	996	659	783	781	774
1995	330	397	462	3101	2180	574	447	481	852	997	609	366
1996	447	594	1298	4710	2817	1283	596	378	403	565	636	457
1997	270	331	271	4316	2603	729	337	261	211	254	413	361
1998	423	502	631	2245	2503	916	335	219	176	697	1036	518
1999	485	566	640	2316	2924	720	1506	1346	876	1068	1176	498
2000	355	446	419	5341	1304	472	202	228	143	236	270	324

2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать,

что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%; \quad (2.1)$$

$$p(m) = \frac{1}{40+1} \cdot 100\% = 0.024 \cdot 100\% = 2,4\%.$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке;
 $n=40$ – общее число членов ряда.

Данные для построения кривых обеспеченности представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4-Данные для построения кривых обеспеченности

Год	ср.год.	P %	Годы	Сред.меж	P%	Год	Сред.пав	P%
1964	1452	2,4	1993	1231	2	1964	4628	2
1963	1416	4,8	1992	1141	5	1973	4129	5
1966	1355	7,1	1963	1092	7	1967	3219	7
1992	1342	9,5	1962	966	10	1966	3022	10
1973	1329	11,9	1999	907	12	1996	2937	12
1993	1319	14,3	1983	872	14	1971	2905	14
1971	1291	16,7	1994	817	17	1994	2685	17
1994	1284	19,0	1986	809	19	1979	2669	19
1967	1247	21,4	1966	799	21	1968	2658	21
1981	1193	23,8	1985	792	24	1977	2583	24
1996	1182	26,2	1984	770	26	1997	2550	26
1984	1179	28,6	1981	770	29	1970	2538	29
1999	1177	31,0	1971	753	31	1980	2468	31
1985	1173	33,3	1990	742	33	1982	2466	33
1962	1133	35,7	1965	722	36	1981	2464	36
1965	1127	38,1	1991	711	38	1989	2457	38
1991	1090	40,5	1987	707	40	1988	2454	40
1983	1089	42,9	1960	669	43	1984	2405	43
1989	1076	45,2	1969	643	45	1961	2399	45

Окончание таблицы 2.4

Год	ср.год.	P %	Годы	Сред.меж	P%	Год	Сред.пав	P%
1970	1063	47,6	1989	616	48	1975	2394	48
1980	1051	50,0	1996	597	50	1963	2387	50
1990	1035	52,4	1967	590	52	2000	2372	52
1986	1034	54,8	1980	579	55	1965	2343	55
1960	1027	57,1	1970	572	57	1985	2313	57
1988	1018	59,5	1995	549	60	1991	2224	60
1979	993	61,9	1988	539	62	1960	2100	62
1987	970	64,3	1976	531	64	1972	1996	64
1968	944	66,7	1998	504	67	1974	1989	67
1995	900	69,0	1972	492	69	1999	1987	69
1969	888	71,4	1978	486	71	1995	1952	71
1976	883	73,8	1979	434	74	1992	1943	74
1982	879	76,2	1974	420	76	1976	1939	76
1972	868	78,6	1973	396	79	1978	1923	79
1977	866	81,0	1964	394	81	1990	1915	81
1997	863	83,3	1968	373	83	1998	1888	83
1998	850	85,7	1982	351	86	1987	1757	86
1978	845	88,1	1961	321	88	1983	1739	88
1961	840	90,5	1975	305	90	1986	1711	90
1975	827	92,9	1997	301	93	1962	1634	93
1974	812	95,2	1977	293	95	1969	1623	95
2000	812	97,6	2000	291	98	1993	1582	98

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

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности: 1978 и 1961 гг. 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.

$$\begin{aligned}
 & K_M = \frac{Q_{M1961}}{Q_{M1978}} = \frac{321}{486} = 0.660 \\
 & K_{II} = \frac{Q_{II1983}}{Q_{II1978}} = \frac{1739}{1923} = 0.904
 \end{aligned}
 \tag{2.2}$$

$$K_M = \frac{Q_{п1975}}{Q_{м1961}} = \frac{305}{321} = 0.951$$

$$K_{п} = \frac{Q_{п1986}}{Q_{п1961}} = \frac{1711}{2399} = 0.713$$
(2.3)

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1961 г., см. таблицу 2.5.

Для заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности присутствует конкретный год-1980.

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1980 г., см. таблицу 2.6.

Таблица 2.5-Расчётный маловодный год

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1961	157	320	346	5021	1085	1089	708	404	282	267	216	188
Qi 90%	0,95	0,95	0,95	0,71	0,71	0,71	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Qi пр.90%	149	304	329	3582	774	777	673	384	268	254	206	179
Qi пр.90% коррект	149	304	329	2882	774	877	773	584	568	254	206	179

Таблица 2.6-Расчётный средневодный год

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1980	452	432	599	4238	2000	1167	434	391	332	556	1297	719
Qi 90%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,000	1,00	1,0	1,00	1,00
Qi пр.90%	452	432	599	4238	2000	1167	434	391	332	556	1297	719
Qi пр.90% коррект.	452	432	1079	3172	1253	1267	1134	924	932	756	697	519

По данным таблиц 2.5 и 2.6 строим гидрографы маловодного и средневодного года приведенные на рисунке 2.3

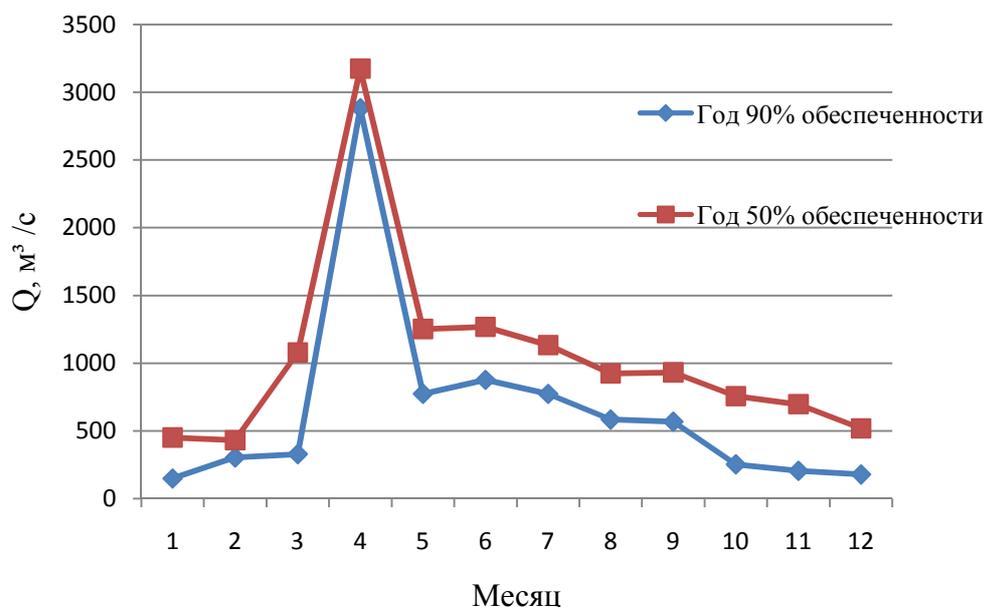


Рисунок 2.3—Гидрографы маловодного и средневодного года

2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного района расположения энергосистемы «Средняя Волга», воспользуемся данными с сайта системного оператора для летнего (25.07.2017) и зимнего (25.12.2017) среднестатистического дня.

Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем мощность в убывающем порядке, делим на зоны, определяем временные интервалы этих зон и определяем выработку электроэнергии в данной зоне (таблица 2.7 и таблица 2.8).

Таблица 2.7-Координаты кривой нагрузки энергосистемы для зимнего периода

Рз	Pt	Δt	ΔP	$\Delta \mathcal{E}$	К-ты P	К-ты Э
	0	0	0	0	0	0
15630	18538	1	292	0,292	292	0,292
15816	18246	2	112	0,224	404	0,516
15817	18134	3	25	0,075	429	0,591
15631	18109	4	55	0,22	484	0,811
15653	18054	5	59	0,295	543	1,106
16400	17995	6	0	0	543	1,106
17407	17995	7	114	0,798	657	1,904
17701	17881	8	180	1,44	837	3,344
17881	17701	9	157	1,413	994	4,757
18246	17544	10	73	0,73	1067	5,487
18134	17471	11	64	0,704	1131	6,191
18054	17407	12	111	1,332	1242	7,523
18538	17296	13	260	3,38	1502	10,903
17995	17036	14	501	7,014	2003	17,917
17544	16535	15	135	2,025	2138	19,942

Окончание таблицы 2.7

Рз	Pt	Δt	ΔP	$\Delta \mathcal{E}$	К-ты P	К-ты Э
17296	16400	16	155	2,48	2293	22,422
17036	16245	17	171	2,907	2464	25,329
17995	16074	18	257	4,626	2721	29,955
18109	15817	19	1	0,019	2722	29,974
17471	15816	20	163	3,26	2885	33,234
16535	15653	21	22	0,462	2907	33,696
16245	15631	22	1	0,022	2908	33,718
16074	15630	23	562	12,926	3470	46,644
15068	15068	24	15068	361,632	18538	408,276

Таблица 2.8-Координаты кривой нагрузки энергосистемы для летнего периода

Рл	Pt	Δt	ΔP	$\Delta \mathcal{E}$	К-ты P	К-ты Э
0	0	0	0	0	0	0
9294	12350	1	130	0,13	130	0,13
9121	12220	2	299	0,598	429	0,728
8912	11921	3	29	0,087	458	0,815
8292	11892	4	316	1,264	774	2,079
8280	11576	5	1	0,005	775	2,084
8304	11575	6	52	0,312	827	2,396
9160	11523	7	282	1,974	1109	4,37
10689	11241	8	444	3,552	1553	7,922
11523	10797	9	108	0,972	1661	8,894
11576	10689	10	170	1,7	1831	10,594
11892	10519	11	18	0,198	1849	10,792
12350	10501	12	248	2,976	2097	13,768
11921	10253	13	15	0,195	2112	13,963
12220	10238	14	326	4,564	2438	18,527
11575	9912	15	233	3,495	2671	22,022
11241	9679	16	385	6,16	3056	28,182
10253	9294	17	134	2,278	3190	30,46
10519	9160	18	39	0,702	3229	31,162
10797	9121	19	209	3,971	3438	35,133
9912	8912	20	278	5,56	3716	40,693
10501	8634	21	330	6,93	4046	47,623
10238	8304	22	12	0,264	4058	47,887
9679	8292	23	12	0,276	4070	48,163
8634	8280	24	8280	198,72	12350	246,883

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ), \quad (2.4)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b , – коэффициенты, которые определяются по формулам:

$$a = \frac{P_3 + P_{12}}{2}, \quad (2.5)$$

$$b = \frac{P_3 - P_{12}}{2}. \quad (2.6)$$

Расчёт графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки «Средняя Волга» представлен в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Номер месяца, t	Максимальная нагрузка энергосистемы P_t^{max} , МВт	Среднемесячные нагрузки энергосистемы P_t , МВт
1	18430	16949
2	17614	16074
3	16199	14557
4	14564	12806
5	13148	11288
6	12329	10411
7	12326	10408
8	13141	11281
9	14555	12796
10	16189	14547
11	17607	16066
12	18428	16946

График Баланса энергий представлен на рисунке 2.4.

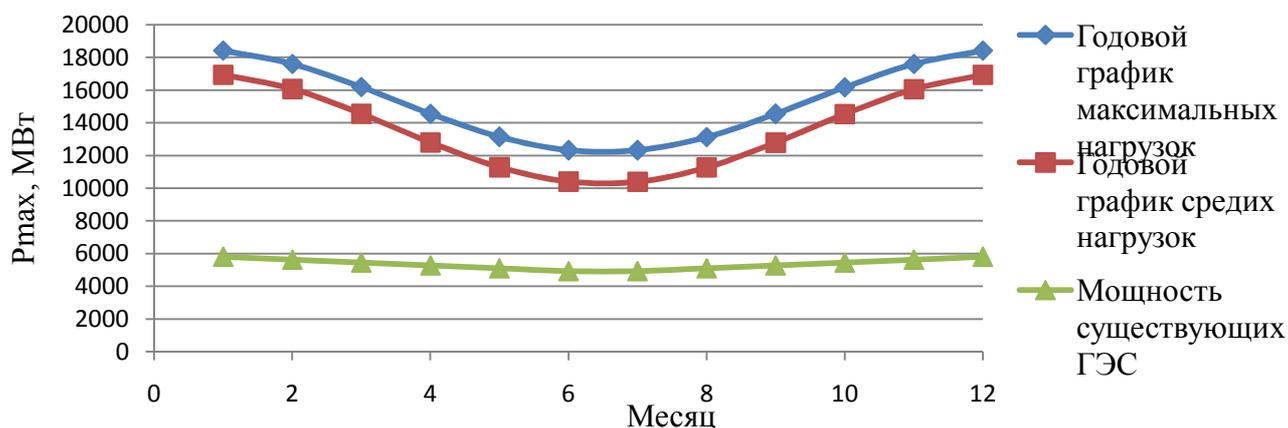


Рисунок 2.4–График нагрузок энергосистемы

2.5 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Для выбранного расчетного маловодного года (1965) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формулам:

$$H_{ГЭС}^{ПОДВ} = 101 - 60.5 - 1 = 40,5 \text{ м.}$$

$$N_{ГЭС} = 8.8 \cdot 120 \cdot 40,5 = 43 \text{ МВт.}$$

Режим работы проектируемой ГЭС представлен в таблице 2.10

Таблица 2.10- Режим работы проектируемой ГЭС без регулирования

tm	Q м.с.90 % бытов	Q Потерь				ΣQ потеря	Qполез н	Zвб	Zнб(Q)	Н. м.	N быт
		Q исп	Q фильт	Q лед	потреб ление из вдхр						
1	149	0	10	19	0	29	120	101	60.5	40.5	43
2	304	0	10	16	0	26	278	101	60.7	40.3	99
3	329	0	10	12	0	22	307	101	60.6	40.4	109
4	2882	0	10	13	0	23	2859	101	63.2	37.8	950
5	774	7	10	-86	0	-69	843	101	61.1	39.9	296
6	877	8	10	0	0	18	859	101	61.2	39.8	301
7	773	9	10	0	0	19	754	101	61.1	39.9	265
8	584	10	10	0	0	20	564	101	60.9	40.1	199
9	568	0	10	0	0	10	558	101	61.2	39.8	196
10	254	0	10	0	0	10	244	101	60.6	40.4	87
11	206	0	10	0	0	10	196	101	60.6	40.4	70
12	179	0	10	26	0	36	143	101	60.5	40.5	51

Окончание таблицы 2.10

tm	Q м.с.ВХ К	Qполе зн	Zвб	Zнб(Q)	Н. м.	N ВХК	tm	N быт	N ВХК	Nбыт- Nвхк
1	400	400	101	60,7	40,3	142	1	43	142	-99
2	700	700	101	61,0	40,0	160	2	99	246	-148
3	800	800	101	61,1	39,9	160	3	109	281	-172
4	900	900	101	61,2	39,8	417	4	950	315	635
5	700	700	101	61,0	40,0	177	5	296	246	50
6	600	600	101	60,9	40,1	177	6	301	212	89
7	400	400	101	60,7	40,3	177	7	265	142	123
8	400	400	101	60,7	40,3	142	8	199	142	57
9	400	400	101	60,7	40,3	124	9	196	142	54
10	300	300	101	60,5	40,5	142	10	87	107	-20
11	300	300	101	60,5	40,5	142	11	70	107	-37
12	300	300	101	60,5	40,5	142	12	51	107	-56

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет зарегулирования водохранилища. Поэтому в период половодья проектируемого гидроузла ГЭС работает с мощностями, соответствующими требованиям ВХК. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период. На рисунке 2.5 изображен режим работы проектируемой ГЭС без регулирования в графике среднемесячных нагрузок энергосистемы.

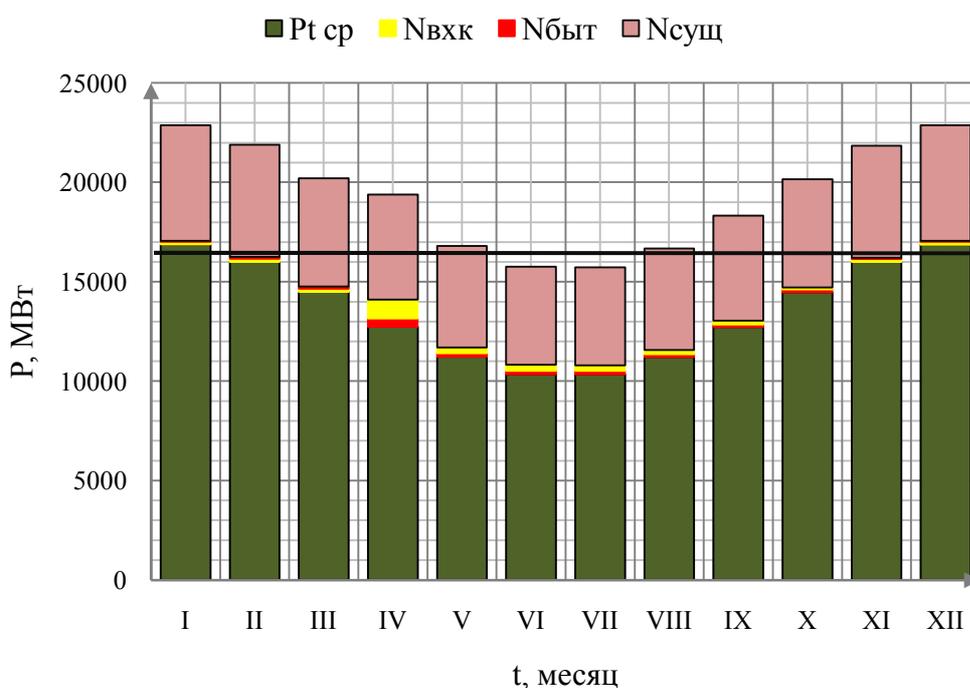


Рисунок 2.5 -Режим работы проектируемой ГЭС без регулирования

2.6 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС по маловодному году

Расчет регулирования стока проводим исходя из следующих требований:

1. Равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода.
2. Диапазон колебаний напоров ГЭС не должен превышать 30-40% H_{\max} (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).
3. Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $V_{\text{НПУ}} = 101$ м.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.11.

Результатом расчета является получение отметки УМО – минимальной отметки, до которой срабатывается водохранилище $V_{\text{УМО}}=83,54$ м.

Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году представлен в таблице 2.11.

Таблица 2.11- Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году

t	Qполез	Qф	Qвхк	Qв-ща	Qгэс	Qхсбр	Qнб
X	244	10	300	50	294	0	304
XI	196	10	300	200	396	0	406
XII	143	10	300	612	755	0	765
I	120	10	400	765	885	0	895
II	278	10	700	412	690	0	700
III	307	10	800	483	790	0	800
IV	2859	10	900	-1900	959	0	969
V	843	10	700	-153	690	0	700
VI	859	10	600	-269	590	0	600
VII	754	10	400	-130	624	0	634
VIII	564	10	400	-40	524	0	534
IX	558	10	400	-52	506	0	516

Окончание таблицы 2.11

Месяц	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{вб}}_{\text{нач}}$	$Z_{\text{вб}}_{\text{кон}}$	$\Sigma \text{вб}$	$Z_{\text{нб}}$	H	Nt	Ngap
X	13,81	0,13	13,68	101	100,55	100,78	60,54	39,83	103	
XI	13,68	0,52	13,17	100,55	99,30	99,92	60,66	38,86	135	
XII	13,17	1,59	11,58	99,30	95,32	97,31	61,07	35,84	238	238
I	11,58	1,98	9,60	95,32	90,08	92,70	61,73	30,57	238	238
II	9,60	1,07	8,53	90,08	87,12	88,60	61,41	26,79	163	
III	8,53	1,25	7,28	87,12	83,54	85,33	61,58	23,35	162	
IV	7,28	-4,92	12,20	83,54	96,90	90,22	61,85	27,97	236	
V	12,20	-0,40	12,60	96,90	97,90	97,40	61,41	35,59	216	
VI	12,60	-0,70	13,30	97,90	99,61	98,75	61,24	37,11	193	
VII	13,30	-0,34	13,63	99,61	100,43	100,02	60,92	38,70	213	
VIII	13,63	-0,10	13,74	100,43	100,68	100,55	60,81	39,35	181	
IX	13,74	-0,13	13,87	100,68	101,00	100,84	60,79	39,65	177	

2.7 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

Режим работы проектируемой ГЭС в среднем по водности году представлен в таблице 2.12.

Среднемноголетняя выработка составляет 2,085 млрд. кВт*Ч.

Таблица 2.12- Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году

по мощностям	Расходы						
	Месяц	Qполез	Qф	Qвжк	Qв-ща	Qгэс	Qхсбр
X	746	10	300	-63	683	50	743
XI	687	10	300	3	690	100	800
XII	483	10	300	227	710	0	720
I	423	10	400	330	753	0	763
II	406	10	700	510	916	650	1576
III	1057	10	800	135	1192	580	1782
IV	3149	10	900	-2180	969	200	1179
V	1322	10	700	-567	755	300	1065
VI	1249	10	600	-518	731	400	1141
VII	1115	10	400	-413	702	300	1012
VIII	904	10	400	-210	694	200	904
IX	922	10	400	-233	689	177	876

Окончание таблицы 2.12

по мощностям	Объёмы			Отметки				Напор	Мощность 50%	Э мес
	Месяц	Vнач	ΔV	Vкон	Zвб _{нач}	Zвб _{кон}	Σ вб			
X	13,81	-0,03	13,85	101	100,94	100,97	61,04	39,53	238	177
XI	13,85	0,27	13,58	100,94	100,30	100,62	61,11	39,12	238	171
XII	13,58	0,59	12,99	100,30	98,87	99,59	61,02	38,17	238	177
I	12,99	0,86	12,14	98,87	96,74	97,81	61,51	35,89	238	177
II	12,14	3,01	9,13	96,74	88,80	92,77	62,80	29,57	238	160
III	9,13	1,85	7,28	88,80	83,54	86,17	63,11	22,66	238	177
IV	7,28	-5,13	12,41	83,54	97,42	90,48	62,19	27,89	238	171
V	12,41	-0,69	13,10	97,42	99,14	98,28	62,01	35,87	238	177
VI	13,10	-0,31	13,41	99,14	99,88	99,51	62,13	36,98	238	171
VII	13,41	-0,29	13,70	99,88	100,59	100,24	61,34	38,50	238	177
VIII	13,70	-0,03	13,73	100,59	100,65	100,62	61,22	39,00	238	177
IX	13,73	-0,15	13,87	100,65	101,00	100,83	61,19	39,24	238	171

Графики сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году представлены на рисунке 2.6.

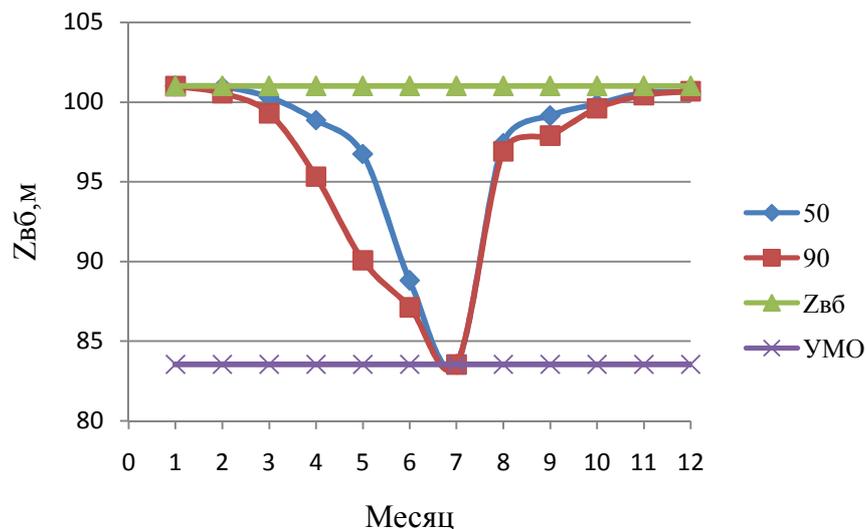


Рисунок 2.6 -График сработки и наполнения водохранилища в средневодном году.

2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций: и проектируемой Докуновской ГЭС. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

Для наглядности график нагрузки и ИКН зимних и летних суток представлен на рисунках 2.7 и 2.8.

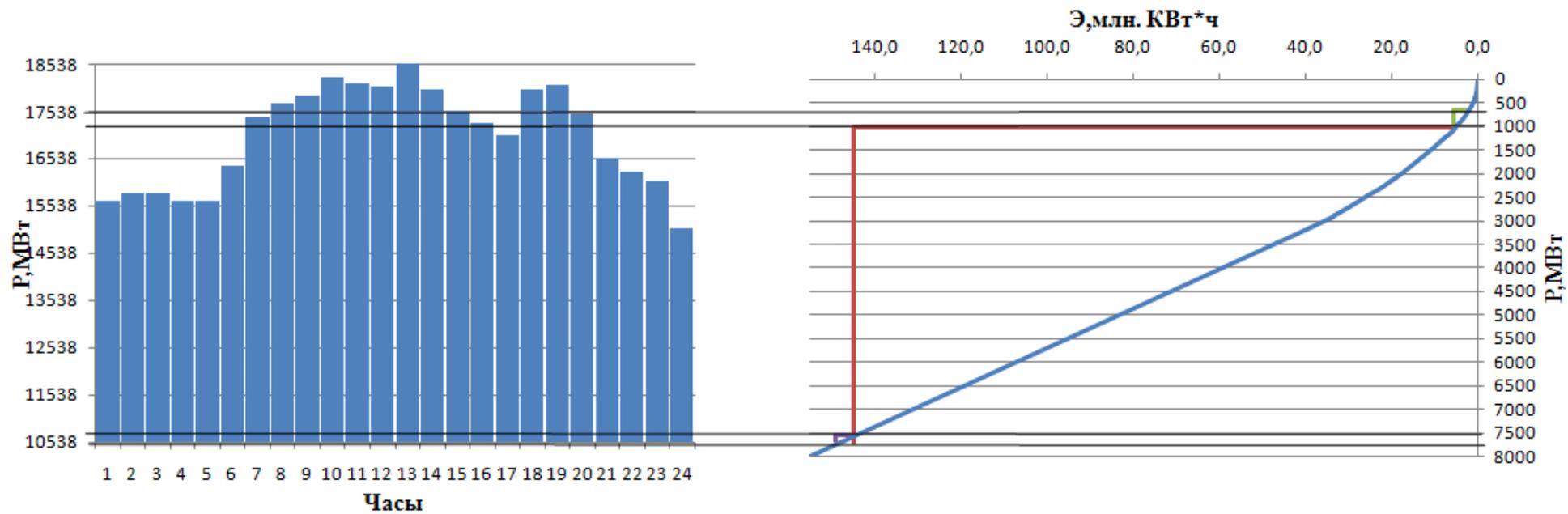


Рисунок 2.7 - График нагрузки и ИКН зимних суток

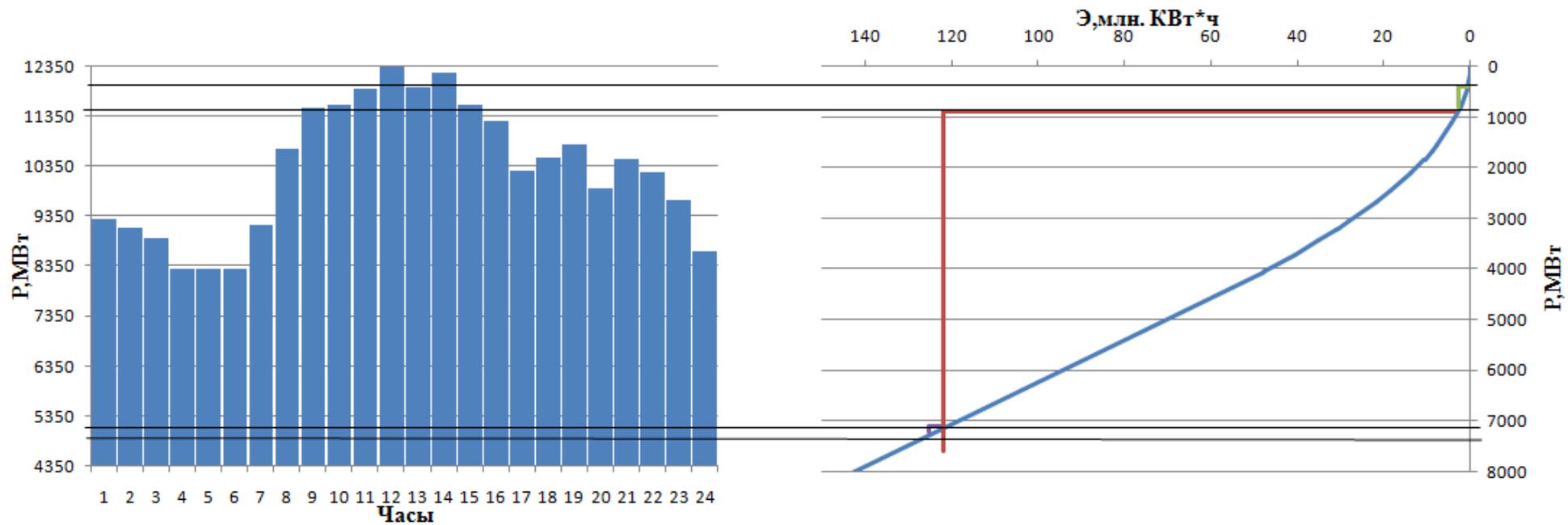


Рисунок 2.8 - График нагрузки и ИКН летних суток

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1% P_t^{max} , аварийный резерв составляет 9% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{выт.раб.}^{ГЭС} \quad (2.7)$$

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 316,7 + 119,3 = 436 \text{ МВт.}$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 15 дней, а частота их проведения – 1 раз в 4 года. Баланс мощности энергосистемы в маловодном году представим в таблице 2.13 и на рисунке 2.9.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{сущ.ГЭС}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес.} \quad (2.8)$$

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot 5805}{4} \cdot \frac{1}{2} = 724 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}$$

Таблица 2.13-Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС				Проектируемая ГЭС				ТЭС			
	Рmax	Рав.р	Рнр	Нраб	Нав.р	Ннр	Нрем	Нраб	Нав.р	Ннр	Нрем	Нраб	Нав.р	Ннр	Нрем
1	18430	1659	184	5805	522	58	0	238	0	7	0	12387	1136	119	0
2	17614	1585	176	5630	507	56	0	163	0	5	0	11821	1079	115	0
3	16199	1458	162	5455	491	55	798	162	0	5	0	10581	967	103	0
4	14564	1311	146	5280	475	53	0	236	0	6	31	9048	836	87	220
5	13148	1183	131	5105	459	51	0	216	0	5	0	7827	724	75	1760
6	12329	1110	123	4930	444	49	0	193	0	5	0	7206	666	69	2666
7	12326	1109	123	4930	444	49	0	213	0	5	0	7184	666	69	2666
8	13141	1183	131	5105	459	51	0	181	0	5	0	7854	723	76	1760
9	14555	1310	146	5280	475	53	0	177	0	5	0	9098	835	88	220
10	16189	1457	162	5455	491	55	798	103	0	3	0	10631	966	104	0
11	17607	1585	176	5630	507	56	0	135	0	4	31	11841	1078	116	0
12	18428	1659	184	5805	522	58	0	238	0	7	0	12385	1136	119	0

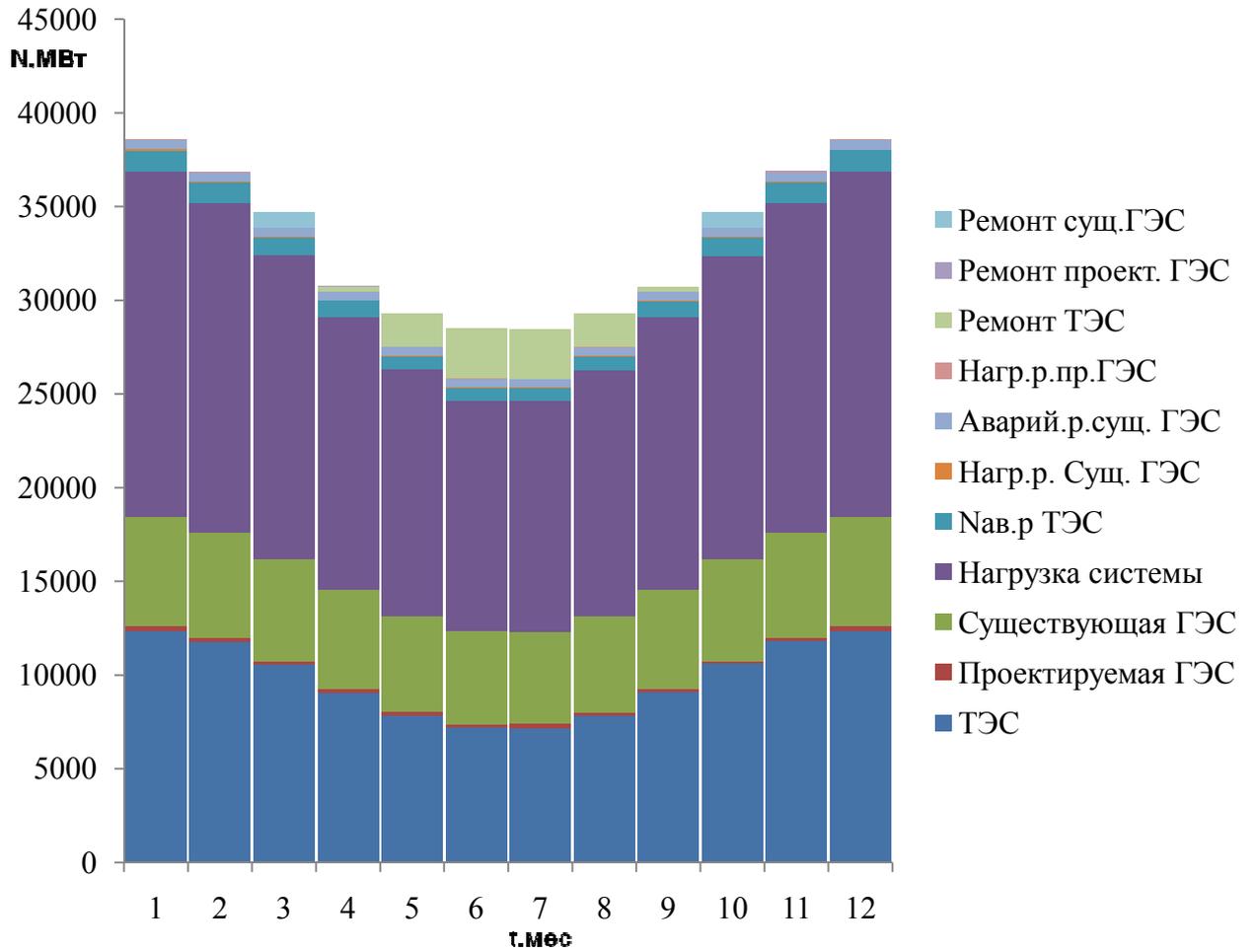


Рисунок 2.9 - Баланс мощности в маловодном году

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции. Эти характеристики строятся в осях $z_{ВБ}$ и $Q_{ГЭС}$. Рабочее поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС.

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по уравнению (3.1):

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

Линия расчётного напора считается по формуле (1.1), где $\nabla ВБ$ будет являться средняя $\nabla ВБ$ января графика сработки – наполнения водохранилища маловодного года.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса $Q_{min} = 350 \text{ (м}^3/\text{с)}$.

Линия ограничения по расчетной установленной мощности строится по формуле (1.2):

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

где $N_{уст}$ – установленная мощность ГЭС;

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора (рисунок 3.1);

$H_{ГЭС}$ – (напоры выбираются произвольно, от точки пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с расчетным напором до напора в точке пересечения линии ограничения по пропускной способности с линией напора при УМО);

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора (рисунок 3.1).

Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты расчёта режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для зимних условий		Напорные характеристики			Ограничение по расчетной установленной мощности ГЭС		Ограничение по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$, м ³ /с	$Z_{НБ}^{Зима}$, м	$H^{НПУ}$, м	$H^{УМО}$, м	$H^{ЗВБ1}$, м	Q , м ³ /с	H , м	Q , м ³ /с	H , м
0	90,1	20,7	12,9	17,6	200	204,6	200	0,1
200	90,3	20,5	12,7	17,3	400	102,3	400	0,3
400	90,5	20,3	12,4	17,1	600	68,2	600	0,8
600	90,7	20,1	12,2	16,9	800	51,1	800	1,4
800	90,9	19,9	12,0	16,7	1000	40,9	1000	2,1
1000	91,1	19,7	11,8	16,5	1200	34,1	1200	3,1
1200	91,3	19,5	11,7	16,4	1400	29,2	1400	4,2
1400	91,5	19,3	11,5	16,2	1600	25,6	1600	5,4
1600	91,6	19,2	11,3	16,0	1800	22,7	1800	6,9
1800	91,8	19,0	11,2	15,9	2000	20,5	2000	8,5
2000	91,9	18,9	11,0	15,7	2200	18,6	2200	10,3
2200	92,1	18,7	10,9	15,6	2400	17,0	2400	12,2
2400	92,2	18,6	10,8	15,4	2600	15,7	2600	14,4
2600	92,3	18,5	10,6	15,3	2800	14,6	2800	16,7
2800	92,4	18,3	10,5	15,2	3000	13,6	3000	19,1
3000	92,5	18,2	10,4	15,1	3200	12,8	3200	21,8

По данным таблицы 3.1 строится режимное поле проектируемой станции (рисунок 3.1).

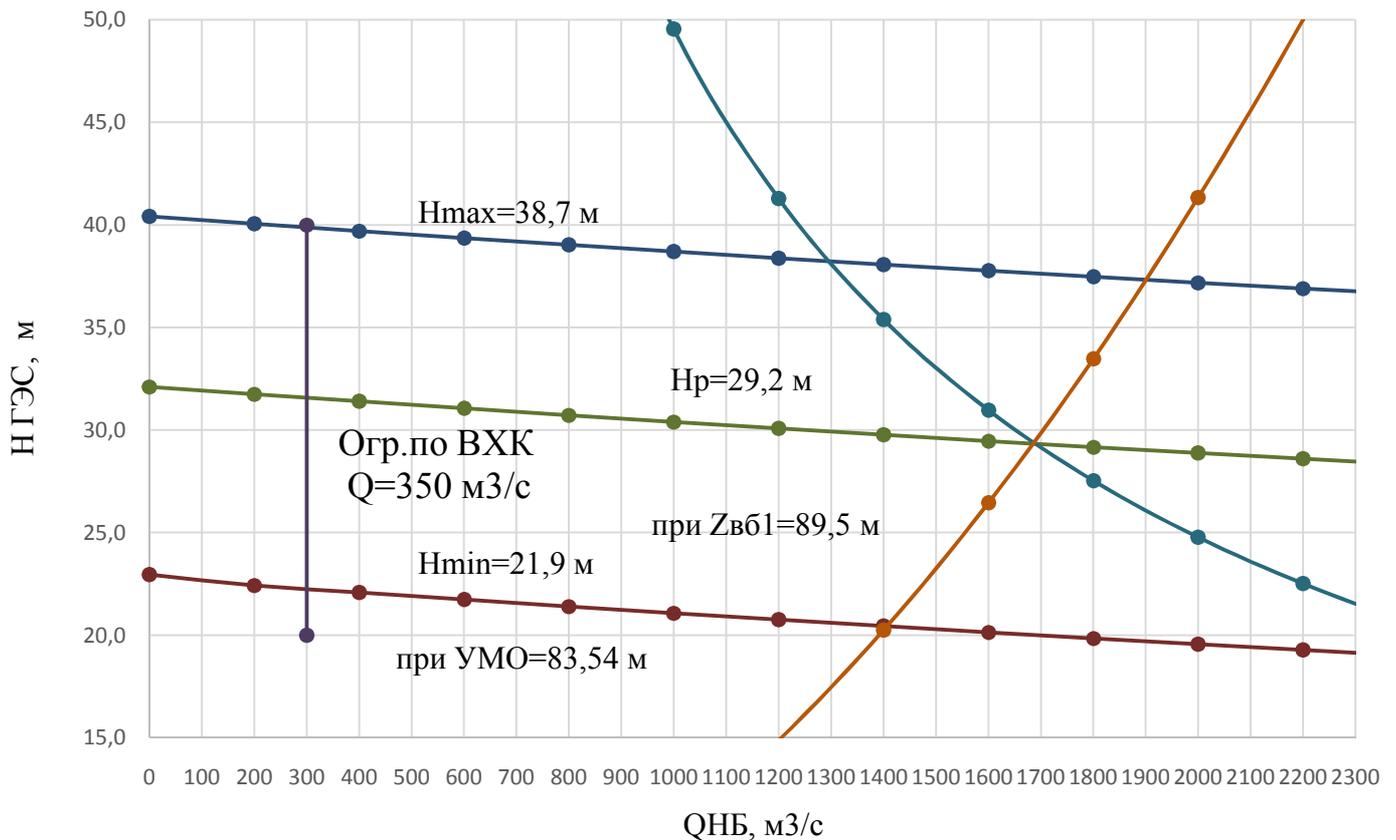


Рисунок 3.1 - Режимное поле проектируемой станции

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 38,7$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{вхк} = 350$ м³/с;

- расчётный напор $H_{расч} = 29,2$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 21,9$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

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 $\frac{H_{min}}{H_{max}}$ должно быть не меньше справочных данных.
3. Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбины должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального к предельному напору турбины.

Полученному напору соответствует одна система реактивных гидротурбин: поворотно-лопастная. Исходя из выше перечисленных требований, выбираем гидротурбины – ПЛ40а-В и ПЛ40/587а-В-46.

Основные параметры моделей выбранных турбин указаны в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Основные параметры моделей турбин

Параметр		Турбина ПЛ40-А	Турбина ПЛ40/587а-В-46
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	40	40
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{ мин}^{-1}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{ л/с}$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}, \text{ л/с}$	1800	1700
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\text{max}}$	0,65	0,65
Приведенный диаметр РК	$D'_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{ м}$	4	4
Температура	$t_{\text{м}}, \text{ С}$	10	20

Из ряда стандартных значений диаметра рабочего колеса D_1 предварительно выбираем D_1 .

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{p1}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_{\text{м}}}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где η_{p1} – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины

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

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{\text{гср}}, \quad (3.5)$$

где $\eta_{\text{гср}}$ – средний коэффициент полезного действия генератора.

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

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

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot m}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{Ip} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

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

Для выбранного максимального диаметра турбины D_1 и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot m}}, \quad (3.8)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Гср}}, \quad (3.9)$$

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

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии соответствующие n'_{Imax} и n'_{Imin} , посчитанным по формуле (2.5).

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

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot m}}, \quad (3.10)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Так как напор на станции по универсальной характеристике является величиной не постоянной, значит, линия ограничения по минимальному расходу не будет вертикальной.

Произведения $Q'_I \cdot \eta_T$, в таблице 3.2, представлены в о.е.·л/с для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим в следующем порядке. В первую очередь отсеиваем типы турбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним.

Прикидываем положение расчётной точки, и отсеиваем гидротурбины, в которых она левее или очень близко к оптимуму. Далее отсеиваем турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Из анализа таблицы 3.2 и области работы турбины на ГУХ наиболее подходит гидротурбина ПЛ40/587а-В-46 диаметром $D_1 = 7,1$ м, так как ее кпд на 1% выше кпд гидротурбины ПЛ40/587а-В-46.

Таблица 3.3 – Расчет параметров турбин

Параметр		Турбина ПЛ40-а			Турбина ПЛ40/587а-В-46		
Номинальный диаметр	D1	6,3	6,7	7,1	6,7	7,1	7,5
Расчетный КПД натур.	η_T	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95
Мощность 1 агрегата	N'a	94984	107508	120810	103673	116493	130063
Число агрегатов	Z	4,6	4,1	3,6	4,2	3,7	3,4
Число агрегатов (уточненное)	Zокр	6	6	4	6	4	4
Мощность 1 агрегата (уточненная)	N1га	72667	72667	109000	72667	109000	109000
Масштабный коэффициент	ΔP	1,071	1,071	1,072	1,063	1,064	1,065
Синхронное число оборотов	n-синх	110,9	104,3	98,5	102,3	96,6	91,4

Окончание таблицы 3.3

Приведенные обороты	$n_{\text{синх}}$	115,4	107,1	100	107,1	100	93,8
Приведенные обороты расч.	$n'_{\text{р}}$	130	128,3	126,9	128,8	127,4	126,2
Приведенные обороты min	n'_{min}	113	111,4	110,2	111,9	110,7	109,6
Приведенные обороты max	n'_{max}	150,2	148,1	146,5	148,7	147,1	145,7
Расчетная точка	$Q'_{\text{р}} \cdot \eta$	1,22	1,08	1,44	1,08	1,44	1,29
Минимальный расход	$Q'_{\text{imin}} \cdot \eta$	0,8	0,71	0,94	0,71	0,94	0,85
Ограничения по ВХК	при H_{max}	0,69	0,61	0,54	0,61	0,54	0,97
Ограничения по ВХК	при H_{min}	0,91	0,8	0,72	0,81	0,72	1,29

Выбираем турбину ПЛ40/587а-В-46 с диаметром $D1=7,10$ м, $Za=4$ и $n_c=100$ об/мин, так как это турбина удовлетворяющая таким требованиям как:

- высоким значение КПД в расчетной точке;
- рабочая зона на универсальной характеристике расположена таким образом, что оптимум КПД попадает между линиями $n'_{\text{р}}$ и n'_{imin} .

На главной универсальной характеристике проводим линии n'_{imax} , $n'_{\text{р}}$ и n'_{imin} . Определяем окончательно положение расчетной точки на линии $n'_{\text{р}}$ с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на ГУХ на линии $n'_{\text{р}}$ подбираем такое сочетание Q'_I и η_T .

Линию ограничения по турбине строим проведением через расчетную точку линии параллельной открытию направляющего аппарата, a_0 .

Далее переносим режимное поле на универсальную характеристику (рисунок 3.2).

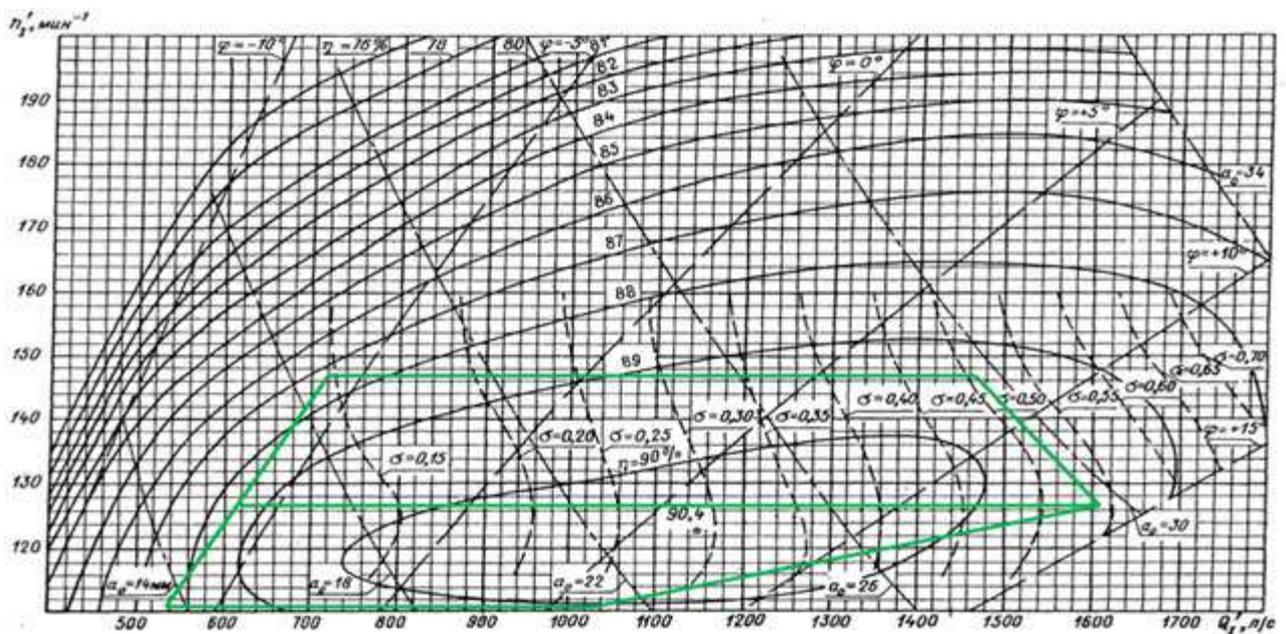


Рисунок 3.2 – Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ40/587а-В-46

3.3 Расчёт отметки РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{Р.К.} = Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.}) + H_s \quad (3.11)$$

где $Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.})$ - отметка уровня воды в НБ при $Q_{Н.Б.}$, соответствующем расчётному значению высоты отсасывания H_s .

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

- Работа одного агрегата на линии ограничения с соответствующей мощностью при H_{min} ;
- Работа одного агрегата на линии ограничения с номинальной мощностью при H_p ;
- Работа одного агрегата на линии ограничения с номинальной мощностью при H_{max} .

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{х.пл.}, \quad (3.12)$$

где $B = 10,3$ м вод.ст. - барометрическое давление;

$\nabla Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.})$ - отметка НБ при данном расходе;

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

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

3.3.1 Работа одного агрегата при H_{\min}

Гидротурбина ПЛ40/587а-В-46 с $D_1 = 7,1$ м.

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

$$H_s = 10,3 - \frac{60,95}{900} - 0,51 \cdot 21,9 - 1,5 = -2,41 \text{ м.}$$

3.3.2 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_p

Гидротурбина ПЛ40/587а-В-46 с $D_1 = 7,1$ м.

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

$$H_s = 10,3 - \frac{61,2}{900} - 0,54 \cdot 29,2 - 1,5 = -7,04 \text{ м.}$$

3.3.3 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{\max}

Гидротурбина ПЛ40/587а-В-46 с $D_1 = 7,1$ м.

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

$$H_s = 10,3 - \frac{60,9}{900} - 0,25 \cdot 38,7 - 1,5 = -0,91 \text{ м.}$$

Из всех полученных расчетных значений H_s выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть $H_s = -7,04$ м

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.13)$$

- при $H_s = -7,04$ м:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 61,2 - 7,04 = 54,2 \text{ м,}$$

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}; \quad (3.14)$$

где $\cos\varphi = 0,8 - 0,9$;

$$S_{\text{ном}} = \frac{109}{0,85} = 128,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}; \quad (3.15)$$

$$p = \frac{6000}{100} = 60.$$

По каталогу гидрогенераторов НПО «ЭЛСИБ» выбираем гидрогенератор по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ-1160/135-60.

3.5 Расчет и построение бетонной спиральной камеры

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

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

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

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

Для турбины ПЛ40/587а-В-46, принимается бетонной спиральной камера, с плоским потолком и углом охвата $\varphi^\circ = 225^\circ$.

1. Наружный радиус входного сечения

$$R_{\text{вх}} = 1,578 \cdot D1; \quad (3.16)$$

$$R_{\text{вх}} = 1,578 \cdot 7,1 = 11,2 \text{ м.}$$

2. Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{нар}} = 1,63 \cdot D1; \quad (3.17)$$

$$D_{\text{нар}} = 1,63 \cdot 7,1 = 11,6 \text{ м;}$$

$$r_a = D_{\text{нар}}/2; \quad (3.18)$$

$$r_a = 11,6/2 = 5,79 \text{ м.}$$

2. Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вн}} = 1,38 \cdot D1; \quad (3.19)$$

$$D_{\text{вн}} = 1,38 \cdot 7,1 = 9,8 \text{ м;}$$

$$r_b = D_{\text{вн}}/2; \quad (3.20)$$

$$r_b = 4,9 \text{ м.}$$

3. Высота статора:

$$V_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D1; \quad (3.21)$$

где b_0 - высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,375 \cdot D1 = 0,375 \cdot 7,1 = 2,7 \text{ м} \quad (3.22)$$

$$V_{\text{ст}} = 2,7 + 0,0033 \cdot 7,1 = 2,72 \text{ м;}$$

4. Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{онт}}} \quad (3.23)$$

$$Q_0 = \frac{109000}{9,81 \cdot 29,2 \cdot 0,95} = 401 \text{ м}^3/\text{с}$$

5. Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} \quad (3.24)$$

$$Q_{\text{вх}} = \frac{401 \cdot 225}{360} = 250 \text{ м}^3/\text{с}$$

Принимаем следующее допущение:

6. Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{вх}}} \quad (3.25)$$

$$F_{\text{вх}} = \frac{250}{4,6} = 54,4 \text{ м}^2$$

7. Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ \quad (3.26)$$

$$b_{\text{вх}} = 8,51 \text{ м}$$

$$a_{\text{вх}} = R_{\text{вх}} - r_a \quad (3.27)$$

$$a_{\text{вх}} = 11,2 - 5,79 = 5,42 \text{ м}$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

Результаты расчета сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	11,2	10,6	10,1	9,5	8,9	8,3	7,8	7,2	6,6	6,0	5,5	4,9
bi	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,4	3,2	3,1	3,0	2,9	2,8	2,7
ai	6,3	5,7	5,2	4,6	4,0	3,4	2,9	2,3	1,7	1,1	0,6	0,0
rk	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8
rk/ra	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
ln (rk/ra)	-0,2	-0,2	0,0	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0

Окончание таблицы 3.4

ri/ra	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9
ln (ri/ra)	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	-0,2
b·ln (ri/ra)	2,6	2,3	2,0	1,8	1,5	1,2	1,0	0,7	0,4	0,1	-0,2	-0,4
rk·ctgy	-5,5	-5,6	-5,7	-5,9	-6,0	-6,1	-6,2	-6,3	-6,4	-6,5	-6,7	-6,8
k·ctgy·ln(r k/ra)	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
mi	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0
Ji	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	1,4	1,1	0,9	0,6	0,3	0,0
φi	225,0	203,8	182,8	162,1	141,6	121,3	101,1	81,0	60,9	40,8	20,5	-0,1
Qi	250,0	227,0	203,0	180,0	158,0	135,0	112,0	90,0	68,0	45,0	23,0	0,0

3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки

Маслонапорные установки (МНУ) предназначены для питания маслом под давлением гидравлической части системы регулирования гидротурбин. МНУ состоит из гидравлического аккумулятора, маслonaсосного агрегата и аппаратуры автоматики. В гидроаккумуляторе содержится необходимый для регулирования объем масла, остальная часть аккумулятора заполнена сжатым воздухом.

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

По номограмме Я.Л. Духовного и Л.М. Шифрина для турбины ПЛ 40-аопределим тип маслonaпорной установки: МНУ 4/1-40-4-2.

Маслonaпорная установка с гидроаккумулятором ГА 4/1-40 вместимостью 4 м³, состоящая из одного сосуда на давление 4 МПа=40 кгс/см².

3.7 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

Определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,7 \cdot D_1 = 2,7 \cdot 7,1 = 19,7 \text{ м} \quad (3.28)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,42 \cdot D_1 = 4,42 \cdot 7,1 = 31,4 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 7,1 = 18,7 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_B = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c}\right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{109000}{100}\right)^{0,35} = 1214 \text{ мм.} \quad (3.31)$$

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

$$D'_B = 1300 \text{ мм.}$$

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = D_c + 2 \cdot B_{\text{вк}} = 13,9 + 2 \cdot 1,2 = 16,3 \text{ м.} \quad (3.32)$$

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

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{\text{мз}} = 25 \text{ м.}$$

Ширина агрегатного блока с округлением до целого в большую сторону:

$$B_{\text{бл}} = (2,7 \div 3,7) \cdot D_1 = 3 \cdot 7,1 = 21,3 = 22 \text{ м} \quad (3.33)$$

Ширина монтажной площадки для ГЭС с числом агрегатов 4 рекомендуется принимать:

$$L_{\text{мп}} = (1,25 \div 1,5) \cdot B_{\text{бл}} = 1,4 \cdot 22 = 30,8 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Принимаем ширину монтажной площадки $L_{\text{мп}} = 31$ м.

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 4 \cdot 22 + 31 = 119 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Высота машинного зала: высота машинного зала определяется из условий переноса краном самой габаритной части гидроагрегата.

Принимаем высоту машинного зала:

$$H_{\text{м.з.}} = 23 \text{ м.}$$

4 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

4.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

Отметку гребня плотины вычисляем по формуле:

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

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

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас должен быть не менее 0,5; примем, $a = 0,8$ м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{\text{set}})} \cdot \cos \alpha_w \quad (4.3)$$

где $v = 13$ м/с – расчетная скорость ветра;

K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 13 м/с: $K_W = 1,47 \cdot 10^{-6}$;

$L = 1,094$ км – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$;

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{101 - 60}{2} = 20,5 \text{ м} \quad (4.4)$$

Принимаем в первом приближении $\Delta h_{\text{set}} = 0$ и находим высоту ветрового нагона волны:

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,47 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{13^2 \cdot 1094}{9,81 \cdot 20,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,00134 \text{ м}$$

Принимаем $\Delta h_{\text{set}} = 0,00134$:

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,47 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{13^2 \cdot 1094}{9,81 \cdot (20,5 + 0,5 \cdot 0,00134)} \cdot \cos 0^\circ = 0,00135 \text{ м}$$

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

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, который крепится бетонными плитами, $k_r = 1$, $k_p = 0,9$.

$k_{sp} = 1,1$ принимаем для грунтовой каменно-набросной плотины с заложением откосов $m = 1,5$, при скорости ветра 13 м/с.

$k_{run} = 2,25$ принимается по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = 9,94$ на глубокой воде, при заложении откоса $m = 1,5$.

Найдем безразмерные величины $\frac{g \cdot L}{v^2}$, $\frac{g \cdot t}{v}$

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 1094}{13^2} = 64 ; \quad (4.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{13} = 16300 \quad (4.7)$$

где t - время разгона волны, принимается $6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

По безразмерным величинам и верхней огибающей кривой снимаем отношения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,015 \quad (4.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 1,4 \quad (4.9)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,09 \quad (4.10)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 4,2 \quad (4.11)$$

По наименьшей из безразмерных величин определим значения \bar{T} , \bar{h} из отношений $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$, $\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$.

$$\bar{h} = \frac{0,015 \cdot v^2}{g} = \frac{0,015 \cdot 13^2}{9,81} = 0,26 \text{ м} \quad (4.12)$$

$$\bar{T} = \frac{1,4 \cdot v}{g} = \frac{1,4 \cdot 13}{9,81} = 1,86 \text{ с} \quad (4.13)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{1,86^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 5,4 \text{ м} \quad (4.14)$$

Проверка на глубоководность

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

$$20,5\text{м} > 2,7\text{м}$$

Вывод: условие выполнено, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

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

где k_i - коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V^2}$,
 $k_i = 2,1$.

$$h_{1\%} = 2,1 \cdot 0,26 = 0,543 \text{ м}$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,25 \cdot 0,543 = 1,21 \text{ м}$$

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 1,21 + 0,00135 + 0,8 = 2,01 \text{ м}$$

Таким образом за отметку гребня грунтовой плотины принимаем:

$$\nabla_{ГГП} = 101 + 2,01 = 103,01\text{м}.$$

4.2 Гидравлический расчет

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

В соответствии с СП 58.13330.2012 «Гидротехнические сооружения. Основные положения», количество агрегатов участвующих в пропуске расчетного расхода определяется количеством агрегатов ГЭС. При количестве агрегатов $n \leq 6$ число агрегатов участвующих в пропуске расходов воды составляет $(n-1)$.

Тогда расчетный расход для основного расчетного случая через водосливную плотину будет равен:

$$Q_p = Q_{\max \text{ осн}} - Q_{ГА} \cdot (n - 1) = 7991,8 - 700 \cdot (4 - 1) = 5891,8 \text{ м}^3 / \text{с}; \quad (4.16)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{н.б.} \quad (4.17)$$

Для полускальных грунтов допустимую неразмывающую скорость принимаем равной 4.5 м/с.

Глубина воды в нижнем бьефе:

$$h_{н.б.} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{дна} = 66.9 - 60 = 6,9 \text{ м}; \quad (4.18)$$

Отметка $\nabla_{УНБ}$ определяется по кривой зависимости расходов от уровней в нижнем бьефе при $Q_{осн.мах} = 7991,8 \text{ м}^3/\text{с}$;

$$q_p = 4.5 \cdot 6.9 = 31,1 \text{ м}^2/\text{с};$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1.25 \cdot 31.1 = 39 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (4.29)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{5891.8}{39} = 151 \text{ м}; \quad (4.20)$$

Количество пролетов водосливной плотины:

$$n = \frac{B}{b_{ст}}; n = \frac{151}{16} = 9,4 \approx 10 \text{ пролетов}. \quad (4.21)$$

где $b_{ст}$ принимаем равным 16 м, в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей.

При количестве затворов на водосбросной плотине более шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора. По этой причине, если расчетное количество пролетов n больше шести, необходимо добавить еще один пролет. Принимаем 11 пролетов по 16 м.

Фактическая ширина водосливного фронта:

$$B = 16 \cdot 11 = 176 \text{ м}. \quad (4.22)$$

4.2.2 Определение отметки гребня водослива

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - Н_{ст}. \quad (4.23)$$

где $H_{ст}$ - стандартный напор, ближайший к геометрическому напору H , в соответствии с техническим регламентом.

Для расчетов водослива практического профиля используется формула водослива:

$$Q = \sigma_{п} \cdot \varepsilon \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g} \cdot H_0^{3/2}; \quad (4.24)$$

где $\sigma_{п}$ – коэффициент подтопления (для неподтопленного водослива $\sigma_{п}=1.0$);

ε – коэффициент бокового сжатия;

m - коэффициент расхода водослива (для безвакуумного водослива практического профиля типа А, $m=0.49$);

H_0 –напор на водосливе с учетом скорости подхода.

Методом последовательных приближений определяем напор на гребне водослива по формуле водослива (сначала без учета сжатия, а затем с учетом сжатия).

Полный напор на водосливе (с учетом скорости подхода) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}; \quad (4.25)$$

$$H_{01} = \left(\frac{5891.8}{0,49 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,6 \text{ м};$$

Определяем полный напор на водосливе H_{02} с учетом сжатия:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{5891.8}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,8 \text{ м}; \quad (4.26)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_b}{n} \cdot \frac{H_0}{b}; \quad (4.27)$$

где ξ_y – коэффициент формы устоев, учитывающий округление их вертикальных ребер.

σ_n – коэффициент подтопления.

ξ_b –коэффициент формы быка в плане

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (10 - 1) \cdot 0,45}{10} \cdot \frac{6,6}{16} = 0,96;$$

Геометрический напор на гребне водослива (без учета скорости подхода потока к водосливу v_0):

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}; \quad (4.28)$$

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)}; \quad (4.29)$$

где δ_6 – ширина быка.

Толщина быка согласно рекомендациям:

$$\delta_6 = 0,12 \cdot b;$$

$$\delta_6 = 0,12 \cdot 14 = 1,68 \text{ м}; \quad (4.30)$$

С учетом того, что выполняем разрез по быку, толщину пазового перешейка быка во всех случаях необходимо назначать не менее 0.8 м, следовательно, его толщина будет равна:

$$\delta_6 = 3 \text{ м};$$

$$v_0 = \frac{5891,8}{(101 - 60) \cdot (160 + (10 - 1) \cdot 3)} = 0,70 \text{ м/с};$$

$$H = 6,8 - \frac{1,1 \cdot 0,70^2}{2 \cdot 9,81} = 6,8 \text{ м};$$

Значение стандартного напора определяем в соответствии с техническим регламентом

$$H_{\text{ст}} = 7 \text{ м};$$

Определяем отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = 101 - 7 = 94 \text{ м}.$$

4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Пропуск поверочного расхода воды должен осуществляться при ФПУ всеми водопропускными сооружениями гидроузла, включая водосбросы, шлюзы, рыбопропускные сооружения.

Проверка на пропуск поверочного расчетного случая, сводится к определению расчетной отметки ФПУ_р.

Напор над гребнем водослива при пропуске максимального расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (4.31)$$

$$Q_{\text{р.пов.}} = 10135,8 - 700 \cdot (4 - 1) = 8035,8 \text{ м}^3/\text{с};$$

Напор на водосливе без учета скорости подхода и подтопления:

$$H_{01\text{ пов.}} = \left(\frac{8035,8}{0,49 \cdot 176 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,6 \text{ м};$$

Напор на водосливе с учетом сжатия и без учета подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{8035,8}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,93 \cdot 176 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,9 \text{ м};$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (11 - 1) \cdot 0,45}{11} \cdot \frac{7,6}{16} = 0,95;$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске максимального расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g},$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна}) \cdot (B + (n - 1)\delta_{\text{б}})} \quad (4.32)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{8035,8}{(101 - 60) \cdot (176 + (11 - 1) \cdot 3)} = 0,95 \text{ м/с};$$

$$H_{\text{пов.}} = 7,9 - \frac{1,1 \cdot 0,87^2}{2 \cdot 9,81} = 7,8 \text{ м};$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} \quad (4.33)$$

$$\nabla\text{ФПУ}_p = 94 + 7,8 = 101,8 \text{ м.}$$

Расчетное значение отметки ФПУ менее заданной отметки ФПУ = 102 м, следовательно, пропуск максимального расхода поверочного расчетного случая, при заданной $\nabla\text{ФПУ}$, обеспечивается.

4.2.4 Построение профиля водосливной грани

Оголовок безвакуумного водослива практического профиля типа А строится по координатам Кригера-Офицера. Координаты таблицы X, Y необходимо умножить на величину напора на водосливе $H=7$ м, таблица 4.1

Таблица 4.1 Приведенные координаты очертания гребня водосливной стенки при $H_{\text{ст}}=7$ м.

X	Y	X	Y
0.00	0.88	14.00	8.65
0.70	0.25	14.70	9.58
1.40	0.05	15.40	10.56
2.10	0.00	16.10	11.57
2.80	0.04	16.80	12.55
3.50	0.19	17.50	13.72
4.20	0.42	18.20	14.85
4.90	0.70	18.90	16.02
5.60	0.81	19.60	17.23
6.30	1.39	20.30	18.27
7.00	1.79	21.00	19.77
7.70	2.25	21.70	21.09
8.40	2.76	22.40	22.45
9.10	3.33	23.10	23.84
9.80	3.95	23.80	25.26
10.50	4.63	24.50	26.73
11.20	5.35	25.20	28.22
11.90	6.11	25.90	29.74
12.60	6.91	26.60	31.30
13.30	7.76	27.30	32.89

По данным таблицы строим начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки Кригера – Офицера, рисунок 4.1.

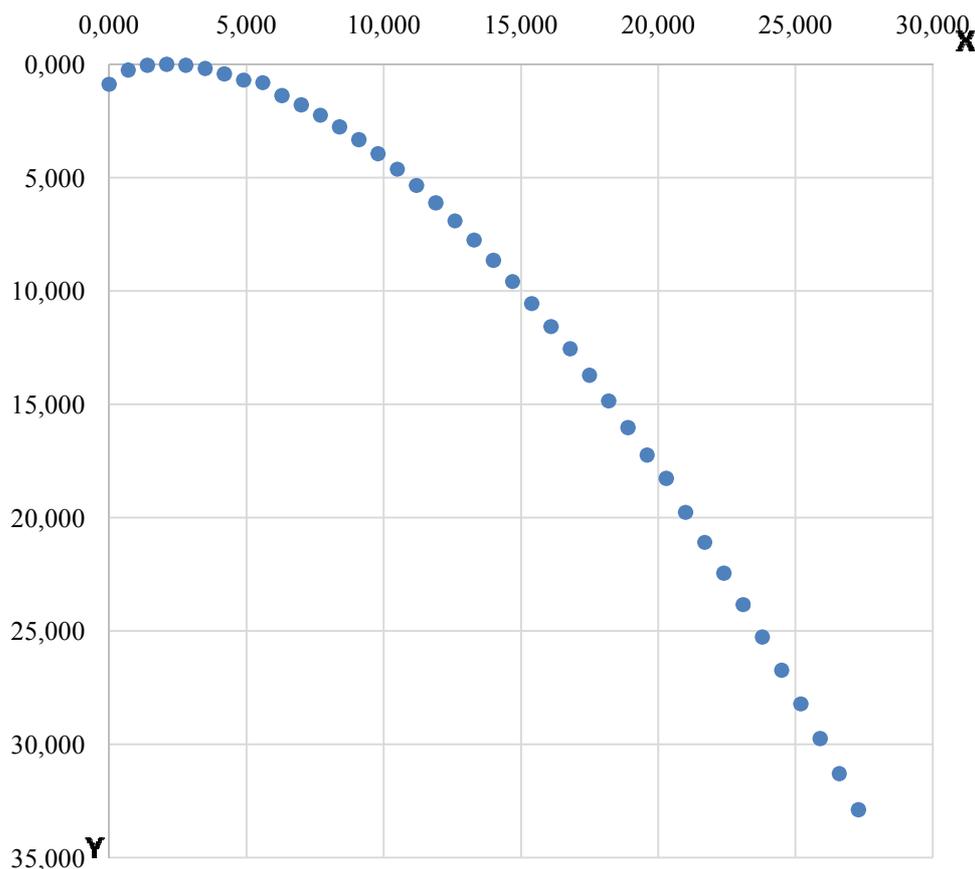


Рисунок 4.1—Оголовок водосливной стенки по координатам Кригера-Офицера

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} \quad (4.34)$$

$$\nabla ГБ = 94 + 1,6 \cdot 7 = 105,2 \text{ м.}$$

В результате сравнения между $ГП = 103,1$ м и $ГБ = 105,2$ м за окончательную отметку $ГБ$ принимаем равной 105.2 м.

4.2.5 Расчет сопряжения бьефов

Определяем полную удельную энергию E_0 перед водосливом (по методике Скробкова Г.П.) :

$$E_0 = C_H + H_0; \quad (4.35)$$

где C_H —высота плотины со стороны НБ; H_0 —полный напор на водосливе;

$$C_H = \nabla ГВ - \nabla_{\text{дна}} = 94 - 60 = 34 \text{ м;} \quad (4.36)$$

При площади живого сечения $\omega > 4B \cdot H$, полный напор принимается равным стандартному значению напора на водосливе, то есть $H_{ст} = H_0$.

Проверяем выполнение этого условия:

$$\omega = (\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6) = (101 - 60) \cdot (176 + (11 - 1) \cdot 3) = 8446 \text{ м}^2; \quad (4.37)$$

$$4B \cdot H = 4 \cdot 7(B + (n - 1) \cdot \delta_6) = 28 \cdot (176 + (11 - 1) \cdot 3) = 5768 \text{ м}^2;$$

Условие $\omega > 4B \cdot H$ выполняется, следовательно $H_0 = H_{ст} = 7 \text{ м};$

$$E_0 = 34 + 7 = 41 \text{ м.}$$

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}}, \quad (4.38)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5891,8}{(176 + (11 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,5 \text{ м};$$

Определяем относительные глубины:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{41}{4,5} = 9,09 \quad (4.39)$$

Для криволинейных водосливов практического профиля коэффициент скорости φ_c , зависящий от отношения H/C_H , можно определить по данным Скрёбкова Г.П:

$\frac{H_{ст}}{C_H} = \frac{7}{34} = 0,20$, коэффициент скорости $\varphi_c = 0,86$ (из справочника по гидравлическим расчётам).

Относительные глубины определяются согласно значениям $\xi_0 = 9,09$ и $\varphi = 0,86$, по графику М.Д. Чертоусова:

$$\xi_c = 0,28$$

$$\xi_c'' = 2,6$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,28 \cdot 4,5 = 1,26 \text{ м}; \quad (4.40)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,6 \cdot 4,5 = 11,7 \text{ м}; \quad (4.41)$$

Глубина в нижнем бьефе $h_{нб} = 6,9 \text{ м} < h''_c = 11,7 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный и требуется гашение энергии потока в нижнем бьефе посредством устройства гасителей. Принимаем гашение энергии способом водобойной стенки и водобойного колодца.

4.2.6 Расчет водобойной стенки и водобойного колодца

Назначаем глубину колодца $d_{кол} = 3 \text{ м}$. Расчет высоты водобойной стенки $h_{ст}$ проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, по следующей формуле:

$$\sigma \cdot h_c'' = d_{кол} + h_{ст} + H_{ст} \quad (4.42)$$

где $H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой,
Отметка пола водобоя:

$$\nabla \text{ПВ} = \nabla \text{дна} - d_k = 60 - 3 = 57 \text{ м} \quad (4.43)$$

Полная энергия перед стенкой:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПВ} = 101 - 57 = 44 \text{ м} \quad (4.44)$$

Вычисляем отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{44}{4,5} = 9,8$. По графику М.Д. Чертоусова в

зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,86$ и ξ_{T_0} определяют

$$\xi_c' = 0,22, \xi_c'' = 3,0.$$

Вычисляем первую и вторую сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c' h_{кр} = 0,22 \cdot 4,5 = 1 \text{ м}. \quad (4.45)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{кр} = 3,0 \cdot 4,5 = 13,5 \text{ м}. \quad (4.46)$$

И подставляют вычисленную вторую сопряженную глубину в формулы для нахождения напора над водобойной стенкой и высоты водобойной стенки:

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2} = \left(\frac{28,6}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 28,6^2}{2g \cdot (1,1 \cdot 13,5)^2} = 5,3 \text{ м} \quad (4.47)$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса; m – выбирают по типу стенки, α – коэффициент Кориолиса = 1,1.

$$q = \frac{Q_p}{B_k} = \frac{5891,8}{206} = 28,6 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.48)$$

где B_k – ширина водобойного колодца

$$B_k = B + \sum \delta = 206 \text{ м} \quad (4.49)$$

Высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h_c'' - d_{кол} - H_{ст} = 1,1 \cdot 13,5 - 3 - 5,3 = 6,6 \text{ м} \quad (4.50)$$

Проверяем сопряжение бьефов за стенкой:

Полная энергия перед стенкой:

$$T_0 = H_{ст} + h_{ст} + d_{кол} = 5,3 + 6,6 + 3 = 14,9 \text{ м}. \quad (4.51)$$

Рассчитаем сопряженные глубины после стенки:

Вычисляют отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{14,9}{4,5} = 3,3$ и определяют $\xi_c' = 0,62$ $\xi_c'' = 1,3$.

Вычисляют вторую сопряженную глубину:

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 1,3 \cdot 4,5 = 5,85 \text{ м}. \quad (4.52)$$

$$h_c' = \xi_c' h_{кр} = 0,62 \cdot 4,5 = 2,8 \text{ м}. \quad (4.53)$$

Так как $h_c'' = 5,85 \text{ м} < h_{НБ} = 6,9 \text{ м}$, следовательно, прыжок затопленный, дополнительный гаситель не требуется.

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_b = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 28,6 \cdot \sqrt{1} = 4,3 \text{ м} \quad (4.54)$$

где v_c – скорость течения в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_b) \cdot h_c'} = \frac{5891,8}{206 \cdot 1} = 28,6 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.55)$$

Длина прыжка:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 13,5 - 1) = 62 \text{ м} \quad (4.56)$$

Длина водобоя с наличием гасителя:

$$l_{\text{в}} = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 62 = 50 \text{ м} \quad (4.57)$$

4.2.7 Определение длины водобойной плиты

Длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c'), \quad (4.58)$$

$$l_{\text{в}} = l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 11,7 - 1,26) = 52,4 \text{ м.}$$

4.2.8 Рисберма

Рисберма — участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока, выполненный в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Концевой участок рисбермы устроен в виде зуба.

Общая длина послепрыжкового участка (рисбермы с зубом) определена по рекомендации М.С.Вызго:

$$l_{\text{пп}} = \frac{0,4}{n} \cdot h_c'' = \frac{0,4}{0,05} \cdot 11,7 = 93,6 \text{ м}; \quad (4.59)$$

где n — коэффициент шероховатости русла = 0.05;

h_c — вторая сопряженная глубина h_c — 11.7 м.

Длина рисбермы по опыту строительства в России должна составлять 1-2 длины водобойного колодца, т.о. длина рисбермы составляет 105 м.

Толщина плит рисбермы определяется по следующей формуле:

$$t_p = \frac{\rho_w \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_{\text{б}} - \rho_w)} \quad (4.60)$$

$$\text{где } h_p = 2h_v \left(\frac{h_{\text{кр.п}}}{x} \right)^{1,34} \quad (4.61)$$

где x — расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты;

$$h_v = \frac{\alpha \cdot V_c^2}{2 \cdot g}, \quad (4.62)$$

где V_c - скорость в сжатом сечении;

$h_{кр.р}$ - критическая глубина на рисберме;

K_c - коэффициент запаса, не менее 1,25.

$$h_v = \frac{0,05 \cdot 42,6^2}{2 \cdot 9,81} = 4,6 \text{ м / с.}$$

$$h_{кр.р} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot q_p^2}{g}} = \sqrt[3]{\frac{0,05 \cdot 31 \cdot 1^2}{9,81}} = 1,64 \text{ м.} \quad (4.63)$$

$$h_p = 2 \cdot 4,6 \cdot \left(\frac{1,64}{9,81}\right)^{1,34} = 0,782 \text{ м.}$$

$$t_p = \frac{1 \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_6 - \rho_w)} = \frac{1 \cdot 0,78 \cdot 1,25}{2,4 - 1} = 0,69 \text{ м.}$$

Принимаем толщину первой плиты рисбермы равную половине толщины водобоя (3,5 м).

4.3 Пропуск расходов через глубинный водосброс

Для безопасного сброса воды в нижний бьеф в зимний период в случае аварии или ограничения выработки, и избегания обледенения плотины в нижнем бьефе предусматриваем глубинный водосброс в глухой секции.

Пропускная способность водосброса, предназначена для работы в зимний период, должна определяться из условия обеспечения сработки полезного объема водохранилища к началу весеннего половодья.

$$V_{НПУ} = 14 \text{ км}^3, V_{УМО} = 8 \text{ км}^3,$$

$$V_{\text{полезн}} = 14 - 8 = 6 \text{ км}^3 (6 \cdot 10^9 \text{ м}^3). \quad (4.64)$$

Время, за которое срабатывается водохранилище (6 месяцев).

$$t = 6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 = 15552000 \text{ с}$$

$$Q_c = \frac{V_{\text{приток}} + V_{\text{полезн}}}{t} = \frac{7,8 \cdot 10^9 + 6 \cdot 10^9}{15552000} = 887,35 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.65)$$

$\nabla_{\text{НБ}} = 61,2 \text{ м}$, - отметка НБ при Q_c .

$\nabla_{\text{дна}} = 60 \text{ м}$, $\nabla_{\text{НПУ}} = 101 \text{ м}$.

4.3.1 Расчет сечения донного водосброса.

Задаемся высотой отверстия водосброса $h = 5 \text{ м}$. водосброс располагаем на 20 см выше дна.

Так как отметка нижнего бьефа 65,20 м, а отметка выходного отверстия 61,2 м, то выходное отверстие получается затопленное.

$$\omega = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gZ}} = \frac{887,35}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 40,1}} = 39 \text{ м}^2$$

$Z = 101 - 60,9 = 40,1 \text{ м}$ – перепад между бьефами;

где ω - площадь выходного отверстия;

$\mu = 0,8$ - коэффициент расхода.

$h = 5 \text{ м}$ - высота отверстия.

$b = 5$ ширина отверстия;

Принимаем количество отверстий $n = 2$, высотой $h = 5 \text{ м}$, шириной $b = 5 \text{ м}$.

4.4 Конструирование плотины

4.4.1 Определение ширины и отметки подошвы плотины

Схема профиля плотины представлена на рисунке 4.2.

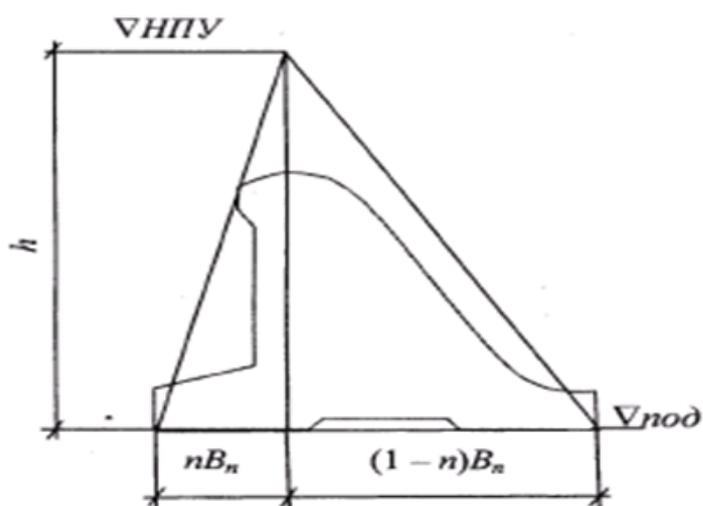


Рисунок 4.2 - Схема треугольного профиля плотины.

Наше сооружение относится ко второму классу. Коэффициент надежности для сооружений второго класса $\gamma_n = 1,2$.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) - \alpha_1}}, \quad (4.66)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных устройств, равный 0,5;

ρ_b и ρ_w – плотность бетона и воды соответственно; h определяется как:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 101 - 54,5 = 46,5 \text{ м.} \quad (4.67)$$

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{дно}} - d_{\text{кол}} - \delta_b = 60 - 3 - 2,5 = 54,5 \text{ м}$$

где $\delta_b = 2,5$ м, толщина водобойной плиты.

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяют ширину подошвы плотины B_n^{II} :

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{f \cdot \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (4.68)$$

где f – коэффициент трения бетона по грунту в нашем случае: $f = 0,7$.

Расчет ширины подошвы плотины приведен в таблице 4.2, кривые для нахождения n на рисунке 4.3

Таблица 4.2 - Расчет ширины подошвы плотины

n	Bn1	Bn2
0	32.9	39.86
0.1	33.4	37.96
0.15	33.7	37.08
0.3	35.1	34.66
0.6	40.2	30.66
0.5	38.0	31.89
0.6	40.2	30.66
0.7	43.2	29.52
0.8	47.5	28.47

На рисунке 4.3 изображены кривые для нахождения n .

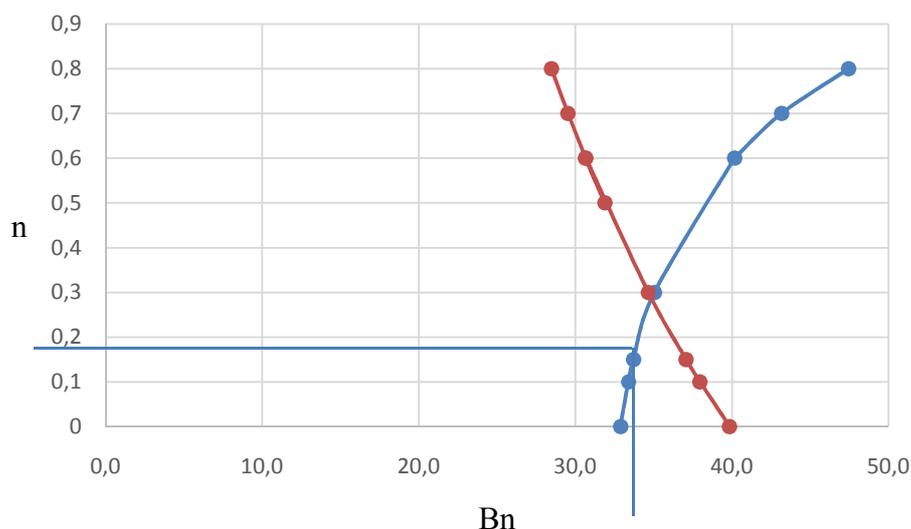


Рисунок 4.3 – Определение ширины подошвы

Приравнявая B_n^I и B_n^{II} , определяем n . В результате расчетов получили $n=0,316$. Подставляя это значение в любую из формул, получим:

$$B_n = \frac{46,5}{\sqrt{\frac{2400}{1000} \cdot (1-0,30) + 0,30 \cdot (2-0,30) - 0,5}} = 35,1 \text{ м.} \quad (4.69)$$

Далее принимаем $B_n = 35,1 \text{ м.}$

4.5 Разрезка бетонных плотин швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций, и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Разрезаем плотину температурно-усадочными швами с интервалом 19 м по осям бычков. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

Температурные швы по контуру плотины принимаем равномерными с постоянной шириной в 1 см.

Ширину раскрытия температурных швов, образуемых путём покраски поверхности блока битумом принимаем 5 мм. При этом учитывают, что при самой высокой температуре среды шов замкнётся, а при самой низкой максимально раскроется.

4.6 Быки

Ширина пролетов $b=16$ м, толщина быка по формуле Березинского принимается в диапазоне от $0,12 \cdot b$ до $0,16 \cdot b$. Толщину разрезного быка принимаем равной 3 м. Разрезной бык состоит из двух полу быков. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы для плоского рабочего затвора принимаем шириной 1,6 м, пазы для ремонтного затвора принимаем шириной 0,5 м. Для обеспечения условий проведения ремонтных работ для ремонтного затвора размещаем пазы со стороны ВБ на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора.

Ширина быка по гребню составляет 22 м, принимается равной ширине гребня плотины с учетом дороги для проезда и кранового пути. Дорога II категории, ширина полосы движения составляет 3,75 м.

4.7 Устои

Для бетонной плотины между стационарной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой для разделения потоков.

4.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 15 м по высоте. Размер смотровой галереи принимаем 2х3 м. Для устройства и обслуживания цементационной завесы и дренажа устраиваем две буровых галереи – 3х4 м. От дна до нижней галереи расстояние 3 м.

4.9 Расчёт противofильтрационной завесы

Противofильтрационные завесы или буро бетонные стенки применяют в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта вследствие содержания большого количества валунов, прослоек скалы в грунте или когда основание сложено скальными грунтами. Толщина противofильтрационной завесы δ_3 должна быть

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}} = \frac{24,84 \cdot 1,2}{15} = 2, \quad (4.70)$$

где ΔH_3 - потери напора на завесе;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{cr,m}$ - критический градиент напора на завесе следует принимать в зависимости от вида грунтов основания, в скальных грунтах - 15.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах $l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n$, где B_n - ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{\text{max}} = 0,8 \cdot 40,4 = 32,3, \quad (4.71)$$

где $H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 101 - 60,6 = 40,4$.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду составляет от 1,5÷2 м до 3÷4 м в зависимости от трещиноватости скалы. Обычно один ряд таких скважин обеспечивает толщину завесы равную примерно трем метрам.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа напорной грани:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}} \quad (4.72)$$

$$a_{\text{др}} \geq \frac{46,5 \cdot 1,2}{25}$$

где $a_{\text{др}}$ – расстояние от напорной грани до оси дренажа,

H_d – напор над расчетным сечением,

$J_{\text{cr.m}}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{\text{cr.m}} = 25$).

$$a_{\text{др}} \geq 2,2;$$

Расстояние от цемзавесы до дренажа основания составляет 5 м.

Глубину скважин принимают равной:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7)h_{\text{зав}}. \quad (4.73)$$

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 32,3 = 16,5 \text{ м};$$

4.10 Бетонный понур

На глинистых и суглинистых основаниях устраивают водонепроницаемые понуры, на песчаных основаниях - гибкие малопроницаемые понуры.

Минимальная толщина бетонного понура - 0,3 м, а в месте примыкания к плотине 1÷2 м.

Длина понура составляет 40,5 м.

4.11 Грунтовая плотина

Для возведения тела и противофильтрационных устройств грунтовой плотины использованы строительные материалы, имеющиеся в карьерах вблизи створа.

В зависимости от преобладающих строительных материалов, выбран тип грунтовой плотины – земляная – насыпная из песка. Плотина неоднородная и включает в себя суглинистое ядро. Заложение откосов песчаной плотины принято по СНиП 2.06.05-84:

1. Заложение верхового откоса $m_1 = 3,0$;
2. Заложение низового откоса $m_2 = 2,5$.

Ширина по гребню зависит от класса дороги. В данном случае выбирается II класс дороги с шириной по гребню $b = 15$.

Также предусмотрен дренажный банкет с низового откоса. Высотой – 15 м, заложением откосов $m_3 = 1,25$, $m_4 = 2,25$ и шириной по гребню – 4 м.

По высоте грунтовой плотины располагаются бермы, на верховом откосе в количестве 2 через 20 м по высоте плотины для создания упора. На низовом откосе устраивается одна берма для надзора и ремонта, проезда, выводов КИА.

Крепление верхового откоса в зоне переменного уровня осуществляется посредством железобетонных плит.

Крепление низового откоса осуществляется посредством залужения.

Сопряжение противофильтрационного элемента плотины с основанием осуществляется с помощью замка глубиной 3 м.

4.12 Фильтрационные расчеты

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды.

Для второго класса сооружений:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 101 - 60,6 = 40,4 \text{ м}, \quad (4.74)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 40,4 = 16,16 \text{ м}, \quad (4.75)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 40,4 = 6,06 \text{ м}, \quad (4.76)$$

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 40,4 - 16,16 = 24,24 \text{ м}. \quad (4.77)$$

Для особого сочетания:

$$H_d = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 102 - 60,6 = 41,4 \text{ м},$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 41,4 = 16,56 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 41,4 = 6,21 \text{ м,}$$

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 41,4 - 16,56 = 24,84 \text{ м.}$$

4.13 Статические расчеты плотины

4.13.1 Вес сооружения

Нагрузки определяются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Расчетный случай при ∇ НПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе при минимальном расходе $Q_{\text{вхк}} = 350 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6}, \quad (4.78)$$

$$G_{\text{пл}} = \frac{874 \cdot 16 \cdot 24}{16 + 3} = 17664 \text{ кН/м,}$$

где γ_6 – плотность бетона;

$S_{\text{пл}} = 874 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина пролета;

δ_6 – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6}, \quad (4.79)$$

$$G_6 = \frac{1770 \cdot 3 \cdot 24}{16 + 3} = 6725,89 \text{ кН/м,}$$

где S_6 – площадь поперечного сечения быка, $S_6 = 1770 \text{ м}^2$.

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.80)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b, \quad (4.81)$$

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (102 - 94 + 0,5) \cdot 16 = 136 \text{ м}^2.$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0.055 \cdot 136 \cdot \sqrt{136} \cdot 9.81 = 855.6 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6}, \quad (4.82)$$

$$q_3 = \frac{855.6}{16 + 3} = 45.03 \text{ кН/м.}$$

4.13.2 Сила гидростатического давления воды

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

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

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9.81 \cdot 46,5^2}{2} = 10605.84 \text{ Н/м}, \quad (4.83)$$

где $h_1 = 101 - 54,5 = 46,5$

Плечо силы горизонтальной составляющей силы гидростатического давления относительно контактного сечения при основном сочетании нагрузок и воздействий составляет 15,5 м.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$T'_B = \frac{\rho_w g h_1'^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 47,5^2}{2} = 11066.91 \text{ Н/м},$$

где $h_1' = \nabla \text{ФПУ} - \nabla_{\text{под}} = 101 - 54,5 = 47,5 \text{ м.}$

Плечо силы горизонтальной составляющей силы гидростатического давления при особом сочетании нагрузок и воздействий относительно контактного сечения составляет 15,83 м.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с нижнего бьефа для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9.81 \cdot 6,1^2}{2} = 182,5 \text{ Н/м}, \quad (4.84)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 60,6 - 54,5 = 6,1 \text{ м}$.

Плечо силы гидростатического давления воды для основного сочетания нагрузок и воздействий со стороны нижнего бьефа относительно контактного сечения составляет 2,03 м.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды для особого сочетания нагрузок и воздействий со стороны нижнего бьефа:

$$T'_H = \frac{\rho_w g h_2'^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 13,3^2}{2} = 867,65 \text{ Н/м},$$

где $h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 67,8 - 54,5 = 13,3 \text{ м}$.

Плечо силы гидростатического давления воды для особого сочетания нагрузок и воздействий со стороны нижнего бьефа относительно контактного сечения составляет 4,32 м.

4.13.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления для основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ВЗВ}}^{\text{ОСН}} = \gamma_w \cdot g \cdot S; \quad (4.85)$$

где S-площадь эпюры взвешивающего давления для основного расчетного случая $S=6,1 \cdot 35,1=207,09 \text{ м}^2$

$$W_{\text{ВЗВ}}^{\text{ОСН}}=1 \cdot 9,81 \cdot 207,09= 2031.55 \text{ кН/м}$$

Плечо силы взвешивающего давления относительно контактного сечения отсутствует, т.к. линия действия силы совпадает с серединой рассматриваемого контактного сечения.

Сила взвешивающего давления для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ВЗВ}}^{\text{ОСН}} = \gamma_w \cdot g \cdot S;$$

где S-площадь эпюры взвешивающего давления для основного расчетного случая.

$$W_{\text{ВЗВ}}^{\text{ОСН}}=1 \cdot 9,81 \cdot 466,83= 4579.60 \text{ кН/м}$$

Плечо силы взвешивающего давления относительно контактного сечения отсутствует, т.к. линия действия силы совпадает с серединой рассматриваемого контактного сечения.

4.13.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления определяется по эпюре фильтрационного давления с учетом потерь на цементационной завесе и дренаже.

Центр тяжести необходим для определения плеч линий действия сил относительно расчетного сечения.

Сила фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\phi}^{\text{очн}} = \gamma_w \cdot g \cdot S; \quad (4.86)$$

где S —площадь эпюры фильтрационного давления для сочетания нагрузок и воздействий $S= 271,81$

$$W_{\phi} = 1 \cdot 9.81 \cdot 271,81 = 2666.46 \text{ кН/м};$$

Плечо силы фильтрационного давления относительно контактного сечения составляет 8,88 м.

Сила фильтрационного давления для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\phi}^{\text{очн}} = \gamma_w \cdot g \cdot S; \quad (4.87)$$

где S —площадь эпюры фильтрационного давления для сочетания нагрузок и воздействий $S= 278.41$

$$W_{\phi} = 1 \cdot 9.81 \cdot 278.41 = 2731.2 \text{ кН/м};$$

Плечо силы фильтрационного давления относительно контактного сечения составляет 8,92 м.

4.13.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_n}{2} \right), \quad (4.88)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$;

h_H – толщина слоя наносов $h_H = 5$ м;

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

$$p_H = 10 \cdot 5 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 24.5 \text{ кПа.}$$

Равнодействующая давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2}, \quad (4.88)$$

$$E_H = \frac{24.5 \cdot 10}{2} = 122.5 \text{ кН.}$$

Плечо силы давления наносов на вертикальную грань относительно контактного сечения составляет 1,67 м.

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяют следующим образом.

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов p_H а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p_{гр}'' = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_{гр} / 2) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (4.89)$$

$$p_{гр}'' = (10 \cdot 5 + 10 \cdot 5) \cdot \operatorname{tg}^2(45 - 20 / 2) - 2 \cdot 4 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 6,4 \text{ кПа.}$$

Удельный вес взвешенного грунта $\gamma_{гр}^{взв}$ равняется:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w, \quad (4.90)$$

где $\gamma_{гр}$ - удельный вес сухого грунта;

n_0 - пористость сухого грунта (отношение объема пор в грунте к объему грунта);

γ_w - удельный вес воды.

$$\gamma_{гр}^{взв} = 16 - (1 - 0.4) \cdot 10 = 10; \quad (4.91)$$

Если в основании залегают несколько слоев грунта или устроен понур из глинистого грунта с защитным слоем грунта поверху, давление на границе каждого слоя грунта определяют аналогичным образом.

Численное значение равнодействующей активного давления грунта на 1 п.м длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_{ав} = S_{эп} . \quad (4.92)$$

$$E_{ав} = 159,5 \text{ кН} . \quad (4.93)$$

4.13.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления, при основном сочетании нагрузок и воздействий, определяется по формуле Можевитинова А.Л.:

$$W_{волн} = 0.5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.94)$$

$$h_0 = \frac{3.14 \cdot 0,543}{5,4} = 0.32 \text{ м};$$

$$W_{волн} = 0.5 \cdot 1 \cdot 9.81 \cdot 0,543 \cdot \left(\frac{5,4}{3.14} + \frac{0.32}{2} \right) = 5,01 \text{ кН};$$

Найдем высоту эпюры волнового давления:

$$a = \frac{2 \cdot W_{волн}}{1,1h_{1\%} + 8h_{1\%}} ; \quad (4.95)$$

$$a = \frac{2 \cdot 5,01}{1,1 \cdot 0,543 + 8 \cdot 0,543} = 8 \text{ м};$$

Линия действия равнодействующей $W_{волн}$ находится ниже уровня покоя верхнего бьефа ∇ НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} \quad (4.96)$$

$$y_c = \frac{5,4}{2 \cdot 3.14} - \frac{3}{8} \cdot 0,543 = 0.65 \text{ м};$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$y_{волн} = \Delta \text{НПУ} - \Delta \text{ПОД} - y_c = 101 - 54,5 - 0,65 = 45,85 \text{ м}. \quad (4.97)$$

4.13.7 Волновое давление при особом сочетании нагрузок

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{v_w^2}$ и $\frac{gt}{v_w}$,

Принимаем наименьшее из двух полученных безразмерных значений комплексов для каждого из параметров $\frac{gL}{v_w^2}$ и $\frac{gt}{v_w}$:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,017, \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 1,5.$$

Определяем среднюю высоту волны \bar{h} :

$$\bar{h} = \frac{v_w^2 \cdot 0,017}{g}, \quad (4.98)$$

$$\bar{h} = \frac{13^2 \cdot 0,017}{9,81} = 0,29 \text{ м},$$

Определяем средний период волны \bar{T} :

$$\bar{T} = \frac{v_w \cdot 1,5}{g}; \quad (4.99)$$

$$\bar{T} = \frac{13 \cdot 1,5}{9,81} = 1,99 \text{ с};$$

Определяем среднюю длину волны $\bar{\lambda}$:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi}; \quad (4.100)$$

$$\bar{\lambda} = \frac{9,81 \cdot 1,99^2}{2 \cdot 3,14} = 6,7 \text{ м};$$

Необходимо проверить условие глубоководной зоны ($H > 0,5\bar{\lambda}$), где дно не влияет на параметры волны:

$$H = \frac{\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна}}{2}; \quad (4.101)$$

$$H = \frac{102-60}{2} = 21 \text{ м};$$

$0,5\bar{\lambda} = 0,5 \cdot 6,7 = 3,35$ м, условие выполняется, следовательно, зона водохранилище глубоководное.

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.102)$$

$$h_{1\%} = 0,29 \cdot 2,3 = 0,667 \text{ м.}$$

Равнодействующая волнового давления, при основном и особых сочетаниях нагрузок и воздействий, определяется по формуле Можевитинова А.Л.:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (4.103)$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}}; \quad (4.104)$$

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 0,667}{6,7} = 0,31 \text{ м;}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,667 \cdot \left(\frac{6,7}{3,14} + \frac{0,31}{2} \right) = 7,5 \text{ кН;}$$

Найдем высоту эпюры волнового давления:

$$a = \frac{2 \cdot W_{\text{волн}}}{1,1h_{1\%} + 8h_{1\%}}; \quad (4.105)$$

$$a = \frac{2 \cdot 7,5}{1,1 \cdot 0,667 + 8 \cdot 0,667} = 2,48 \text{ м.}$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ (рисунок 11), находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа с отметкой ФПУ на величину:

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%}. \quad (4.106)$$

$$y = \frac{6,7}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,667 = 0,82 \text{ м.}$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$y_{\text{волн}} = \Delta\text{ФПУ} - \Delta\text{ПОД} - y_c = 102 - 54,5 - 0,82 = 46,68 \text{ м.} \quad (4.107)$$

4.14 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Для удобства расчёта составим таблицу 4.3, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 4.3 – сбор нагрузок

Сила	yf	Направление силы	Основной случай		
			Сила	Плечо	Момент
T_E	1	→	10605.84	15,5	164390.52
T_H	1	←	182.5	2.03	-370.475
G_B	0.95	↓	6389.60	6.68	-42682.49794
$G_{пл}$	0.95	↓	16780.8	4.81	-80715.65
$W_{ВЗВ}$	1	↑	2031.55	0	0
$W_{Ф}$	1	↑	2666.46	8.88	23678.16
E_H	1.2	→	147	1.67	245.49
E_a	1.2	→	147	0.8	117.6
$W_{волн}$	1.0	→	5.01	45.85	229.71
Q_3	0.9	↓	40.53	43.3	-1754.82
ΣN	↓	↓↑	18659.9		
ΣF	↔	→←	10575.3		
ΣM			63138.04		

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{п}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{п}^2}, \quad (4.108)$$

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

$$\sigma_y^u = -\frac{18659.9}{35.1} + \frac{6 \cdot 63138.04}{35.1^2} = -224,13 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.109)$$

где $H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 101 - 54,5 = 46,5 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\sigma_x^u = -224,13 \cdot 0 - 10 \cdot 46,5 \cdot (1 - 0) = -465 \text{ кН/м}^2.$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_b \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (4.110)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_b \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (4.111)$$

$$\sigma_1^u = -224,13 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 46,5 \cdot 0 = -224,13 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_b \cdot H_d^u \quad (4.112)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 46,5 = -465 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\}; \quad (4.113)$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1 + 0)}{2} \cdot \left\{ 224,13 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 10 \cdot 46,5 \cdot \left[\cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0}{1 + 0} \right] \right\} = -224,1 \text{ кН/м}^2.$$

Пределом прочности основания на одноосное сжатие R_c для полускального грунт составляет 5 МПа.

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2}, \quad (4.114)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{18659,9}{35,1} - \frac{6 \cdot 63138,04}{35,1^2} = -839,11 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (4.115)$$

$$\sigma_x^t = -839,11 \cdot 0,85^2 - 10 \cdot 6,1 \cdot (1 - 0,85^2) = -178,86 \text{ кН/м}^2,$$

где $m_t = 0,85$ – заложение низовой грани.

$H_d^t = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 60,6 - 54,5 = 6,1 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (4.115)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 6.1 - 839,11) \cdot 0.85 = 661,39 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (4.116)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 6.1 = -61 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (4.117)$$

$$\sigma_3^t = -839,11 \cdot (1 + 0.85^2) + 10 \cdot 6.1 \cdot 0.85^2 = -1438,14 \text{ кН/м}^2;$$

Напряжения возникающие в плотине представлены в таблице 4.4

Таблица 4.4 - Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань, кН/м2	Низовая грань, кН/м2
σ_y	-224,13	-839,11
σ_x	-465	-178,86
τ_{xy}	0	661,39
σ_1	-224,13	-61
σ_3	-465	-1438,14

4.14.1 Критерии прочности плотины

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.118)$$

где $\gamma_n = 1.20$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0.9$;

$$R_b \geq \frac{1.20 \cdot 1 \cdot 465}{0.9} = 620 \text{ кН/м}^2, \quad (4.119)$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 620 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-224,13 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (4.120)$$

$$224,13 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 46,5.$$

$$224,13 \text{ кН/м}^2 \geq 93 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

4.14.2 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.121)$$

где γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1$;

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

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \text{tg } \varphi + c \cdot \omega = 18659,91 \cdot 0,6 + 35,1 \cdot 70 = 13652,94 \text{ кН/м} \quad (4.122)$$

где $tg\varphi = 0.6$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 70 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\Pi} \cdot 1 = 35.1 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 10575.35 \text{ кН/м.} \quad (4.123)$$

4.14.3 Расчёт прочности плотины при особом сочетании нагрузок

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Для удобства расчёта составим таблицу 4.5, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 4.5 – Сбор нагрузок

Сила	yf	Направление силы	Особое сочетание нагрузок		
			Сила	Плечо	Момент
T_B	1	→	11066.91	15.83	175189.185
T_H	1	←	867.65	4.32	-3748.248
G_G	0.95	↓	6389.60	6.68	-42682.49794
$G_{\text{плт}}$	0.95	↓	16780.8	4.81	-80715.65
$W_{\text{БВБ}}$	1	↑	4579.6	0	0
W_{Φ}	1	↑	2731.2	8.92	24362.304
E_H	1.2	→	147	1.67	245.49
E_a	1.2	→	159.5	0.8	127.6
$W_{\text{волн}}$	1.0	→	7.5	46.68	350.1
Q_3	0.9	↓	40.53	43.3	-1754.82
ΣN	↑	↓↑	15900.12		
ΣF	↔	→←	10500.76		
ΣM			87623,58		

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

Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2}, \quad (4.124)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B_{Π} – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{15900.12}{35.1} + \frac{6 \cdot 87623,58}{35.1^2} = -105,45 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.125)$$

где $H_d^u = 47,5$ м – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;
 m_u – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения, $m_u = 0$;

$$\sigma_x^u = -105,45 \cdot 0 - 10 \cdot 47,5 \cdot (1 - 0) = -475 \text{ кН/м}^2.$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.126)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (4.127)$$

$$\sigma_1^u = -105,45 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 47,5 \cdot 0 = -105,45 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u \quad (4.128)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 47,5 = -475 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1+0)}{2}.$$

$$\cdot \left\{ 105,45 \cdot [\cos 2(0-0) + 1] + 10 \cdot 47,5 \cdot \left[\cos 2(0-0) - \frac{1-0}{1+0} \right] \right\} = -105,45 \text{ кН/м}^2.$$

Пределом прочности основания на одноосное сжатие R_c для полускального грунт составляет 5 кПа.

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2}, \quad (4.129)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{15900.12}{35.1} - \frac{6 \cdot 87623,58}{35.1^2} = -800,54 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (4.130)$$

$$\sigma_x^t = -800,54 \cdot 0.85^2 - 10 \cdot 13.3 \cdot (1 - 0.85^2) = -113,09 \text{ кН/м}^2,$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (4.131)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 13,3 - 800,54) \cdot 0,85 = 567,41 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (4.132)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 13,3 = -133 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (4.133)$$

$$\sigma_3^t = -800,54 \cdot (1 + 0,85^2) + 10 \cdot 13,3 \cdot 0,85^2 = -1371,70 \text{ кН/м}^2;$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 4.6

Таблица 4.6 - Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-105,45	-800,54
σ_x	-475	-113,09
τ_{xy}	0	567,41
σ_1	105,45	-133
σ_3	-475	-1371,70

4.14.4 Критерии прочности плотины

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.134)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надёжности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 0,95 \cdot 475}{1} = 541,5 \text{ кН/м}^2. \quad (4.135)$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 541,5 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-105,45 \text{ кН/м}^2 < 0$$

2. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (4.136)$$

$$105,45 \geq 0,20 \cdot 10 \cdot 46,5.$$

$$105,45 \text{ кН/м}^2 \geq 95 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

4.14.5 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (4.137)$$

где γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1$;

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

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \text{tg} \varphi + c \cdot \omega \\ &= 15900,12 \cdot 0,6 + 35,1 \cdot 70 = 11997,07 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \end{aligned} \quad (4.138)$$

где $\text{tg} \varphi = 0,6$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 70 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{пл} \cdot 1 = 35,1 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 10500.76 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.139)$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{11997.07 \cdot 1}{10500.76 \cdot 0,9} \geq 1.20,$$

$$1.21 \geq 1.20.$$

Условие устойчивости плотины выполняется.

5 Организация строительства

Компоновка гидроузла и состав сооружений:

Гидроузел представляет собой приплотинное здание ГЭС, водосбросную плотину и площадку ОРУ 220 кВ. Докуновская ГЭС является средним по мощности и напору гидроузлом руслового типа.

Напорный фронт состоит из водосливной части плотины длиной 206 м; станционной части 119 м; левобережной и правобережной грунтовых частей длиной 577 и 200 м соответственно. Высота плотины составляет 46,5 м.

Установленная мощность Докуновской ГЭС составляет 436 МВт; длина и ширина машинного зала составляет 119 м и 31 м соответственно; в здании ГЭС установлено 4 гидроагрегата с диаметром рабочего колеса 7,1 м; максимальный расход через 1 агрегат составляет 700 м³/с; ширина агрегатного блока составляет 36 м, длина монтажной площадки 39 м; по гребню плотины возможен автомобильный проезд.

Так как гидроэлектростанция является средненапорной (38,7 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.

Строительство гидроузла разбито на 5 основных этапов:

- 1 этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;
- 2 этап – перекрытие русла;
- 3 этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;
- 4 этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;
- 5 этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.1 Первый этап

Строительство плотины начинается с перекрытия русла реки, создания котлована, в котором возводится водосливная плотина и разделительный 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:

- возведение верховой, продольной и низовой перемычек.

- откачка воды из котлована первой очереди.
- разработка котлованов плотин.
- бетонирование тела водосбросной плотины до отм. 70 м.
- бетонирование сопрягающего устоя до отметки 70 м.
- бетонирование стационарной плотины до отметки 70 м.
- возведение грунтовой правобережной плотины до отметки 70 м.
- устройство глубокой цементационной завесы.
- бурение дренажных скважин в основании плотины.

Расчет перемычек с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло:

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 –5%.

Расчетный строительный расход 5 % обеспеченности составляет $Q_{стр} = 6427 \text{ м}^3/\text{с}$, при этом глубина воды в реке равна 6 м.

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 $Q_{стр}$.

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{w_0} = \frac{6427}{4500} = 1,4 \text{ м/с}.$$

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{w_c}, \quad (5.2)$$

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

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{w_c} = \frac{6427}{2250} = 2,8 \text{ м/с}.$$

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

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (5.3)$$

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.

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{2,8^2}{19,62} - \frac{1,4^2}{19,62} = 0,45 \text{ м.}$$

Отметки гребней продольной и верховой перемычек можно определить по формулам:

для верховой перемычки:

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

$$H_{вп} = H_{нб} + Z + a = 6 + 0,45 + 1 = 7,45 \text{ м.}$$

для продольной перемычки:

$$H_{пп} = H_{нб} + Z, \quad (5.5)$$

$$H_{пп} = H_{нб} + Z = 6 + 0,45 = 6,45 \text{ м.}$$

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_n ($L_v = 272$ м, $L_n = 160$ м).

Принят запас до продольной перемычки 2 м, до поперечной 20 м.

5.1.1 Тип и конструкция перемычек

Принимаем земляные перемычки, с шириной по гребню 6 м. Низовой откос верховой перемычки $1:3$, низовой $1:2$; для продольной перемычки верховой $1:3$ и низовой откос составляет $1:2$.

Тип и конструкции перемычек показаны на рисунках 5.1, 5.2, 5.3

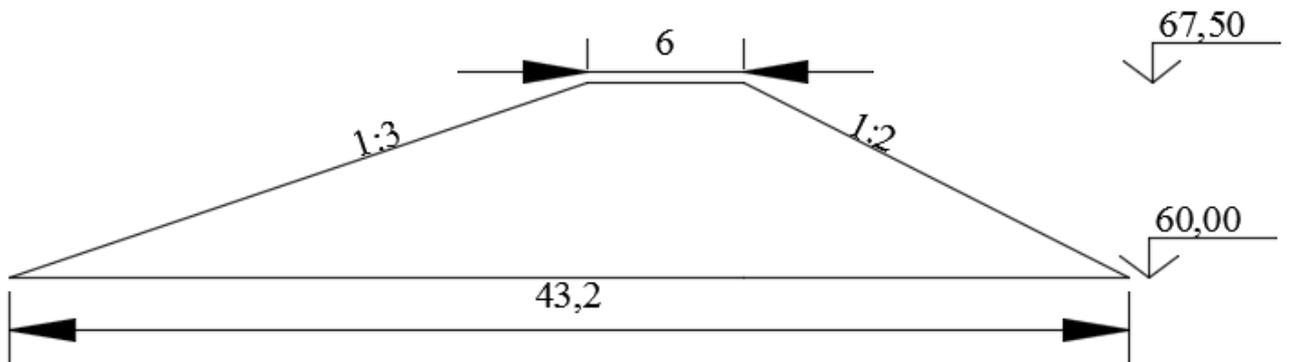


Рисунок 5.1 Поперечное сечение верховой перемычки

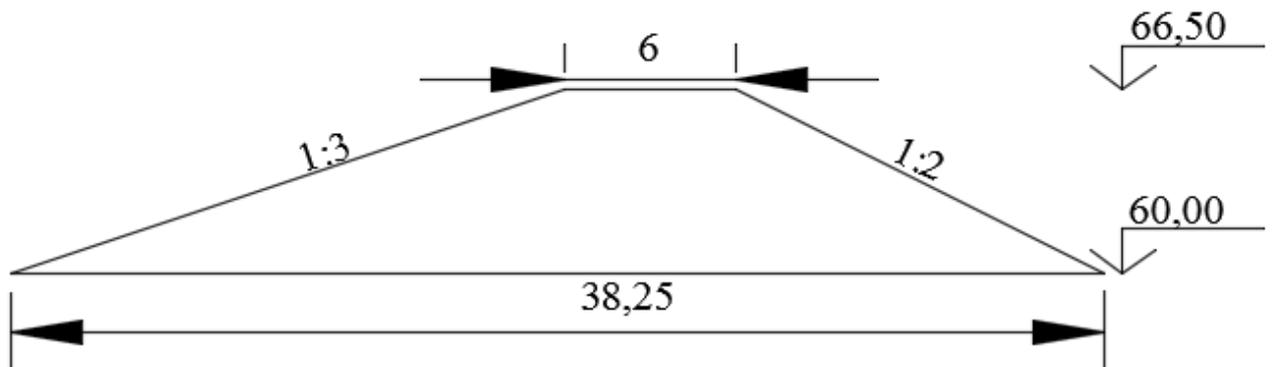


Рисунок 5.2 Поперечное сечение продольной перемычки

Площади поперечного сечения перемычек.

Определяем площади поперечного сечения перемычек $\omega_{\text{пп}} = 14,4 \text{ м}^2$;
 $\omega_{\text{вп}} = 18,5 \text{ м}^2$.

Определяем суммарный объем верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V = \omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} \cdot L_{\text{вп}}, \text{ (м}^3\text{)}; \quad (5.6)$$

$$V = \omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} \cdot L_{\text{вп}} = 14,4 \cdot 160 + 18,5 \cdot 272 = 7336 \text{ м}^3.$$

Определяем отметку гребня низовой перемычки:

$$H_{\text{нп}} = H_{\text{нб}} + a(\text{м}); \quad (5.7)$$

$$H_{\text{нп}} = H_{\text{нб}} + a = 6 + 1 = 7 \text{ м.}$$

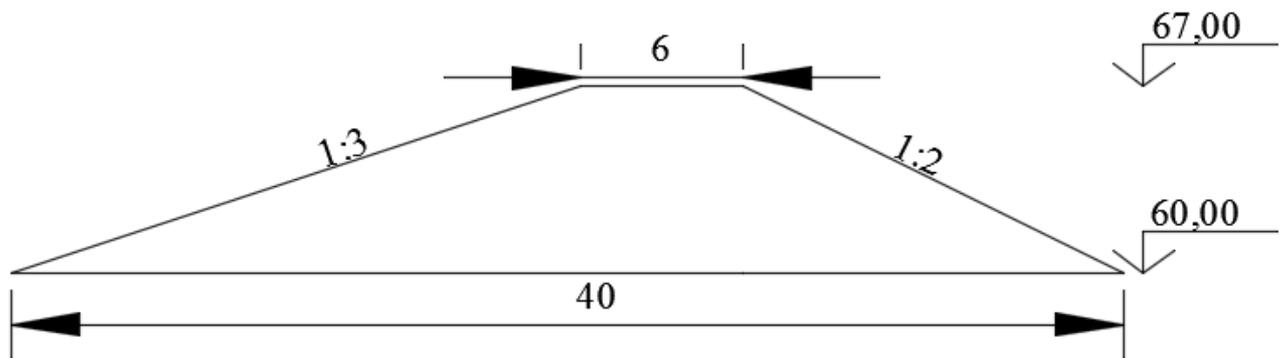


Рисунок 5.3 Поперечное сечение низовой перемычки

Определяем наибольшую площадь поперечного сечения низовой перемычки: $\omega_{\text{нп}} = 16,4 \text{ м}^2$.

Определяем объём низовой перемычки:

$$V = \omega \cdot L_{\text{нп}} = 16,4 \cdot 272 = 4461 \text{ м}^3;$$

Назначаем время начала работ по возведению перемычек.

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}},$$

где $\Sigma V_{\text{пер}}$ – суммарный объём всех перемычек, $J_{\text{пер}}$ – интенсивность возведения грунтовой перемычки, принимаем $1320 \text{ м}^3/\text{сут.}$ (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = \frac{7336 + 4461}{1320} = 9 \text{ сут.}$$

Время необходимое на отсыпку перемычек 9 суток.

5.1.2 Осушение котлована 1-й очереди

Определяем площадь котлована $S = 31985 \text{ м}^2$. Определяем глубину воды в котловане $H = 6 \text{ м}$.

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована:

$$V = H \cdot S; \tag{5.8}$$

$$V = 6 \cdot 31985 = 191910 \text{ м}^3;$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы ТЗ-110 Е, имеющие производительность $W = 210 \text{ м}^3/\text{час}$ в количестве 4 шт. + резервный.

Рассчитываем время откачки с использованием 4 насосов.

$$t = \frac{V}{W \cdot n}; \quad (5.9)$$

$$t = \frac{191910/(210 \cdot 4)}{24} = 9,5 \text{ дней.}$$

Находим интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{H}{t} = \frac{6}{9,5} = 0,63 \frac{\text{м}}{\text{сут}}, \quad (5.10)$$

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.

5.1.3 Разработка котлована под водосливную плотину

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане 255 м и 37 м соответственно, глубина 3 м.

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c; \quad (5.11)$$

$$V = 255 \cdot 37 \cdot 3 = 28305 \text{ м}^3.$$

В качестве ведущего механизма для разработки грунта основания применяется экскаватор ЭО4124, вместимость ковша $q_{\text{ков}} = 1 \text{ м}^3$.

Производительность цикла экскаватора:

$$P_{\text{эч}} = q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}} = 0,62 \cdot 133 \cdot 0,75 = 61,8 \text{ м}^3/\text{час} \quad (5.12)$$

$$\text{где } q_{\text{ц}} = q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}} / k_{\text{р}} \quad (5.13)$$

$$q_{\text{ц}} = 1 \cdot \frac{0,9}{1,45} = 0,62 \text{ м}^3$$

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

$k_{\text{р}} = 1,45$ коэффициент разрыхления грунта;

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

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

$n_{\text{ц}} = 3600/t_{\text{цэк}} = 3600/27 = 133$ - число циклов в час.

где $t_{\text{ц}}$ - продолжительность цикла экскаватора 27 сек.

Определяем время разработки котлована под водосбросную плотину:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{28305}{61,8} = 458 \text{ час.} = 57,3 \text{ смен} = 19 \text{ дней.} \quad (5.14)$$

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал КамАЗ-65201 со следующими характеристиками:

емкостительность кузова 5 м^3 .

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженный $V_{\text{гр}} = 20 \text{ км/ч}$;

- порожний $V_{\text{пор}} = 30 \text{ км/ч}$.

Согласно стройгенплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки примерно 3 км.

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{q_{\text{ков}}} = \frac{5}{1} = 5 \text{ ковшей,} \quad (5.15)$$

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

Время одного цикла транспортировки грунта

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_{\text{T}}}{V_{\text{гр}}} + \frac{L_{\text{T}}}{V_{\text{пор}}} + (t_{\text{р}} + t_{\text{маш}}) = \frac{3}{20} + \frac{3}{30} + (0,032 + 0,021) = 0,3 \quad (5.16)$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин:

$$N_{\text{а/с}} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ковш}}} = \frac{0,3 \cdot 3600}{27 \cdot 5} \approx 8 \text{ машин.} \quad (5.17)$$

5.1.4 Разработка котлована под стационарную плотину

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане 119 м и 38 м соответственно, глубина 3 м.

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c; \quad (5.18)$$

$$V = 119 \cdot 38 \cdot 3 = 13566 \text{ м}^3.$$

В качестве ведущего механизма для разработки грунта основания применяется экскаватор ЭО4124, вместимость ковша $q_{\text{ков}} = 1 \text{ м}^3$.

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал КамАЗ-65201.

5.1.5 Расчет пропуска расчетного строительного расхода через донные отверстия на втором этапе

Количество донных отверстий назначается в зависимости от величины пропускаемого расхода, напора, высоты и ширины отверстий. Предварительно задаемся размерами и количеством донных отверстий с учетом геометрии водосливной плотины. Отметку порога донных отверстий (VII) примем на 2 м выше дна –62 м.

В этом случае верхняя выходная кромка донного отверстия будет находиться на отметке 71 м, а отметка НБ составляет 66 м. Выходное сечение донного отверстия не затоплено, следовательно, справедливо выражение:

Определяем требуемое сечение отверстия для обеспечения пропуска строительного расхода:

$$\omega = \frac{Q}{\mu\sqrt{2gH_{b0}}}; \quad (5.19)$$

где $\mu = 0,82$;

$$\omega = \frac{6427}{0,82 \cdot \sqrt{19,62 \cdot H_{b0}}};$$

$$\omega = \frac{1781}{\sqrt{H}}.$$

Принимаем несколько значений H :

При $H=2$ м, $\omega = 1272$;

При $H=5$ м, $\omega = 798$.

По принятым напорам и по считанным сечениям строится зависимость сечения отверстия от напора рисунок 5.4

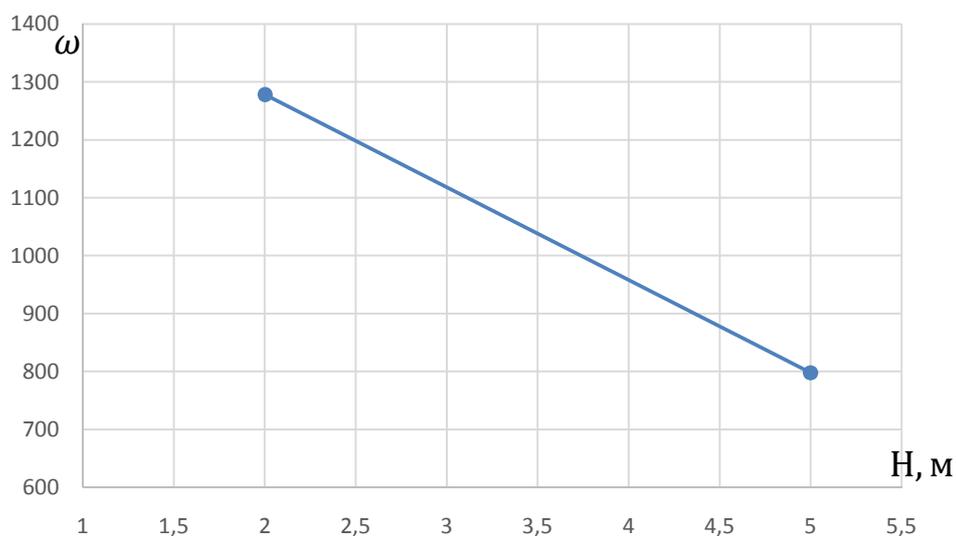


Рисунок 5.4 Зависимость сечения отверстия от напора

Исходя, из графика задаем сечение донного отверстия. Принимаем 10 отверстий размером 9х9: $\omega = 10 \cdot 9 \cdot 9 = 810 \text{ м}^2$.

Определяем напор над центром входного отверстия:

$$H_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \omega^2 n^2 2g}; \quad (5.20)$$

$$H_{\text{во}} = \frac{6427^2}{0,82^2 \cdot 810^2 \cdot 19,62} = 4,7 \text{ м.}$$

Находим необходимую отметку ВБ по формуле:

$$\nabla_{\text{УВБ}} = \nabla_{\text{П}} + H_0; \quad (5.21)$$

$$\nabla_{\text{ВБ}} = 62 + 4,7 = 66,7 \text{ м.}$$

Определяем отметку гребня банкета при перекрытии с учетом запаса в 1 м (67,7 м).

5.1.6 Бетонные работы в нижней части водосливной плотины до отметки 70 м

Основные характеристики водосливной плотины:

Нижняя часть водосливной имеет форму параллелепипеда и имеет донные отверстия.

Ширина подошвы плотины $B=35,1 \text{ м}$;

Высота бетонируемой части водосливной плотины $h=15,5 \text{ м}$;

Длина бетонируемого участка плотины с учетом сопрягающего устоя

$L=215$ м;

Размеры донного отверстия 9×9 м

Площадь донного отверстия $\omega_{до}=81$ м²;

Количество донных отверстий, $n_{до}=10$ шт.

Находим суммарный объём всех донных отверстий:

$$V_{до} = n_{до} \cdot B \cdot \omega_{до}, \text{ м}^3 \quad (5.22)$$

$$V_{до} = 10 \cdot 35,1 \cdot 81 = 28512 \text{ м}^3.$$

Определяем общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{б.р.} = B \cdot L \cdot h - V_{до}, \text{ м}^3; \quad (5.23)$$

$$V_{б.р.} = 31,5 \cdot 215 \cdot 15,5 - 28512 = 79462 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{б.р.}=12000$ м³/мес.

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{б.р.} / J_{б.р.}; \quad (5.24)$$

$$t = 79462 / 12000 = 7 \text{ мес.}$$

5.1.7 Бетонные работы в нижней части разделительного устоя до отметки 70 м

Основные характеристики сопрягающего устоя плотины:

Ширина устоя $B=2,5$ м;

Высота бетонируемой части водосливной плотины $h=15,5$ м;

Длина бетонируемого участка плотины $L=50$ м;

Определяем общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

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

$$V_{б.р.} = 2,5 \cdot 50 \cdot 15,5 = 1938 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{б.р.}=400$ м³/сут.

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{б.р.} / J_{б.р.}; \quad (5.26)$$

$$t = 1938 / 400 = 5 \text{ сут}$$

5.1.8 Бетонирование глухих секций до отметки 70 м

Ширина секций $B=33,5$ м;

Высота бетонлируемой части глухих секций $h=15,5$ м;

Длина бетонлируемого участка плотины $L=95$ м;

Определяем общий объём бетонлируемой части водосливной плотины:

$$V_{б.р.} = B \cdot L \cdot h, \text{ м}^3; \quad (5.27)$$

$$V_{б.р.} = 33,5 \cdot 95 \cdot 15,5 = 49329 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{б.р.}=400$ м³/сут.

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{б.р.} / J_{б.р.}; \quad (5.28)$$

$$t = 15578/400 = 124 \text{ сут.} = 3 \text{ мес.}$$

5.1.9 Бетонные работы в нижней части стационарной плотины до отметки 70 м

Возводим стационарную часть плотины до отметки 70 м и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте; устраиваем глубокую цементационную завесу; бурим дренажные скважины в основании плотины.

Ширина нижней части стационарной плотины и глухих секций - $B= 35,1$ м.

Высота бетонлируемого участка стационарной плотины $h=15.5$ м

Длина бетонлируемого участка плотины $L=122$ м

Объём $V= 35,1 \cdot 122 \cdot 15,5 = 66374 \text{ м}^3$.

Интенсивность работы $12000 \text{ м}^3/\text{мес}$.

Время бетонирования $t=6$ мес

5.1.10 Бетонные работы в подводной части здания ГЭС до отметки 70 м

м

Подводная часть здания ГЭС имеет форму параллелепипеда.

Ширина подводной части здания ГЭС $B = 38$ м

Высота подводной части здания ГЭС $h = 28$ м

Длина подводной части здания ГЭС $L_{ГЭС} = 88$ м

Объём: $V = 38 \cdot 88 \cdot 28 = 93632 \text{ м}^3$

Время бетонирования $t= 8$ мес

5.1.11 Разработка котлована под правобережную грунтовую плотину

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане 200 м и 9 м соответственно, глубина 3 м.

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c; \quad (5.29)$$

$$V = 200 \cdot 9 \cdot 3 = 5400 \text{ м}^3$$

Для разработки грунта основания используем экскаватор ЭО-5122А (производительность цикла $\Pi_{\text{эч}} = 61,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, была определена выше).

Определим время разработки котлована под грунтовую правобережную часть плотины:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{\Pi_{\text{эч}}}; \quad (5.30)$$

$$t_{\text{выем}} = \frac{5400}{61,8} = 87,4 \text{ сут.}$$

5.1.12 Возведение суглинистого ядра и насыпной земляной плотины из песка до отметки 70 м

Отсыпка земляной плотины до отметки 70 м. Размеры отсыпаемой грунтовой плотины $b=260$ м, $a=210$ м, $L=26$ м, $h=13$ м.

$$S_{\text{гр}} = \frac{260+210}{2} \cdot 13 = 3055 \text{ м}^2 \quad (5.31)$$

$$V_{\text{гр.}} = 3055 \cdot 26 = 79430 \text{ м}^3$$

Особенность уплотнения песчаных грунтов, в том, что они отсыпаются слоями от 30 до 60 см в зависимости от выбранного способа. Для уплотнения грунта используем пневмошинные катки типа ДУ-39А со следующими характеристиками:

- масса 20 тонн;
- толщина уплотняемого слоя 0,40 м;
- ширина уплотняемой полосы 2,6 м;
- число проходов по одному следу 6-10;
- скорость передвижения: рабочая 1,4 м/с, транспортная 6,9 м/с.

5.2 Второй этап

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 10 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 грунтовой плотины, а так же судоходного шлюза. Так же производится наращивание стационарной и водосбросной части плотины до отметки 80 м.
- наращивание земляной плотины до отметки 80 м.

5.2.1 Возведение перемычек второй очереди

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

Ширину по гребню принимаем 6 м.

Площадь поперечного сечения банкета составляет $\omega = 17,6 \text{ м}^2$,

Длина банкета составляет $L_{\text{бан}} = 272 \text{ м}$.

Схема поперечного сечения банкета показана на рисунке 5.5

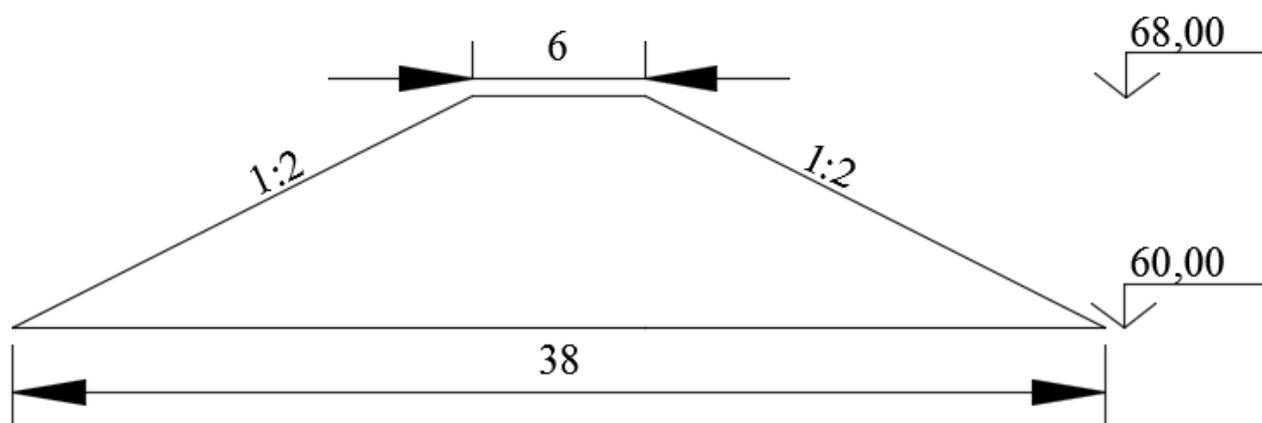


Рисунок 5.5 схема поперечного сечения банкета

Таким образом, объем банкета равен:

$$V = L_{\text{бан}} \cdot \omega, \text{ м}^3; \quad (5.32)$$

$$V = 272 \cdot 17,6 = 4788 \text{ м}^3.$$

Конструкция низовой перемычки второй очереди аналогична низовой перемычке первой очереди, длина ее $L_{\text{нз}} = 272 \text{ м}$. Объем низовой перемычки равен:

$$V = \omega \cdot L_{\text{нз}}; \quad (5.33)$$

$$V = 16,4 \cdot 272 = 4461 \text{ м}^3;$$

Определим время необходимое для возведения банкета и низовой перемычки раздельно:

$$t_{\text{бан}} = V_{\text{бан}} / J_{\text{бан}} = 4788/2000 = 2,4 \text{ мес.}$$

$$t_{\text{пер}} = V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = 4461/2000 = 2,3 \text{ мес.}$$

5.2.2 Осушение котлована 2-й очереди

Определяем площадь котлована

Глубина воды в котловане при среднем расходе воды в реке $Q = 6427 \text{ м}^3/\text{с}$ равна $h = 6,7 \text{ м}$.

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована:

$$V = h \cdot S; \tag{5.35}$$

$$V = 6,7 \cdot 31985 = 214299,5 \text{ м}^3;$$

Для откачки воды из котлована используем те же, что и на котловане первой очереди консольные насосы ТЗ-110 Е.

Проведем расчет времени откачки с использованием 4 насоса + один резервный. Время откачки составит:

$$t = \frac{214299,5 / (210 \cdot 4)}{24} = 10,7 \text{ дней.}$$

Интенсивность откачки воды составит:

$$J = \frac{h}{t} = \frac{6,7}{10,7} = 0,63 \text{ м/смен.}$$

5.2.3 Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 70 м и 80 м

Бетонируемый участок плотины имеет форму параллелепипеда. Высота участка бетонирования $h = 10 \text{ м}$.

Длина бетонируемого участка плотины $L_{\text{пл}} = 300,5 \text{ м}$

Ширина сечения в нижней части 28 м; ширина сечения в верхней части 25 м.

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины:

$$\omega_{\text{п}} = 307 \text{ м}^2$$

$$\text{Объём бетона } V = 307 \cdot 300,5 = 92254 \text{ м}^3.$$

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

Время бетонирования $t = 3,2$ мес.

5.2.4 Возведение суглинистого ядра и насыпь земляной правобережной плотины из песка до отметки 80 м

Размеры отсыпаемой грунтовой плотины $b = 210$ м, $a = 157$ м, $L = 45$ м, $h = 10$ м.

$$S_{\text{гр}} = \frac{100 + 57}{2} \cdot 10 = 785 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{гр.}} = 1835 \cdot 45 = 35325 \text{ м}^3$$

Для уплотнения грунта используем пневмошинные катки типа ДУ-39А.

5.2.5 Разработка котлована под левобережную грунтовую плотину

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане 574 м и 9 м соответственно, глубина 3 м.

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c; \tag{5.36}$$

$$V = 574 \cdot 9 \cdot 3 = 15498 \text{ м}^3$$

Для разработки грунта основания используем экскаватор ЭО-5122А (производительность цикла $\Pi_{\text{эч}} = 61,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, была определена выше).

Определим время разработки котлована под грунтовую правобережную часть плотины:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{\Pi_{\text{эч}}}; \tag{5.37}$$

$$t_{\text{выем}} = \frac{15498}{61,8} = 250,8 \text{ сут.} = 9 \text{ месяцев.}$$

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

5.2.6 Разработка котлована под судоходный шлюз

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане 69 м и 290 м соответственно, глубина 3 м.

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c; \tag{5.38}$$

$$V = 66 \cdot 290 \cdot 3 = 57420 \text{ м}^3$$

Для разработки грунта основания используем 3 экскаватора ЭО-5122А (производительность цикла $\Pi_{\text{эч}} = 61,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, была определена выше).

Определим время разработки котлована под грунтовую правобережную часть плотины:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{\Pi_{\text{эч}}}; \quad (5.39)$$

$$t_{\text{выем}} = \frac{57420}{61,8 \cdot 3} = 309,7 \text{ сут.} = 10 \text{ месяцев.}$$

Количество машин для транспортировки грунта так же умножаем на 3 и получаем 24 КамАЗ-6520.

5.3 Третий этап

- Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 80 и 105,2 м
- Возведение суглинистого ядра и насыпь земляной правобережной плотины из песка до отметки 105,2
- Возведение суглинистого ядра и насыпь земляной левобережной плотины из песка до отметки 86 м
- Возведение судоходного шлюза до отметки 86 м
- Наполнение водохранилища до отметки 80 м

5.3.1 Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 80 м и 105,2 м

Бетонируемый участок плотины имеет форму параллелепипеда. Высота участка бетонирования $h = 25,2 \text{ м}$.

Длина бетонируемого участка плотины $L_{\text{пл}} = 300,5 \text{ м}$

Ширина сечения в нижней части 25 м; ширина сечения в верхней части 22 м.

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины:

$$\omega_{\text{п}} = 650 \text{ м}^2$$

$$\text{Объём бетона } V = 650 \cdot 300,5 = 195325 \text{ м}^3.$$

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

Время бетонирования $t = 6,6 \text{ мес.}$

5.3.4 Возведение суглинистого ядра и насыпь земляной правобережной плотины из песка до отметки 105,2

Размеры отсыпаемой грунтовой плотины $b = 157$ м, $a = 15$ м, $L = 200$ м, $h = 25,2$ м.

$$S_{\text{гр}} = \frac{57 + 15}{2} \cdot 25,2 = 907,2 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{гр}} = 907,2 \cdot 200 = 43360 \text{ м}^3$$

Для уплотнения грунта используем пневмошинные катки типа ДУ-39А.

5.3.4 Возведение суглинистого ядра и насыпной земляной левобережной плотины из песка до отметки 86 м

Размеры отсыпаемой грунтовой плотины $b = 260$ м, $a = 157$ м, $L = 470$ м, $h = 29$ м.

$$S_{\text{гр}} = \frac{260 + 157}{2} \cdot 29 = 6046 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{гр}} = 6046 \cdot 470 = 2841855 \text{ м}^3$$

Для уплотнения грунта используем пневмошинные катки типа ДУ-39А.

5.3.5 Бетонные работы по возведению судоходного шлюза до отметки 86 м

Бетонируемый участок шлюза имеет форму двойной скобы. Высота участка бетонирования $h = 29$ м.

Длина бетонируемого участка плотины $L_{\text{пл}} = 290$ м

Ширина сечения 69 м;

Наибольшая площадь поперечного сечения участка шлюза:

$$\omega_{\text{ш}} = 387 \text{ м}^2$$

$$\text{Объём бетона } V = 387 \cdot 290 = 112230 \text{ м}^3.$$

Принимаем интенсивность бетонирования $20000 \text{ м}^3/\text{мес}$

Время бетонирования $t = 6$ мес.

5.4 Четвертый этап

На данном этапе возводят левобережную грунтовую плотину до проектных отметок. Возводят до проектных отметок судоходный шлюз, монтируют оборудование.

В секции № 1-8 бетонировать донные отверстия и демонтировать затворы. Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции № 9-10.

Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

5.4.1 Возведение суглинистого ядра и насыпной земляной левобережной плотины из песка до отметки 105,2 м

Размеры отсыпаемой грунтовой плотины $b = 157$ м, $a = 15$ м, $L = 574$ м, $h = 19,8$ м.

$$S_{\text{гр}} = \frac{157 + 15}{2} \cdot 19,8 = 1703 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{гр}} = 1703 \cdot 574 = 977407 \text{ м}^3$$

Для уплотнения грунта используем пневмошинные катки типа ДУ-39А.

5.4.2 Бетонные работы по возведению судоходного шлюза до отметки 105,2 м

Бетонируемый участок шлюза имеет форму двойной скобы. Высота участка бетонирования $h = 19,8$ м.

Длина бетонируемого участка плотины $L_{\text{пл}} = 290$ м

Ширина сечения 69 м;

Наибольшая площадь поперечного сечения участка шлюза:

$$\omega_{\text{ш}} = 227 \text{ м}^2$$

$$\text{Объём бетона } V = 227 \cdot 290 = 65830 \text{ м}^3.$$

Принимаем интенсивность бетонирования $20000 \text{ м}^3/\text{мес}$

Время бетонирования $t = 4$ мес.

5.6 Определение объема 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 полученные значения сведены в таблице 5.1 определение объемов работ.

Таблица 5.1 - Объемы работ

№ этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м ³)
1	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	2304
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	4461
		Отсыпка верховой перемычки первой очереди	5032
	Откачка воды	Осушение котлована первой очереди	191910
	Земляные	Разработка котлована I и II очереди	240378
	Бетонные	Бетонирование нижней части бетонной плотины	290735
2	Земляные	Отсыпка банкета	4788
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	4461
	Откачка воды	Осушение котлована второй очереди	214300
	Бетонные	Бетонные работы по всему напорному фронту	92254
	Земляные	Возведение грунтовой части	35325
3	Бетонные	Бетонные работы по всему напорному фронту	399809
	Земляные	Грунтовые части плотины	2885215
4	Бетонные	Возведение судоходного шлюза	65830
	Земляные	Грунтовые части плотины	977407

6 Мероприятия по охране окружающей среды

Докуновский гидроузел проектируется в Ивановской области России на реке Волга. Бассейн Волги занимает около 1/3 Европейской территории России и простирается от Валдайской и Среднерусской возвышенностей на западе до Урала на востоке. Основная, питающая часть водосборной площади Волги, от истока до городов Нижнего Новгорода и Казани, расположена в лесной зоне, средняя часть бассейна до городов Самары и Саратова в лесостепной зоне, нижняя часть в степной зоне до Волгограда, а южнее в полупустынной зоне..

Река Волга берёт начало на Валдайской возвышенности (на высоте 228 метров) и впадает в Каспийское море. Устье реки лежит на 28 метров ниже уровня моря. Общее падение 256 метров. Длина реки 3530 км, площадь водосбора 1360 тыс. км².

В районе створа проектируемого Докуновского гидроузла климат умеренно континентальный. Для него характерно сравнительно жаркое лето и морозная зима с устойчивым снежным покровом. Наиболее холодным месяцем зимы является январь, средняя зимняя температура $-11,5-12$ °С, самым тёплым месяцем лета - июль, средняя летняя температура $+17,5...+18,7$ °С. Среднегодовая температура воздуха в районе проектируемого гидроузла составляет $4,0$ °С, абсолютный минимум $-45,0$ °С, абсолютный максимум $+38,0$ °С.

В месте проектируемого гидроузла река Волга на своем протяжении несет воды загрязненные различными веществами и огромный вклад в ее загрязнение вносит инфраструктура вышележащих городов, вследствие этого в воде присутствуют нитраты, нитриты, хлориды и сульфаты в незначительном количестве.

По речным долинам встречаются виды флоры и фауны занесенные в Красную книгу РФ.

Растительность в районе строительства ГЭС очень разнообразна, соответствует климатическому и высотному (умеренному) поясу, зависит от количества осадков, тепла и почвы. По берегам Волги произрастают ясени, ивы и тополя.

Фауна также многообразна. В районе строительства гидроузла можно встретить животных: сайгаков, кабанов. По речным долинам встречается большое количество птиц: кудрявый пеликан, лебедь шатун, белую цаплю и орлана.

Воды реки Волга богаты различными рыбами, которые представлены следующими видами: сазан, окунь, лещ, сом, судак, щука и ерш, также осетры, белуги и севрюги.

В связи с тем, что в районе строительства Докуновского гидроузла находятся виды растений и животных (птиц) занесенных в Красную книгу РФ, с начала строительства необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных видов с целью разработки мероприятий. Воздействие на растительный и животный мир при строительстве и в процессе дальнейшей

эксплуатации станции, а также для разработки мероприятий причиненного ущерба при реализации проекта создания Докуновской ГЭС.

6.1 Период строительства

В период строительства в районе гидроузла нарушается естественный ландшафт. В связи с прокладкой дорог, постройкой промышленной базы и поселка резко возрастет уровень шума. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями. Она загрязняется также коммунально-бытовыми стоками строительного поселка. В период строительства начинается подъем воды в верхнем бьефе, в результате заполнения водохранилища изменяется расход воды и ее уровень в нижнем бьефе.

Для обеспечения надлежащего качества воды в зоне водохранилищ предусматривается полная лесочистка и санитарная очистка ложа водохранилища до его затопления. Лесочистка производится с максимально возможным хозяйственным использованием древесины. Санитарная очистка производится с целью уменьшения загрязнения поверхностного стока.

6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Мероприятия по инженерной защите, предусматривающие:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

- мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;

При создании водохранилищ предусматривается организация водоохранной зоны, на территории которой планируются защитные лесонасаждения и лесовосстановительные мероприятия.

В пределах водоохранных зон устанавливают прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводят дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

Для обеспечения соблюдения режима водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос необходимо проведение следующих мероприятий:

- закрепление на местности границ водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос специальными информационными знаками осуществляется в соответствии с земельным законодательством;

- запрещается проведение авиационно-химических работ;

- использование навозных стоков для удобрения почв;

В границах водоохранных зон допускаются проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация

хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод. Использование, охрана, защита, воспроизводство лесов, расположенных в водоохранных зонах, осуществляется в соответствии с лесным законодательством. Но соблюдение режима водоохранных зон не говорит о том, что запрет на проведение берегоукрепительных работ по берегам водных объектов.

При разработке строительных планов необходимо рационально выбирать карьеры, местоположение строительной базы, дорог и т.п.

К моменту завершения строительства должны быть проведены рекультивация нарушенных земель и озеленение территории. Для предотвращения или уменьшения переработки берегов их укрепляют.

В связи с тем, что при подготовке ложа водохранилища необходима очистка от древесной и кустарниковой растительности, в процессе лесосводки будет образовано большое количество древесных отходов.

6.3 Период эксплуатации

В период эксплуатации происходит разностороннее влияние на окружающую среду. Гидротехнические сооружения должны эксплуатироваться с соблюдением требований законодательства Российской Федерации об охране окружающей среды.

В целях контроля и современного предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС необходимо организовать наблюдения за:

- протечками и утечками технологических масел;
- качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
- качеством сбрасываемых сточных вод.

По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

6.4 Мероприятия по защите растительного и животного мира

Будет произведено лесовосстановление взамен затопленных лесных площадей, вынос из зоны затопления редких, реликтовых и краснокнижных видов растений.

Биологическая мелиорация реки Волга и строительство рыбозаводных хозяйств в качестве компенсационных мероприятий в счет компенсации ущерба ценным породам рыбы (тайменю), причиненным при строительстве ГЭС.

Согласно статьи 65 Водного кодекса РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ размер водоохраной зоны реки Волга составляет 50 м. В соответствии с режимом охраны водоохранных зон при эксплуатации станции требуется выполнение водоохранных мероприятий.

Основные природоохранные мероприятия в период эксплуатации станции приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 - Основные природоохранные мероприятия

№ пункта	Мероприятия	Срок исполнения
1. Организационные		
1.1	Разработка и согласование проекта нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (ПДВ)	1 раз в 5 лет
1.2	Разработка и утверждение проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР)	1 раз в 5 лет
1.3	Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты	1 раз в 5 лет
1.4	Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух	1 раз в 5 лет
1.5	Организация и проведение производственного экологического контроля	Постоянно
1.6	Разработка и осуществление природоохранных мероприятий	Ежегодно
2. Технологические		
2.1	Модернизация оборудования с заменой на оборудование с меньшими шумовыми характеристиками	При проведении реконструкции
2.2	Оборудование маслохозяства маслоочистительной установкой	При проведении реконструкции
2.3	Перенос шумопроизводящего оборудования с открытых площадок в закрытые помещения	При проведении реконструкции
3. Санитарно - технические		
3.1	Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности	-
3.2	Организация контроля за соблюдением природоохранных нормативов	Постоянно
3.3	Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне реки Хантайка	Постоянно

7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.1

Таблица 7.1 - Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	436	436	436	436	436
Расход электроэнергии и на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии и на собственные нужды	МВт · ч	31	31	31	31	31
Объем реализации электроэнергии	МВт · ч	3 107	3 107	3 107	3 107	3 107
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт · ч	1 422,0	1 457,0	1 491,0	1 525,0	1 551,0
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	368	377	386	394	401
НДС к выручке	млн.руб	56	57	58	60	61

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, руб.
Расходы на оплату труда	255,2	111 256 992,00
Прочие	274,0	119 453 040,00
Итого по ГЭС	529,2	230 710 032,00

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 - Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
от 1 до 5	0,06
от 6 до 15	0,09
от 16 до 25	0,14
свыше 26	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	59 020 264,80
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/Мвт*ч	4 132 442,88
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/Мвт*ч	1 197 918,72
Итого		64 350 626,40

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Волга составляет 9,84 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, руб.	1 033 898	186 440	186 440	186 440	186 440
Расходы на страхование, млн.руб.	170 596	168 128	166 338	164 549	162 759
Эксплуатационные затраты, руб.	230 710 032	230 710 032	230 710 032	230 710 032	230 710 032
Расходы на ремонт производственных фондов, руб.	10 662	10 508	10 396	10 284	10 172
Расходы на услуги регулирующих компаний, руб.	64 350 626	64 350 626	64 350 626	64 350 626	64 350 626

Окончание таблицы 7.5

Налог на воду, руб.	33 978 700	37 067 673	37 067 673	37 067 673	37 067 673
Итого, руб.	330 254 516	332 493 409	332 491 507	332 489 606	332 487 704

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1)

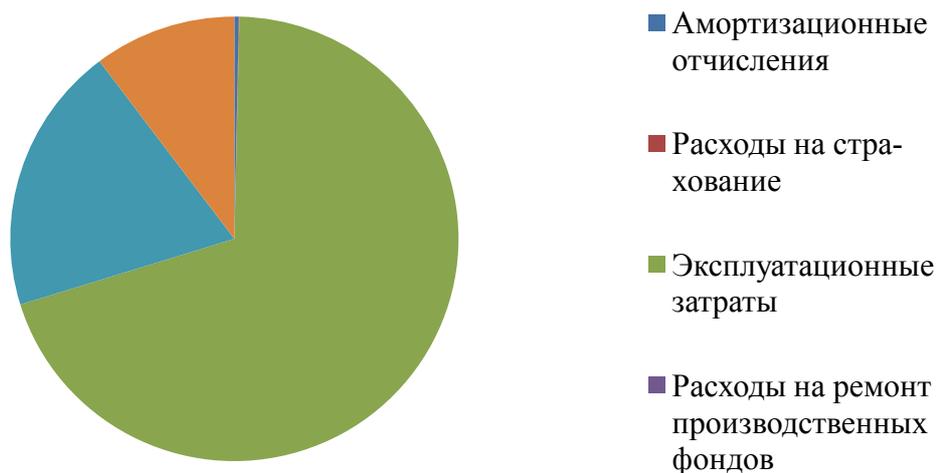


Рисунок 7.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

7.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Докуновской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 9,84 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Налог на прибыль, млн.руб.	668 195 365	928 494 627	951 442 936	974 371 074	992 639 054
НДС, млн.руб.	622 764 486	858 368 462	879 021 357	899 655 943	916 096 386
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	20 661 800	22 480 800	22 480 800	22 480 800	22 480 800
Налог на имущество, млн.руб.	1 195 671	385 628	382 389	378 288	374 186
Итого, млн.руб.	1 312 817 323	1 809 729 519	1 853 327 484	1 896 886 106	1 931 590 427

7.2.1 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	4 662	4 778	4 893	5 007	5 096
Текущие расходы, млн.руб.	330	332	332	332	332
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	4 332	4 445	4 560	4 675	4 764
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	4 332	4 445	4 560	4 675	4 764
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	866	889	912	935	952
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	3 465	3 556	3 648	3 740	3 811
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

7.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

7.4 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Докуновской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

7.5 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Докуновская ГЭС на реке Волга»

Наименование	Значения
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	86
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1 861
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,15
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0.09
Удельные капиталовложения, руб/Квт	25314,1

7.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет,Рублей	1 324 938,55	1 823 930,76	1 867 531,97	1 911	1 945 803,11
В региональный бюджет,Рублей	1 195,67	385,63	382,39	378,29	374,19
Итого налоговых поступлений, Рублей	132613422	182431639	186791436	191147298	194617730

7.7 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

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

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

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Объём сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов показано на рисунке 7.4

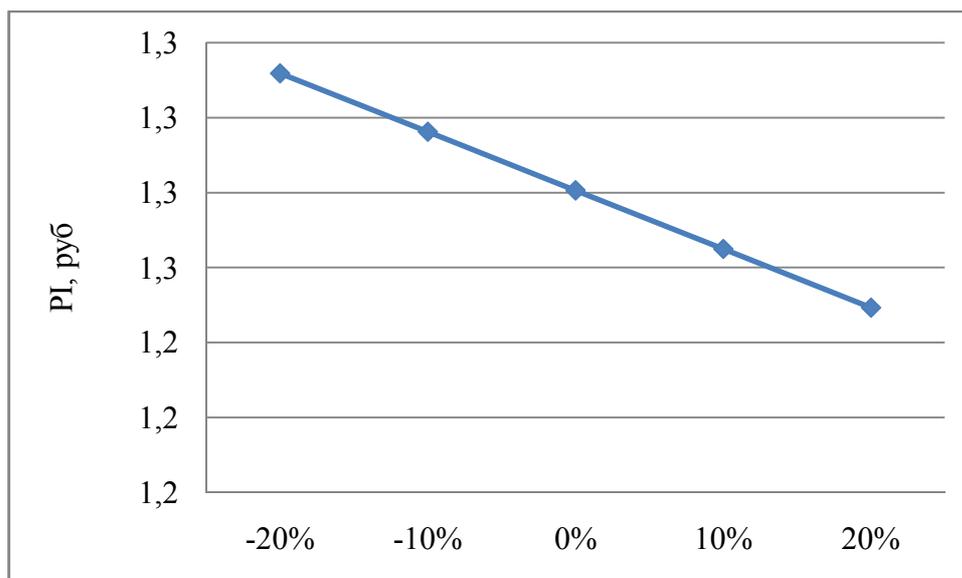


Рисунок 7.4 - Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

8 Системы сейсмического мониторинга Докуновского гидроузла

8.1 Обоснование необходимости создания системы

Необходимость сейсмического контроля состояния ГТС Докуновского ГУ обусловлена требованиями правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Москва 2003г (п.3.1.32.), которые обязывают проводить сейсмологический и сейсмометрический мониторинг на гидротехнических сооружениях I класса, расположенных в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше, и на сооружениях II класса – в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше;

- Согласно Постановлению Правительства РФ от 2 ноября 2013 г. № 986 “О классификации гидротехнических сооружений”, пункту 4 Классы гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий: если число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения более 3000 человек, то сооружению присваивается I класс. Докуновский ГУ – является сооружением I класса. Расположенным в районе с сейсмичностью 7 баллов (по шкале MSK-64) определяемым по карте ОСР 2015; Рисунок 8.1

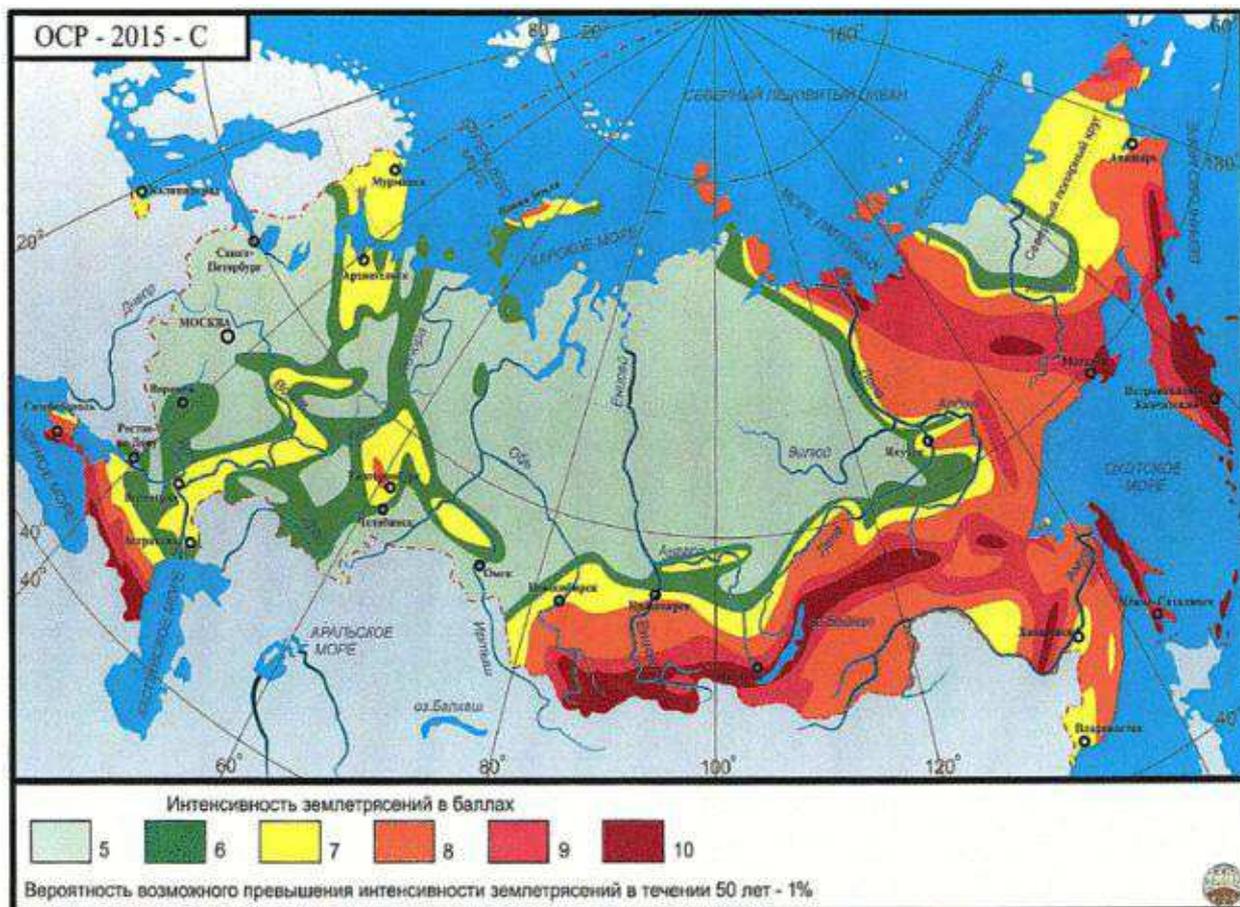


Рисунок 8.1 - Карта общего сейсмического районирования 2015-С

Для сооружения первого класса, расположенного в районах с сейсмичностью 7 баллов необходимо проводить следующие специальные наблюдения:

1. инженерно-сейсмологические наблюдения в зоне ложа водохранилища вблизи створа сооружений и на прилегающих территориях (сейсмологический мониторинг)
2. инженерно-сейсмометрические наблюдения за работой сооружений и береговых примыканий (сейсмометрический мониторинг)
3. тестовые испытания по определению динамических характеристик этих сооружений (динамическое тестирование) с составлением динамических паспортов.

Проведение инструментальных сейсмологических наблюдений в районе водохранилища необходимо для отслеживания сейсмического режима района гидроузла с целью определения сейсмологических критериев прогноза опасных для объекта землетрясений, а также для установления факта наличия или отсутствия вызванной сейсмичности, связанной с эксплуатацией водохранилища, и ее изучения. Помимо этого они позволяют выявлять возможные изменения характерных параметров сейсмических воздействий на сооружения и оборудование гидроузла, связанные с взаимодействиями и долговременными изменениями в системе «плотина-основание-водохранилище», и на основе этих данных, а также накапливающихся данных о сейсмичности района и региона уточнять рекомендованные параметры для расчета сейсмостойкости сооружений.

Для исследования реакции плотины, береговых примыканий, машзала и других сооружений на сейсмические воздействия необходима организация автоматизированной системы инженерно-сейсмометрических наблюдений. Сейсмологические наблюдения на локальной сети станций вокруг плотины обеспечивают определение местоположения и энергетических характеристик источника колебаний, направления подхода к сооружению сейсмических волн и их динамических характеристик на непригруженной поверхности грунта. Совместный анализ результатов сейсмологических наблюдений в районе гидроузла и инженерно-сейсмометрических наблюдений на плотине и других основных сооружениях является обязательным условием надежного мониторинга их сейсмостойкости.

8.2 Сейсмологический мониторинг Докуновского ГУ

Для проведения сейсмологических наблюдений в головной части водохранилища размещаем сеть высокочувствительных сейсмологических станций. Согласно ГОСТ Р 55260.1.5-2012, минимальное число станций в сети - четыре (по условию определения эпицентра, и глубины очага землетрясения). Одна из сеймостанций локальной сети является опорной (сеймостанция Никулино).

Сейсмологический мониторинг Докуновского ГУ осуществляется путем создания 4 сейсмологических станций (далее по тексту СС).

Размещение пунктов СС обуславливается следующими критериями:

- Географическое положение;
- Сейсмогеологические условия;
- Топографические условия;
- Транспортную достижимость пунктов наблюдения;
- Источники сейсмического фона в районе;
- Передача (сбор) данных и обеспечение электропитанием;
- Проблемы землеотвода и будущие проблемы землепользования;
- Климатические условия;

Географическое положение СС: принимается исходя из определения территории мониторинга сейсмичности.

Грунтовые (сейсмогеологические и инженерно-геологические) условия: места установки пункта наблюдений влияют как на сейсмический сигнал, так и на шумовые условия регистрации и, таким образом, имеют существенное значение в оценке потенциальной чувствительности сейсмической станции. Обычно, чем выше акустическая жесткость коренной породы, тем меньше сейсмический фон и выше максимальное возможное усиление сейсмостанции.

Топографические условия: необходимо учитывать рельеф мест потенциального размещения пунктов наблюдений. Более предпочтительны площадки для расположения сейсмостанций в местах со спокойным (с умеренными перепадами) рельефом.

Транспортная доступность пункта сейсмостанции: сейсмостанции обычно располагают в районах, максимально удаленных от источников техногенных и антропогенных сейсмических шумов. Часто такое расположение может приводить к относительно трудному доступу к СС. Дороги с твердым покрытием не достигают (или не должны достигать) большинства хороших мест для установки СС. Поэтому нужно находить разумный компромисс между отдаленностью и доступностью пункта наблюдений. Оптимально расположить сейсмостанции в пределах населенных пунктов, которые находятся в автотранспортной доступности, подобрав при этом наиболее не зашумленное место.

Источники сейсмического фона в районе: оценка естественных и искусственных сейсмических шумовых источников в районе размещения сейсмической сети должна производиться по картам ОСР 22.15 и полевыми измерениями шума. Собранную информацию о шумовых источниках для каждого потенциального места расположения СС сопоставляют по имеющимся картам с минимальными рекомендованными расстояниями до известных сейсмических шумовых источников. Места, удовлетворяющие наибольшему числу шумовых критериев, отбираются как лучшие для установки СС.

Обеспечение электропитанием: если на участке расположения ЛЭП недоступна, следует определить расстояние, на которое требуется подвести

новую линию и оценить приемлемость соответствующих затрат. Если подвести линию невозможно, или экономически не целесообразно, то в качестве альтернативы можно использовать солнечные панели с аккумуляторами для питания станции.

Проблемы землеотвода и будущие проблемы землепользования: при планировании СС нужно выяснить в чьей собственности находится земля, на которой предполагается установка СС, и планов собственника относительно ее будущего использования. Нет смысла проводить исследования, если участок будет невозможно использовать из-за проблем с собственником, или же если будущее развитие не соответствует параметрам СС. Следует учитывать обеспечение сохранности оборудования, на не охраняемых площадках СС.

Климатические условия: При выборе места расположения СС следует учитывать следующие климатические параметры:

- Минимальные и максимальные температуры на участке пункта наблюдений определяют количество и качество утеплителя СС.

- Нужно знать, как часто и с какой скоростью дует ветер на участках расположения СС. Ветер – главный источник сейсмического шума, так что менее ветреные низовые места, более предпочтительней участков на горных возвышенностях.

- Если питание СС осуществляется солнечными панелями, то необходимо иметь данные о солнечной освещенности участка, что бы определить оптимальный размер солнечных панелей. Хорошей мерой освещенности может служить количество солнечных дней в худшем месяце, или самого длинного, ожидаемого, непрерывного облачного периода в течении года.

- Частота и количество осадков (суммарное количество осадков в год, и максимальное количество осадков в час) определяют меры защиты, требуемые для обеспечения гидроизоляции укрытия.

- В районах с холодным климатом и большими осадками, ежегодные уровни выпадения снега влияют на доступность станции в зимний период и требуемые меры влагозащиты. Если используются солнечные панели, определяется оптимальный угол наклона и размеры панелей.

- Для каждой станции необходимо учитывать грозовые условия. На основании метеорологической информации о частоте гроз (молний) в потенциальных местах установки сейсмостанций, выбирается необходимое оборудование грозозащиты. Серьезное рассмотрение этих параметров с учетом опросов местных жителей по этим проблемам, окупаются более надежным функционированием сейсмостанций и минимизированием затрат на ремонтные работы.

Таким образом наилучшими площадками для расположения СС приняты 4 основных пункта.

1. Корнево
2. Спиридово
3. Нелидово

4. Никулино

Места расположения СС Докуновского ГУ показаны на рисунке 8.2



Рисунок 8.2 - Места расположения сейсмостанций Докуновского ГУ

- СС Корнево – Для строительства Сейсмостанции выбираем площадку на правом берегу в 10 км от ГУ в сторону ВБ (N 57,366554. S 41,643102) вблизи п. Корнево.

С администрацией Ивановской Области заключаем бессрочный договор аренды земельного участка.

Размер расчищенной от кустарников сейсмоплощадки 15x5 м, включает в себя СС размером 3x2 и КТП 6/0,4, с сетчатым ограждением из сетки рабицы, высотой 2 м по металлокаркасу из профиля 40x60, с калиткой и замком. Так же для защиты оборудования на площадке ведется круглосуточное видеонаблюдение, трансляция передается по отдельному каналу преобразователя интерфейса на сервер службы безопасности.

СС представляет из себя помещение на ленточном фундаменте из пеноблоков, с бетонным полом. В связи с четко выраженными температурными режимами работы сейсмографа, производим утепление стен и перекрытия ПеноПлэксом, кровля односкатная из металлопрофиля на деревянном каркасе, облицовка стен выполняется металлопрофилем. Сейсмостанция имеет бункер. Исходя из глубины вынимаемого мягкого слоя грунта, а так же для удобного обслуживания принимаем его глубиной 1 м, в котором на зачищенных, коренных породах бетонируется постамент (фундаментная плита), для устройства оборудования (сейсмодатчики и регистратор) размером 1х1х0.3м.

Электроснабжение СС осуществляется от локальной сети ЛЭП 6 кВ, проходящей в 50 м от СС, производим установку 2 промежуточных опор, врезку осуществляем СИП-2, устанавливаем КТП 6/0,4 кВ. Коммуникации от КТП до СС осуществляем силовым кабелем ВВГнг (А) ХЛ 3х2,5, прокладка ведется в грунте в гофрированном металлорукаве. Резервным источником питания принимаем специальную аккумуляторную батарею высокой емкости LEOCH DJM 1290.

8.2.1 Контрольно измерительная аппаратура (далее КИА)

Контрольно-измерительная аппаратура представляет собой универсальную цифровую сейсмическую станцию, наиболее эффективную с точки зрения точности, повторяемости, встраивания в технологические системы контроля удовлетворяющую следующим параметрам:

1.Сравнение технических характеристик, обеспечивающих наилучшее качество проведения работ.

2.Использование цифровых каналов связи и управления

3.Наличие функции бездемонтажного тестирования

4.Наличие калибровочного сертификата.

5.Наличие собственного комплексного программного обеспечения производителя. Наличие возможности этого ПО работать в составе, обеспечивая полную совместимость данных для комплексного анализа.

Основные характеристики предполагаемой КИА приведены в сводной таблице 8.1

Таблица 8.1 - Предполагаемая КИА

Наименование	CME-6211	CMG-3ESPCDE	Trillium 120P	ZET 7152-N VER.3
Фирма производитель	ООО"Р-сенсорс"	Guralp Systems	Nanometrics	ZETLAB
Тип	активный велосиметр	активный велосиметр с встроенным регистратором	активный велосиметр	Сейсмограф
Компоненты	3 (XYZ)	3 (XYZ)	3 (XYZ) / 3 (UVW)	3 (XYZ) / 3 (UVW)
Диапазон выходного сигнала	12 В	±10 В	±40 В	±40 В
Нормальный коэффициент преобразования	2000 В/м/с	2*1000 В/м/с	1200 В/м/с	
Динамический диапазон, дБ	>130	>140	>140	>106
Рабочий частотный диапазон	0,017÷40 Гц	0,017÷50 Гц	0,008÷175 Гц	0,3÷400 Гц
Напряжение питания	10÷15 В	12 В (10÷36 В)	9÷36 В	16÷27 В
Система калибровки	общая внешняя калибровка каналов	независимая калибровка каналов	общая внешняя калибровка каналов	бездемонтажная калибровка
Материал, тип корпуса	корпус из нержавеющей стали	корпус из нержавеющей стали	корпус из алюминия	корпус из алюминия
Размеры, мм				
длина	270	168	210	260
высота	190	258	209	160
Масса, кг	7,5	9,0	7,2	4,0
Диапазон рабочих температур, °С	-40 ÷ +55	-40 ÷ +55 (-55 ÷ +75)	-20 ÷ +55	-40 ÷ +60
Категория защищенности	IP-67	IP-67	IP-68	IP-68

Исходя из технико-экономических показателей, а так же гео-политической обстановки в стране, технических характеристик представляемой аппаратуры, предпочтение отдаем сейсмографу ZET 7152-N VER.3 сочетающего в себе функции акселерометра и велосиметра.

Основными преимуществами которого является:

- широкий динамический диапазон за счет использования сразу двух датчиков, работающих в разных частотных и амплитудных диапазонах для

возможности точного, одновременного измерения как слабых, так и сильных сигналов.

- встроенный регистратор
- бездемонтажная калибровка
- возможность подключения дополнительных внешних датчиков
- удобная в использовании панель управления
- автономная запись 18 часов
- высокая скорость передачи данных

Для питания сейсмографа устанавливаем блок бесперебойного электропитания ИПБ с повышенной степенью защиты SKAT-V.12DS-18 12 В, с характеристиками: класс защиты IP65, металлический корпус, регулируемый ток заряда АКБ, термокомпенсация тока заряда АКБ. АКБ - внешний 200 Ач, 5 информационных выходов о состоянии источника. Электронная защита от перегрева, КЗ выхода из АКБ. Кнопка отключения нагрузки. Диапазон входного напряжения 170-2000 В. Рабочий температурный диапазон от - 40°C до + 50°C. Мембранный кабельный ввод, замки на дверце.

Для обеспечения телеметрического канала связи, позволяющего контролировать работоспособность сейсмостанции и управлять режимом ее работы, а также передавать текущий сейсмический сигнал или выборочно – зарегистрированные сейсмические записи, устанавливается преобразователь интерфейса ZET 7177, который обеспечивает:

- передачу данных на ПК по сети GSM
- преобразование интерфейса CAN 2.0 в GSM
- передачу по основному и резервному каналу
- работу в сети 2G и 3G

- СС Спиридово – аналогична СС Корнево, расположена на левом берегу в 8 км от ГУ в сторону ВБ (N 57,464035. E 41,699531).

Размер расчищенной от кустарников сейсмоплощадки 25x5 м, включает в себя СС размером 3x2 и ряд солнечных панелей размером 11x2.

В связи с удалением ЛЭП от площадки СС, и нерентабельностью строительства подводящей линии, электроснабжение СС осуществляется с помощью солнечных батарей. Для расчета количества и мощности солнечных панелей необходимо определить сколько солнечной радиации в год, выпадает конкретно в нашей местности.

Суммарное потребление мощности аппаратурой оценивается в 100 Вт. Для обеспечения заданной мощности в летний период достаточно 300-ваттной системы, в осенне-весенний 600 - ваттной. Для зимнего периода когда инсоляция падает в 5 - 6 раз, 1800 Вт - минимально необходимая расчетная величина мощности системы.

Исходя из выше изложенного принимаем следующее оборудование:

1. Фотоэлектрические модули RZMP - 200 - Т суммарной мощностью 1800 Ватт (9 модулей по 200 Ватт)
2. Аккумуляторные батареи 800 Ah (4 батареи по 200 Ah)
3. Контроллер заряда (MPPT) Outback Power Systems Flex Max 60
4. Преобразователь DC/DC 48/12 (300 Ватт)
5. Монтажные комплексы ФЭМ (9 штук)

При выборе места размещения ФЭМ стоит руководствоваться следующими параметрами:

1. Для уменьшения ветровой нагрузки модули следует устанавливать по одному, так что бы между ними оставались просветы.
2. Место установки должно подразумевать максимальную среднесуточную инсоляцию.
3. ФЭМ должны располагаться на расстоянии не менее 10 метров от СС.

Конструкции крепления панелей солнечных модулей сборно-разборные на отдельных бетонных, столбчатых фундаментах для каждой секции панели. Коммуникации от солнечных панелей до аккумуляторов СС осуществляем силовым кабелем ВВГнг (А) ХЛ 3х2,5, прокладка ведется в грунте в гофрированном металлорукаве. Резервным источником питания принимаем специальную аккумуляторную батарею высокой емкости LEOCH DJM 1290.

- СС Нелидово – аналогична СС Корнево, расположена на левом берегу в 10 км от ГУ в сторону НБ (N 57,498522. E 41,874241).

Размер расчищенной от кустарников сейсмоплощадки 6х5 м, включает в себя СС размером 3х2.

Электроснабжение СС осуществляется от локальной сети ЛЭП 220 В, проходящей в 450 м от СС, производим установку 16 промежуточных опор, врезку осуществляем СИП-3. Резервным источником питания принимаем специальную аккумуляторную батарею высокой емкости LEOCH DJM 1290.

- СС Докуновская – аналогична СС Корнево, расположена на правом берегу в 1 км от ГУ в стороне правого берега, возле поселка Никулино (N 57,416479. E 41,770128).

Размер расчищенной от кустарников сейсмоплощадки 6х5 м, включает в себя СС размером 3х2.

Электроснабжение СС осуществляется от локальной сети ЛЭП 220 В, проходящей в 330 м от СС в поселке Нелидово, производим установку 11 промежуточных опор, врезку осуществляем СИП-3. резервным источником питания принимаем специальную аккумуляторную батарею высокой емкости LEOCH DJM 1290.

8.2.2 Система сейсмологического контроля Докуновского ГУ

Применяемые для создания АСК ГТС датчики, оборудование, телекоммуникационная аппаратура и принципиальные подходы соответствуют технической политике ПАО «РусГидро».

В систему АСК Докуновской ГЭС для обработки сейсмологической и сейсмометрической информации входит программное обеспечение фирмы производителя используемого оборудования, ZETLAB SEISMO.

Программное обеспечение решает задачи:

- Управление базами данных сейсмограмм автоматизированного сейсмологического комплекса АСК Докуновской ГЭС, ведение вспомогательной информации, защита от несанкционированного использования .
- Оперативная обработка полученных сейсмосигналов
- Сигнализация (отправка сигнала на пульт ЦПУ)
- Доступ для ручной обработки
- Создание отчетов
- Визуализация

Через преобразователь интерфейса ZET 7177, по 3G информация от сейсмографа поступает на сервер Докуновского ГУ и обрабатывается в программном обеспечении ZETLAB SEISMO.

Схема работы системы приведена на рисунке 8.3

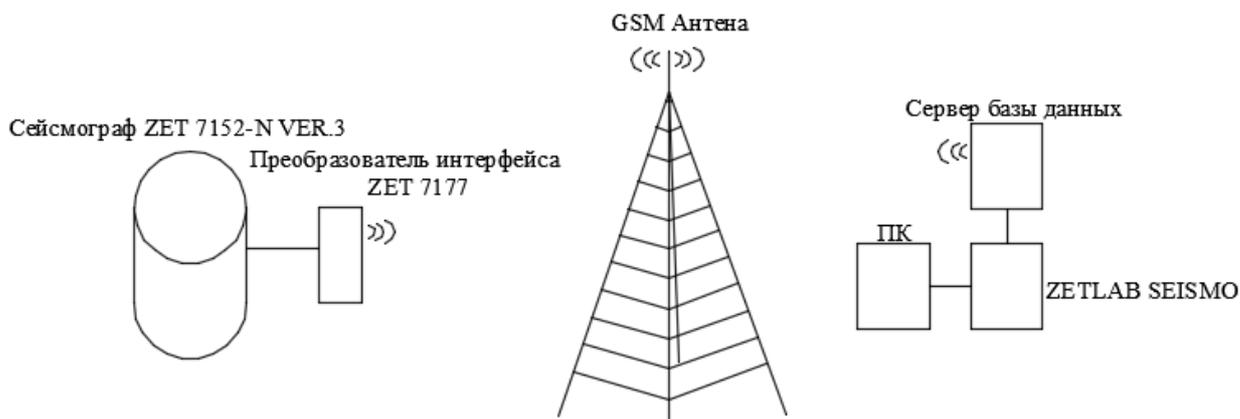


Рисунок 8.3 - Блок-схема сейсмологических каналов АСК Докуновской ГЭС.

Полноценный анализ данных, получаемых локальной сейсмологической сетью гидротехнического объекта невозможен без увязки этих данных с результатами наблюдений региональной сейсмологической сети. С другой стороны, материалы наблюдений локальной сети дополняют наблюдения региональной сети и служат источником ценной детальной сейсмологической информации. Таким образом, региональная сейсмологическая сеть,

предназначенная для решения академических научно-исследовательских задач, и локальная сейсмологическая сеть гидротехнического объекта, решающая, по существу, производственную задачу обеспечения безопасной эксплуатации объекта, являются взаимосвязанными и взаимодополняющими системами наблюдений, между которыми должно быть налажено тесное взаимодействие и обмен информацией.

Региональные сейсмологические сети в России являются структурной частью региональных подразделений Геофизической службы РАН. Все сейсмологические станции Докуновского ГУ связаны с Обнинским филиалом Геофизической службы РАН (Обнинский ГС РАН).

8.3 Сейсмометрический мониторинг Докуновской ГЭС

Средства и программа изучения площадок ГТС, основанные на регистрации микросейсм, местных землетрясений и сейсмических волн от взрывов с целью определения особенностей поведения сооружения и отдельных его частей при различных динамических воздействиях.

8.3.1 Система сейсмометрического контроля Докуновского ГУ

Исходя из технико-экономических показателей, технических характеристик оборудования, удобства обслуживания одного программного обеспечения, выбираем сейсмометрический комплекс фирмы ZETLAB.

Систему сейсмометрического контроля Докуновского ГУ осуществляет программное обеспечение ZETLAB SEISMO, входящее в состав регистраторов фирмы производителя сейсмометрического оборудования.

Программное обеспечение ZETLAB SEISMO обеспечивает регистрацию сейсмических сигналов в зоне размещения плотины и сигналов упругих колебаний элементов плотины, возникающих при сейсмических воздействиях на тело плотины, их селекцию на фоне технологических и электрических помех, расчет характеристик сигналов и сейсмоявлений, определение параметров колебаний элементов плотины в автоматическом режиме и автоматизированную обработку накопленных данных, для получения информации:

- о динамической реакции гидротехнических сооружений на сейсмические и другие колебания.
- об изменениях сейсмостойкости сооружений в процессе эксплуатации вследствие старения и (или) накопления остаточных деформаций.
- о состоянии сооружений после прохождения землетрясения для оперативной оценки возможности возникновения аварийной ситуации и принятия управляющих решений, адекватных степени выявленной опасности.

8.3.2 Контрольно измерительная аппаратура

Контрольно-измерительная аппаратура представляет собой универсальный цифровой сейсмический регистратор ZET 048-C-VER.1

В базовый комплект поставки ZET 048-C входит:

- регистратор сейсмический цифровой ZET 048-C со встроенным сейсмоприёмником BC 1313;
- приёмник для синхронизации по системе ГЛОНАСС/GPS;
- кабель USB;
- встроенный аккумулятор и блок питания для зарядки;
- встроенная карта памяти для записи сигналов в автономном режиме;
- CD-диск с ПО ZETLAB SEISMO;
- комплект эксплуатационной документации.

Регистратор имеет следующие преимущества:

- Привязка к местности по GPS
- Бездемонтажная поверка
- Встроенный сейсмоприёмник

Электропитание регистратора осуществляется от линии собственных нужд, так же подведен резервный источник питания, запитанный от другого источника.

Передача сигнала производится через информационный кабель FTP 8x0,75 наружного исполнения.

Сигнал поступает на сервер Докуновского ГУ, где обрабатывается в программном обеспечении ZETLAB SEISMO.

Схема работы сейсмометрического комплекса Докуновского ГУ приведена на рисунке 8.5

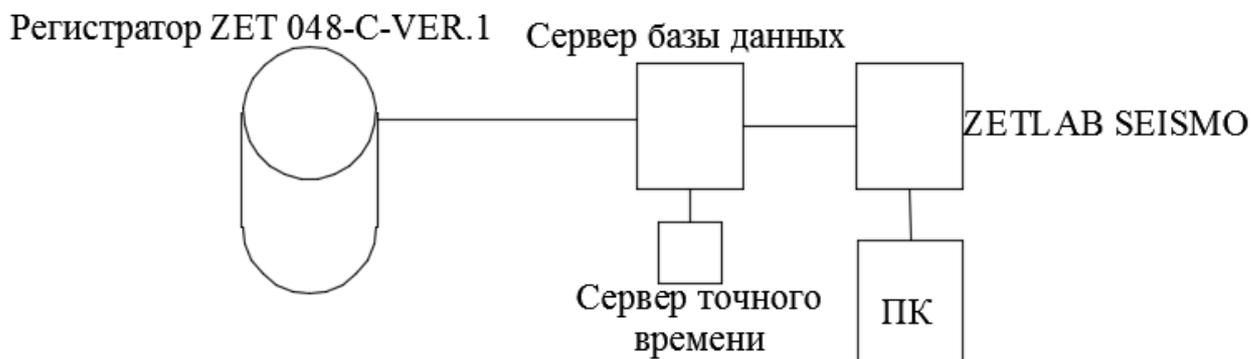


Рисунок 8.5 - Схема работы сейсмометрического комплекса Докуновского ГУ

8.3.3 Определение места расположения сейсмометрической КИА

Определение места установки сейсмометрической КИА определяют на предпроектных изысканиях, или производят (методом стоячих волн).

В данной работе местоположение сейсмометрической КИА принимается на каждом сооружении ГУ, состоящем из: стационарной части в размере 4 штук, в специальной галерее; водосливной части в размере 2 штук, расположенных в специальной галереи в теле плотины; судоходного шлюза в размере 2 штук, расположенных на боковых стенках судоходного шлюза; и на 3 грунтовых плотинах в размере 3 штук, расположенных по центру на гребне грунтовой плотины со стороны нижнего бьефа. Всего для размещения сейсмометрической КИА выбрано 11 точек сооружений ГУ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры гидротехнического сооружения I класса Докуновского гидроузла на реке Волга.

В рамках гидрологического расчета были определены значения максимальных расчётных расходов для основного (обеспеченностью 0,1%) и поверочного (обеспеченностью 0,01%) случаев.

На этапе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность проектируемой станции, которая составила 436 МВт, намечена зона работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Проектируемая станция работает как в базовой, так и в пиковой части графика нагрузки. По кривой сработки / наполнения водохранилища, с НПУ 101 м, был определен уровень мертвого объема, отметка которого составила 83,54 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет 2,85 млрд. кВт·ч.

Далее была выявлена область допустимой работы гидроэлектростанции, исходя из которой были определены следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 29,2$ м;
- минимальный напор $H_{\min} = 21,9$ м;
- максимальный напор $H_{\max} = 38,7$ м.

Из полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны возможные типы гидротурбин. После сравнения рабочих зон турбин, а также руководствуясь принципом минимума суммарных приведенных затрат, принята установка гидротурбина ПЛ40/587а-В-46 при числе агрегатов равном 4. Также была выбрана система управления гидротурбиной.

На следующем этапе определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения класса (считая от левого берега):

1. Левобережная глухая грунтовая плотина;
2. Судоходный шлюз;
3. Бетонная водосливная плотина;
4. Станционная бетонная плотина;
5. Правобережная глухая грунтовая плотина.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов методом предельного состояния 1 группы коэффициент надежности сооружения составляет 1,23.

Были разработаны технология и этапы возведения ГЭС, составлен календарный график строительства.

Так же проект получил технико – экономическое обоснование.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системный Оператор Единой Энергетической Системы [Электронный ресурс] : генерация и потребление ОЭС Северо-Запад. – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=1208>.
2. Кривченко, Г. И. Гидравлические машины: Турбины и насосы : учебник для вузов / Г. И. Кривченко. – Москва : Энергия, 1978. – 320 с.
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
4. УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ ЭНЕРГОМАШ-ЕКАТЕРИНБУРГ [Электронный ресурс]: трансформаторно-реакторное оборудование. – Екатеринбург, 2014. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/products/147/>.
5. изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 608 с.
6. СНиП 33-01-2003 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Гидротехнические сооружения. – Введен 01-01-2004. – ФГУП ЦПП, 2004. - 30 с.
7. Справочник по гидравлическим расчетам : изд. 4-е/ под ред. П.Г. Киселев. – Москва: Энергия, 1972. - 312 с.
8. Гришин, М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). ч.1: учебник для студентов вузов / М.М. Гришин. – Москва: Высшая школа, 1979. – 615 с.
9. Чугаев, Р.Р. Гидравлика / Р.Р. Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат. Ленингр. отд-е, 1982. – 672 с.
10. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: учебник для студентов вузов / Л.Н. Рассказов. – Москва: Стройиздат, 1996. – 440 с.
11. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. : приказ ПАО «РусГидро» от 30.01.12 г. №9. – Москва, 2017. – 22 с.
12. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике, утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.
13. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
14. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / В.А. Венников, Ю.Н. Астахов, В.В. Ежков и др. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 683 с.
15. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.

29. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
30. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва :Стандартинформ, 2011. – 12с.
31. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ;введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
32. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.

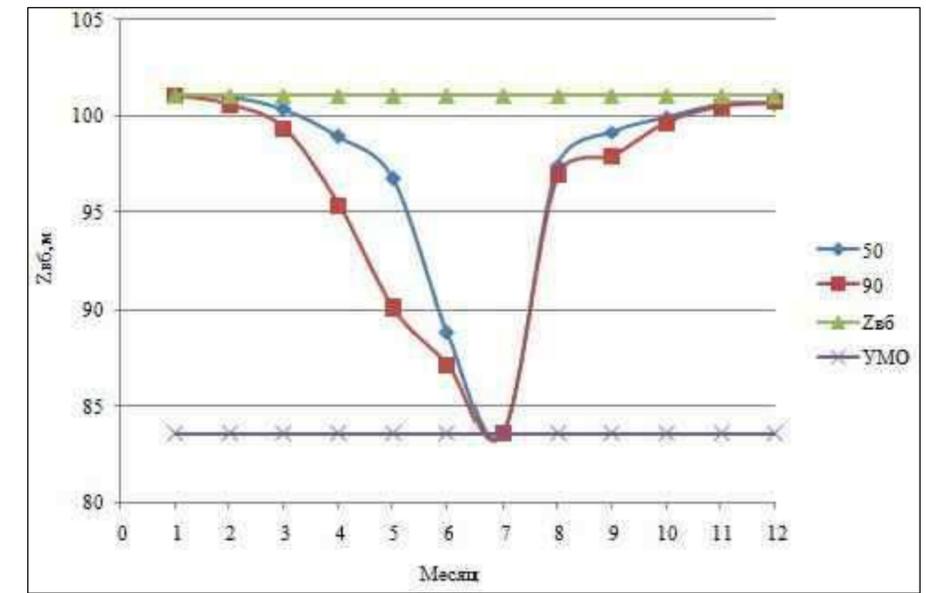
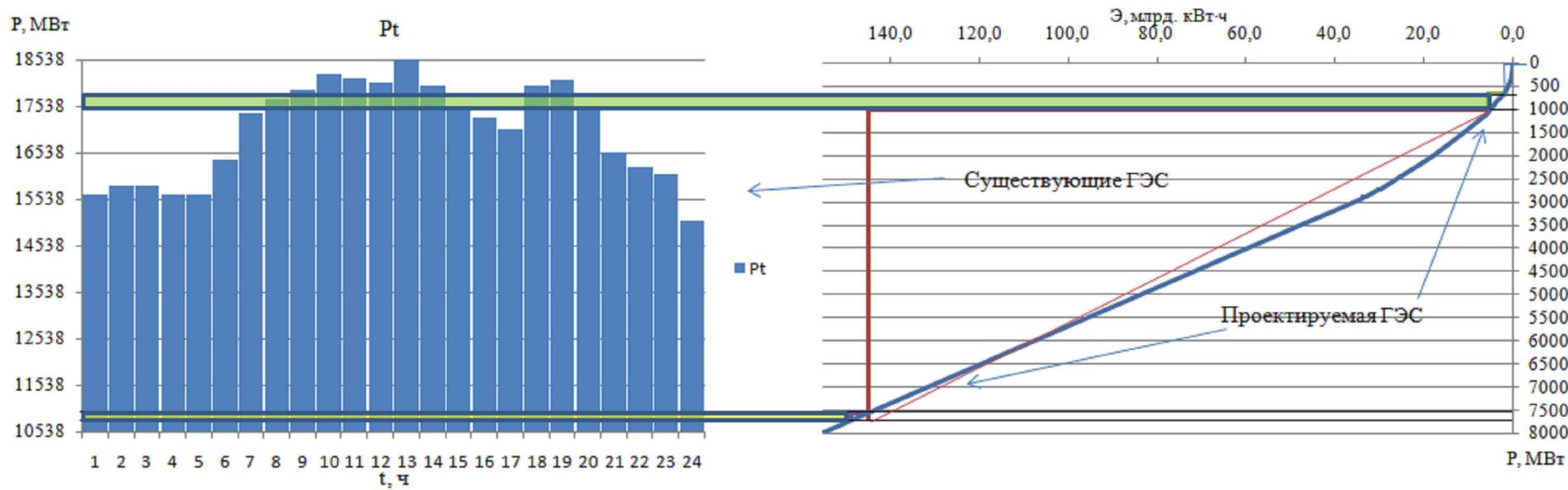
Докуновская ГЭС на реке Волга

Основные показатели проектируемой ГЭС

Установленная мощность станции	436 МВт
Среднемноголетняя выработка электроэнергии	2,85 млрд. кВт*ч

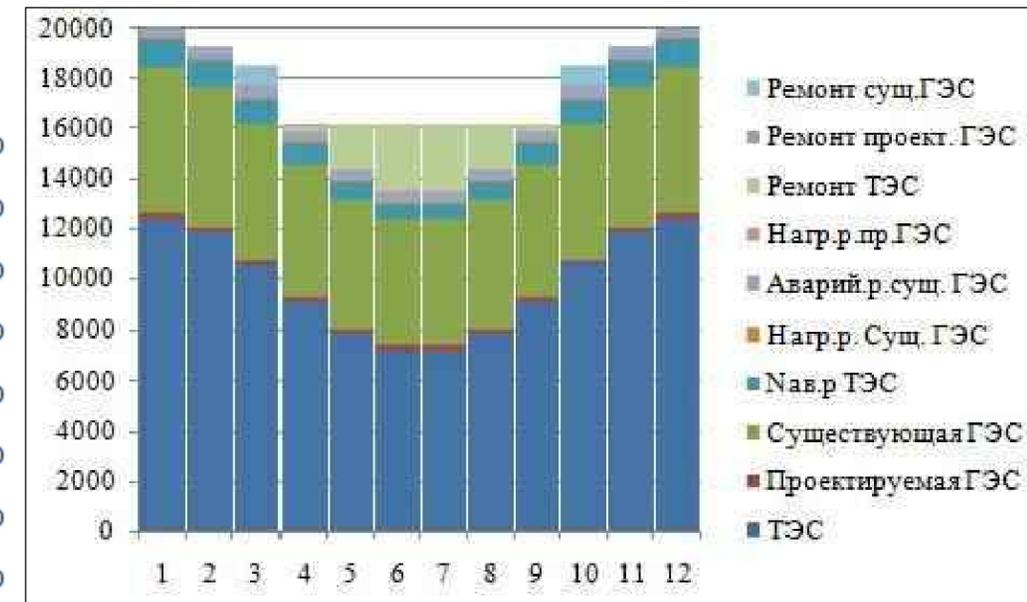
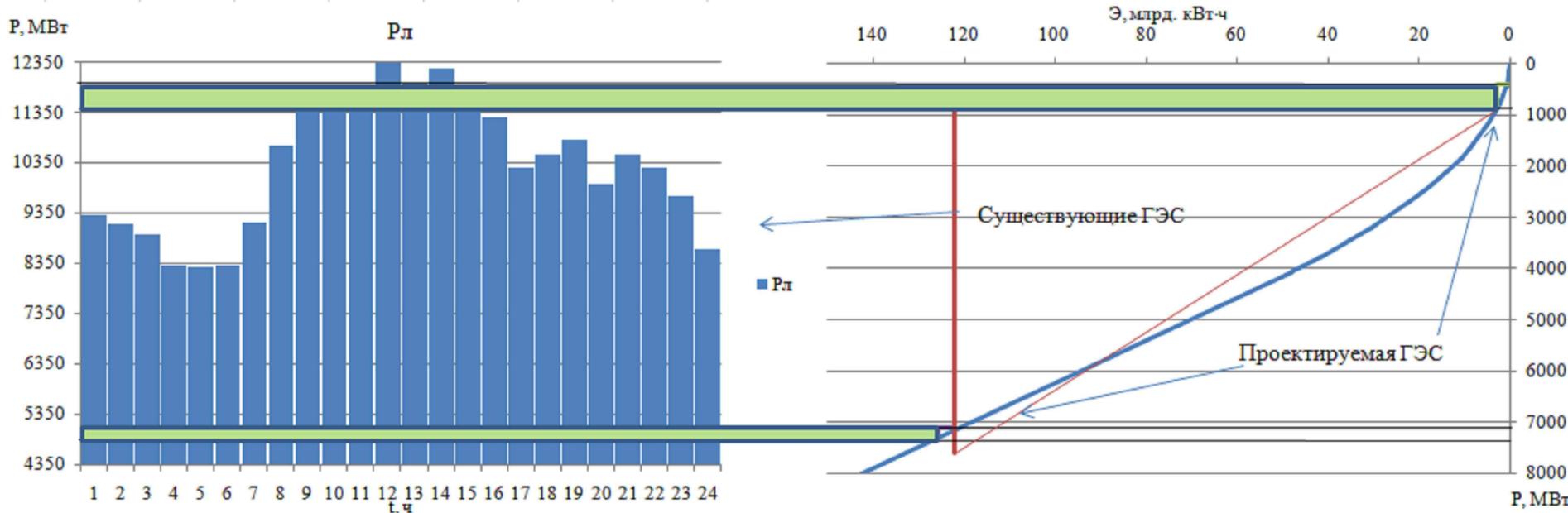
Суточный график и ИКН для зимнего периода

График сработки - наполнения водохранилища

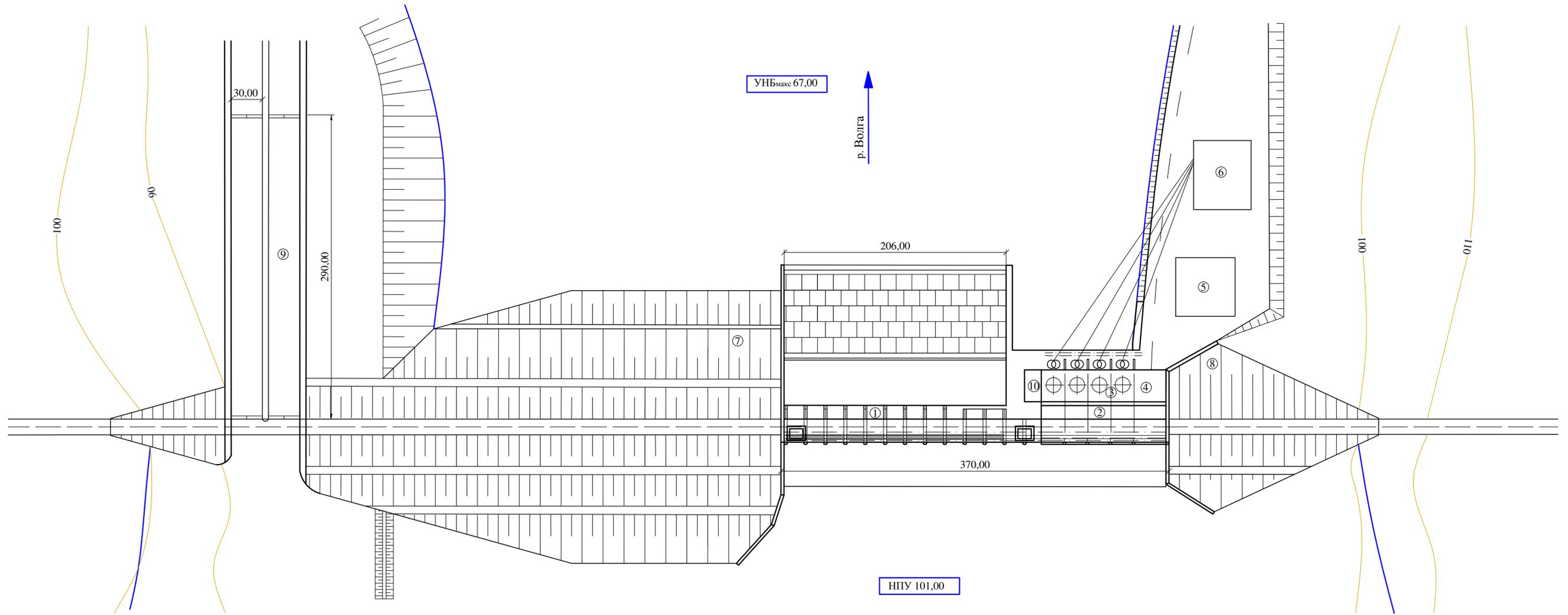


Суточный график и ИКН для летнего периода

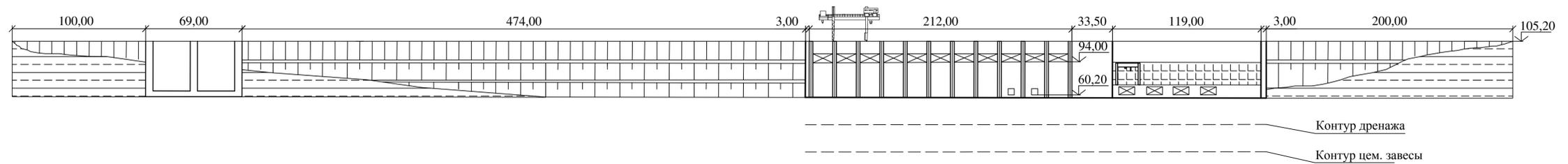
Баланс мощности



План основных сооружений 1:2000



Вид с верхнего бьефа



Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Бетонная водосливная плотина
2	Станционная часть бетонной плотины
3	Машинный зал
4	Монтажная площадка
5	Служебно - технологический корпус
6	Площадка ОРУ
7	Глухая левобережная грунтовая плотина
8	Глухая правобережная грунтовая плотина
9	Судоходный шлюз
10	Помещение ремонта трансформаторов

Условные обозначения:

- трансформатор
- гидроагрегат
- глинистый сланец

Ведомость проекта:

№	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР 08.03.01-1207111 - ГП	План основных сооружений.	Лист 1
2	ВКР 08.03.01-1207111 - ГР1	Вид с ВБ. Ведомость проекта	Лист 2
3	ВКР 08.03.01-1207111 - ГР2	Поперечный разрез здания ГЭС.	Лист 3
4	ВКР 08.03.01-1207111 - ГР3	Основные характеристики гидроагрегатов	Лист 4
5	ВКР 08.03.01-1207111 - ГР4	Поперечный разрез водосливной части плотины. План	Лист 5
6	ВКР 08.03.01-1207111 - ПОС	Поперечный разрез грунтовой плотины	Лист 6
7	ВКР 08.03.01-1207111 - ПОС	Нагрузки, действующие на плотину	Лист 7
8	ВКР 08.03.01-1207111 - ПОС	Строительный генеральный план.	Лист 8
9	ВКР 08.03.01-1207111 - ПЗ	Экспликация	Лист 9
		Календарный график	Лист 10
		Основные этапы строительства.	Лист 11
		Вид с ВБ	Лист 12
		Пояснительная записка	Лист 13

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 08.03.01.-1207111					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч.	Лист	Желк.	Подпись	Дата
Разраб.	Кочкин				
Проект.	Ульянова				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.	Затеев				

Проектирование Докуновской ГЭС на р.Волга		
Стадия	Лист	Листов
	1	8

План основных сооружений Докуновского ГУ	
Кафедра гидротехнических сооружений, 2018	

ВКР - 08.03.01.-1207111

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Разраб.	Кошкин	<i>КК</i>	13.06.18
---------	--------	-----------	----------

Провер.	Ульянова	<i>Ульянова</i>	13.06.18
---------	----------	-----------------	----------

Т.контр.			
----------	--	--	--

Н.контр.	Затеев	<i>Затеев</i>	13.06.18
----------	--------	---------------	----------

Утв.	Затеев	<i>Затеев</i>	13.06.18
------	--------	---------------	----------

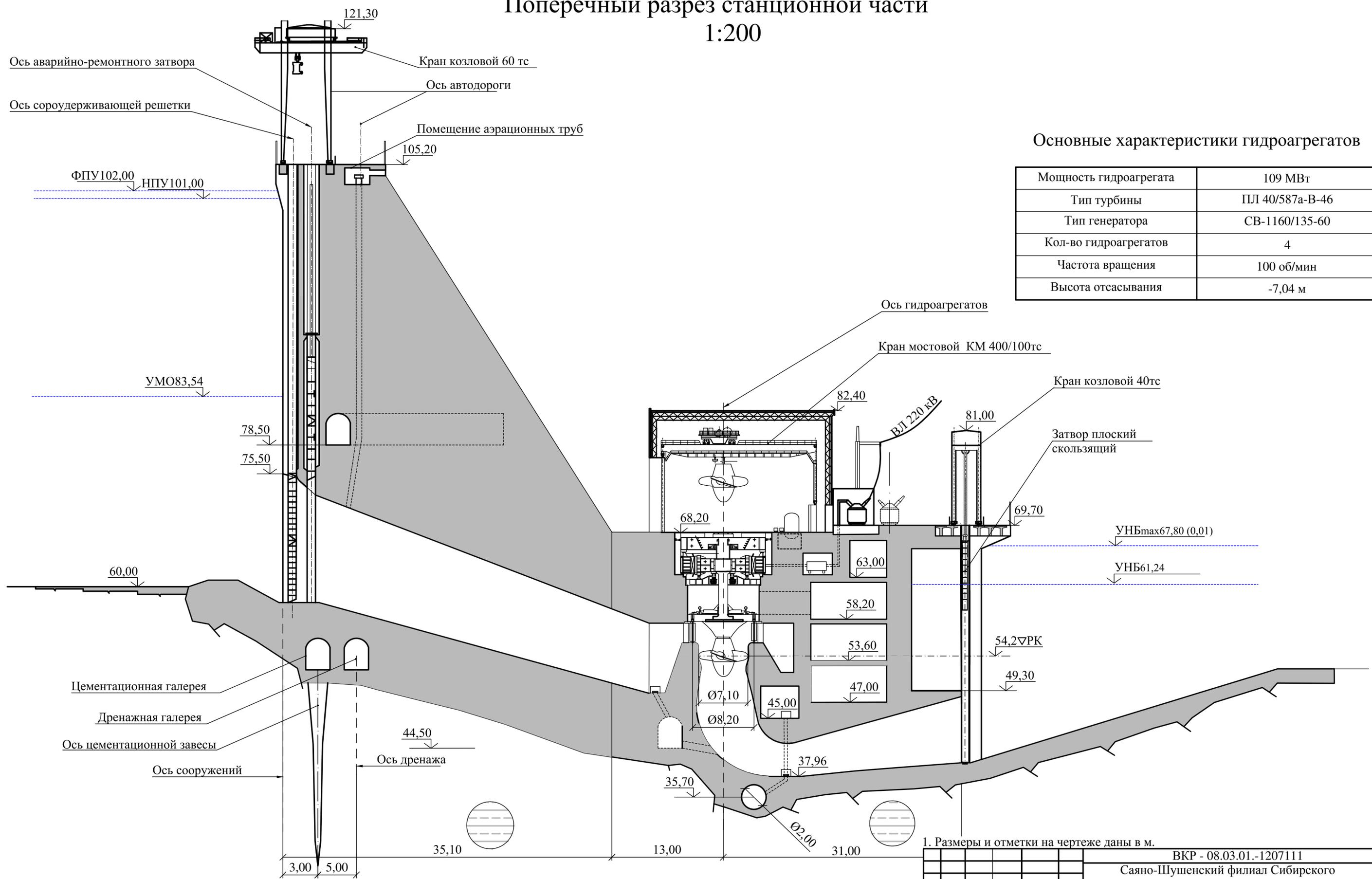
Проектирование Докуновской
ГЭС на р.Волга

Стадия	Лист	Листов
	1	8

План основных сооружений
Докуновского ГУ

Кафедра гидротехнических
сооружений, 2018

Поперечный разрез станционной части 1:200



Основные характеристики гидроагрегатов

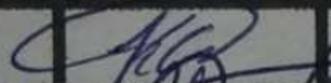
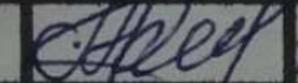
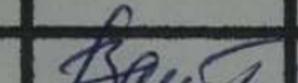
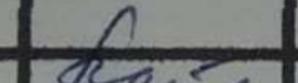
Мощность гидроагрегата	109 МВт
Тип турбины	ПЛ 40/587а-В-46
Тип генератора	СВ-1160/135-60
Кол-во гидроагрегатов	4
Частота вращения	100 об/мин
Высота отсасывания	-7,04 м

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 08.03.01.-1207111						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Докуновской ГЭС на р.Волга	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Кошкин							2	
Провер.	Масленникова								
Т.контр.									
Н.контр.									
Утв.						Поперечный разрез станционной плотины и здания ГЭС	Кафедра гидротехнических сооружений, 2018		

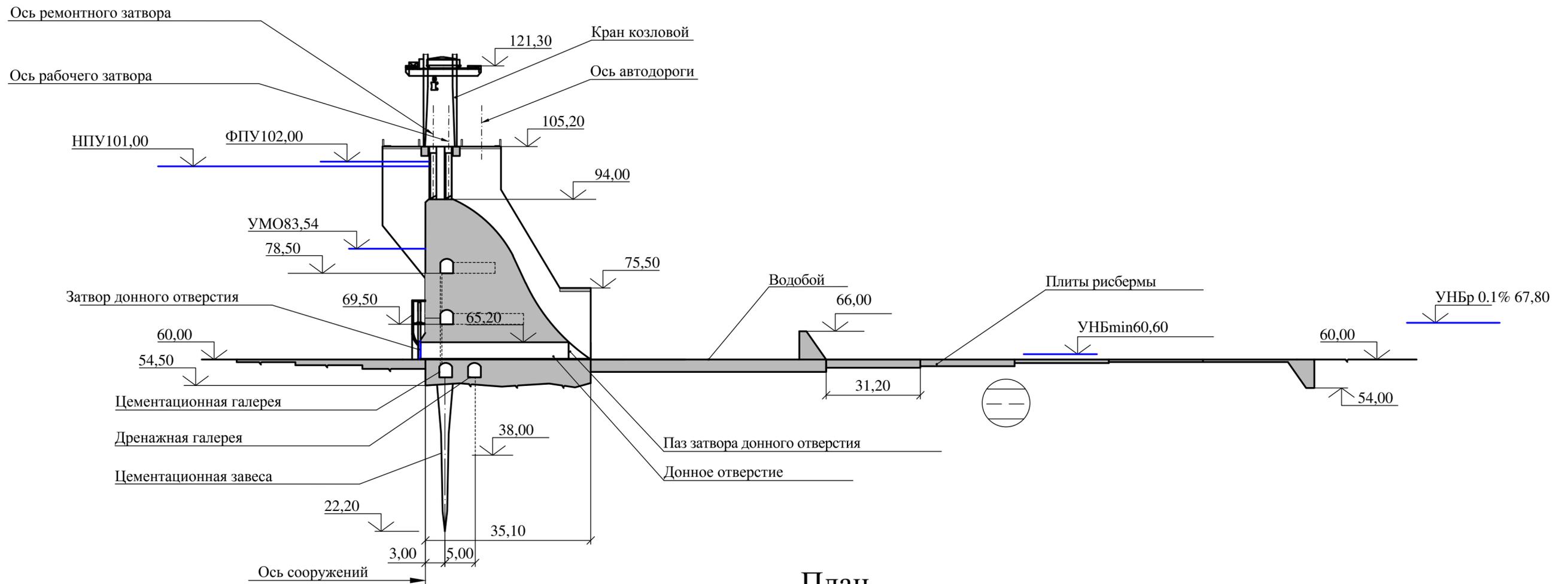
ВКР - 08.03.01.-1207111 ГР1

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

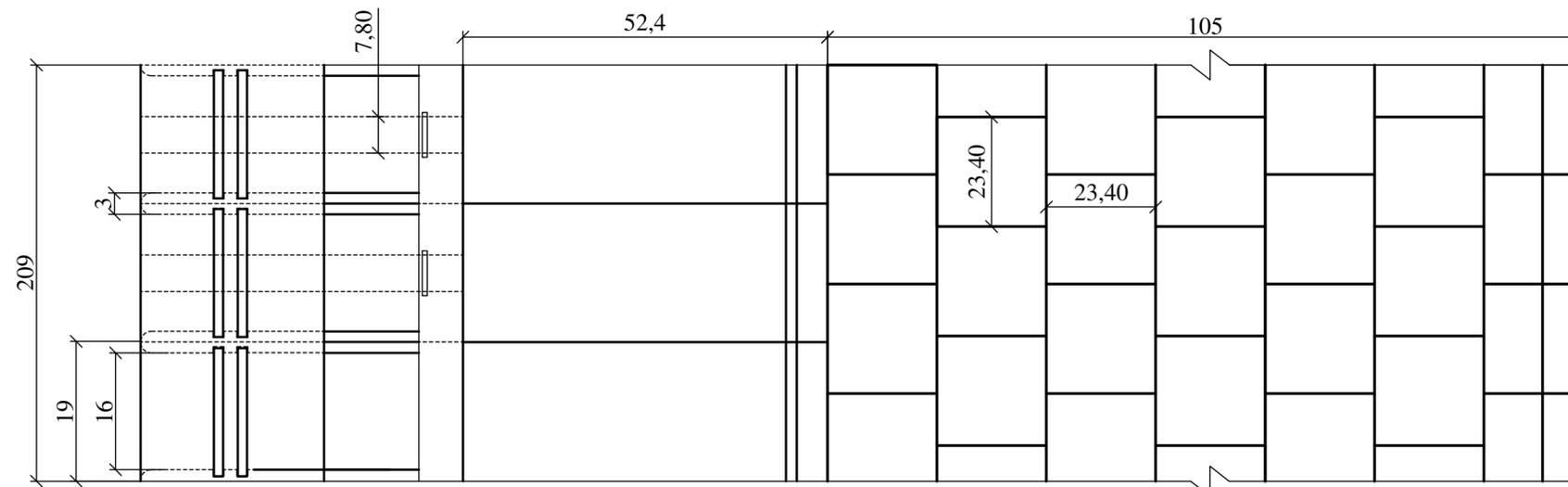
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кошкин			13.06.18			
Провер.		Масленникова			13.06.18			
Т.контр.								
Н.контр.		Затеев			09.06.18	Кафедра гидротехнических сооружений, 2018		
Утв.		Затеев			13.06.18			

Проектирование Докуновской
ГЭС на р.ВолгаПоперечный разрез стационарной
плотины и здания ГЭС

Поперечный разрез водосливной плотины 1:1000



План

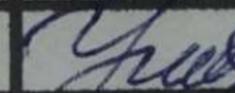
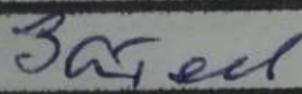
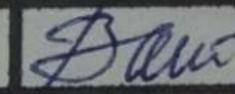
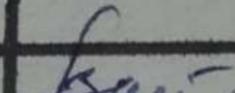


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 08.03.01.-1207111 ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Кошкин				
Провер.	Ульянова				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.	Затеев				
Проектирование Докуновской ГЭС на р.Волга				Стадия	Лист
					3
Поперечный разрез водосливной плотины				Кафедра гидротехнических сооружений, 2018	

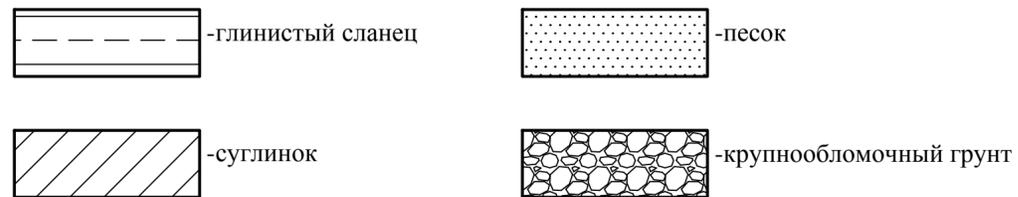
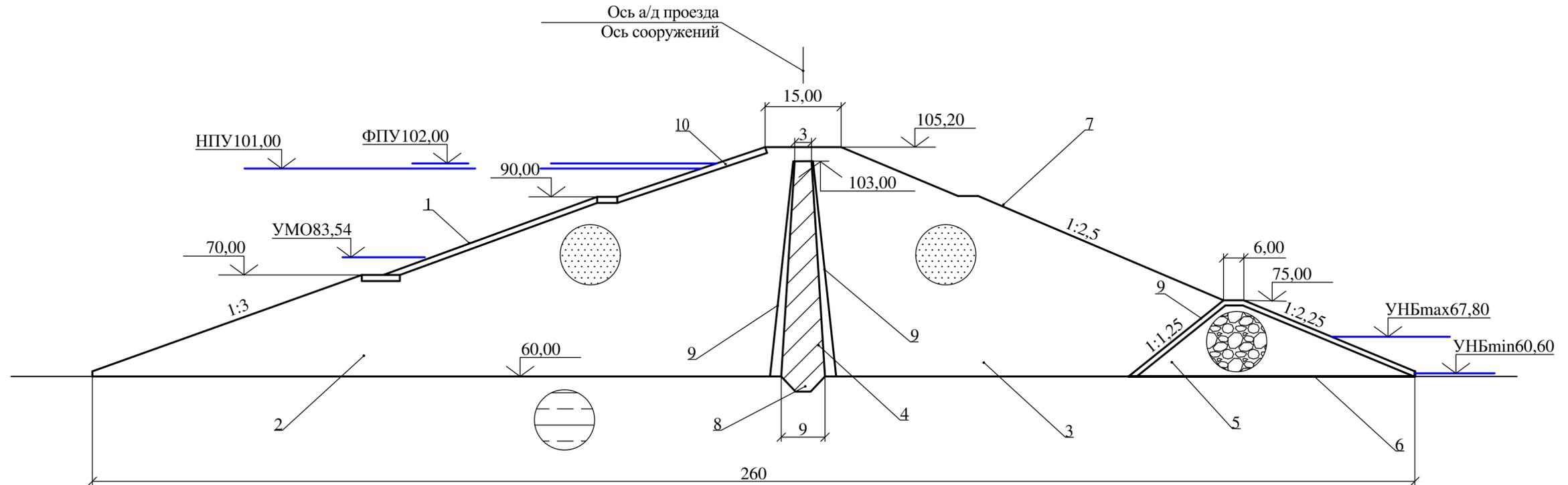
ВКР - 08.03.01.-1207111 ГР2

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кошкин			13.06.18			
Провер.		Ульянова			13.06.18			
Т.контр.								
Н.контр.					13.06.18	Кафедра гидротехнических сооружений, 2018		
Утв.		Затеев			13.06.18			

Проектирование Докуновской
ГЭС на р.ВолгаПоперечный разрез
водосливной плотины

Поперечный разрез Грунтовой плотины 1:1000



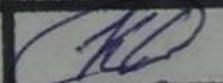
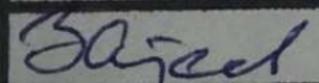
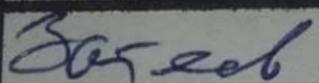
№	Наименование
1	Ж/б плиты основного крепления откоса 10x10x0,35м
2	Призма верховая упорная из песка
3	Призма низовая упорная из песка
4	Ядро из суглинка
5	Дренажный банкет из крупнообломочного грунта
6	Двухслойный обратный фильтр общей толщиной 0,6м
7	Залужение с растительным слоем земли толщиной 0,15м
8	Замок
9	Переходной слой
10	Крепление верхового откоса ж/б плитами

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

КР - 08.03.01.-1207111 ГР - 3						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Проектирование Докуновской ГЭС на р.Волга	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кошкин							4
Провер.		Ульянова							
Т.контр.									
Н.контр.						Поперечный разрез грунтовой плотины	Кафедра гидротехнических сооружений, 2018		
Утв.									

КР - 08.03.01.-1207111 ГР - 3

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Кошкин			13.06.18
Провер.		Ульянова			13.06.18
Т.контр.					
Н.контр.					13.06.18
Утв.					13.06.18

Проектирование Докуновской
ГЭС на р.Волга

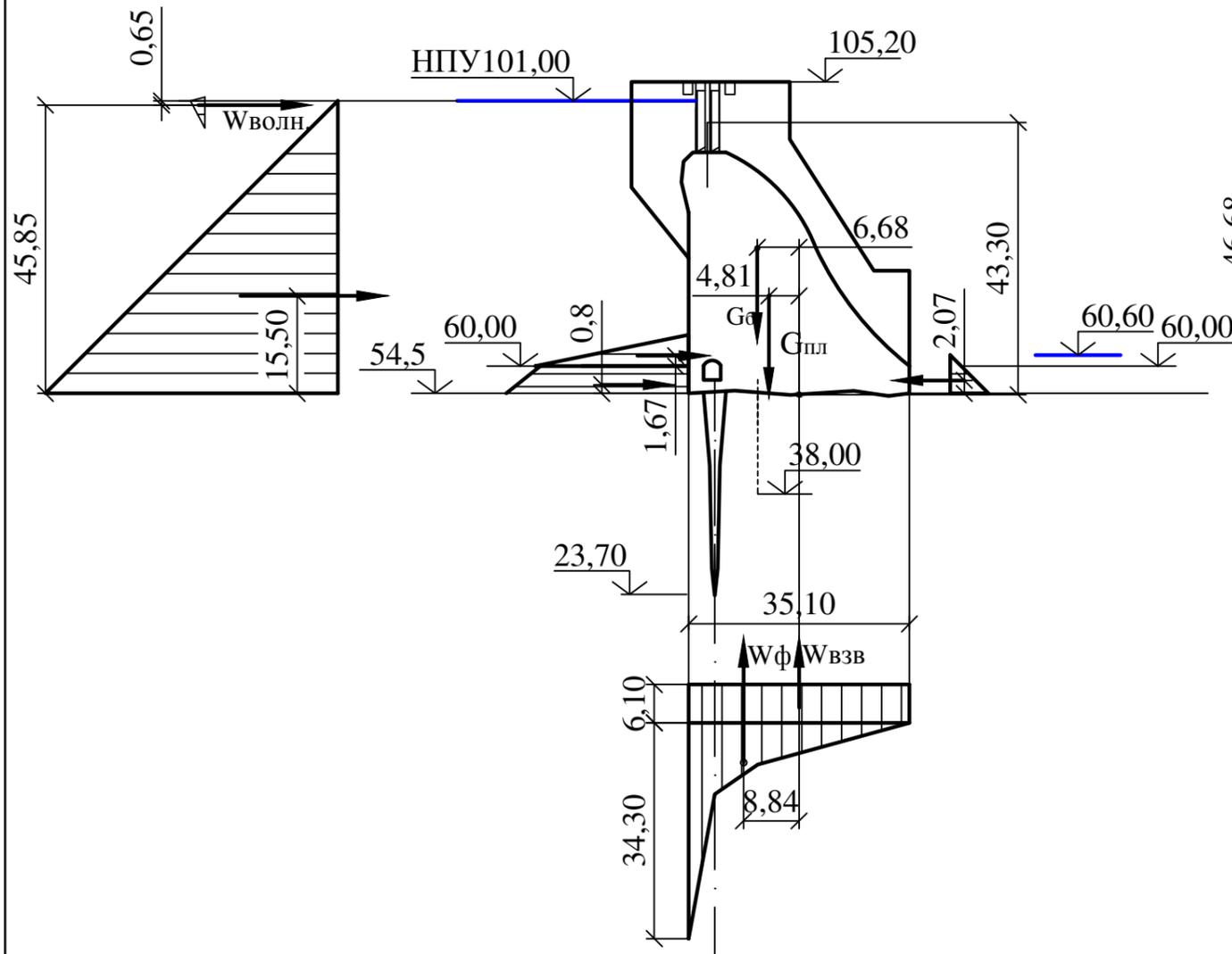
Стадия	Лист	Листов
	4	

Поперечный разрез грунтовой
плотины

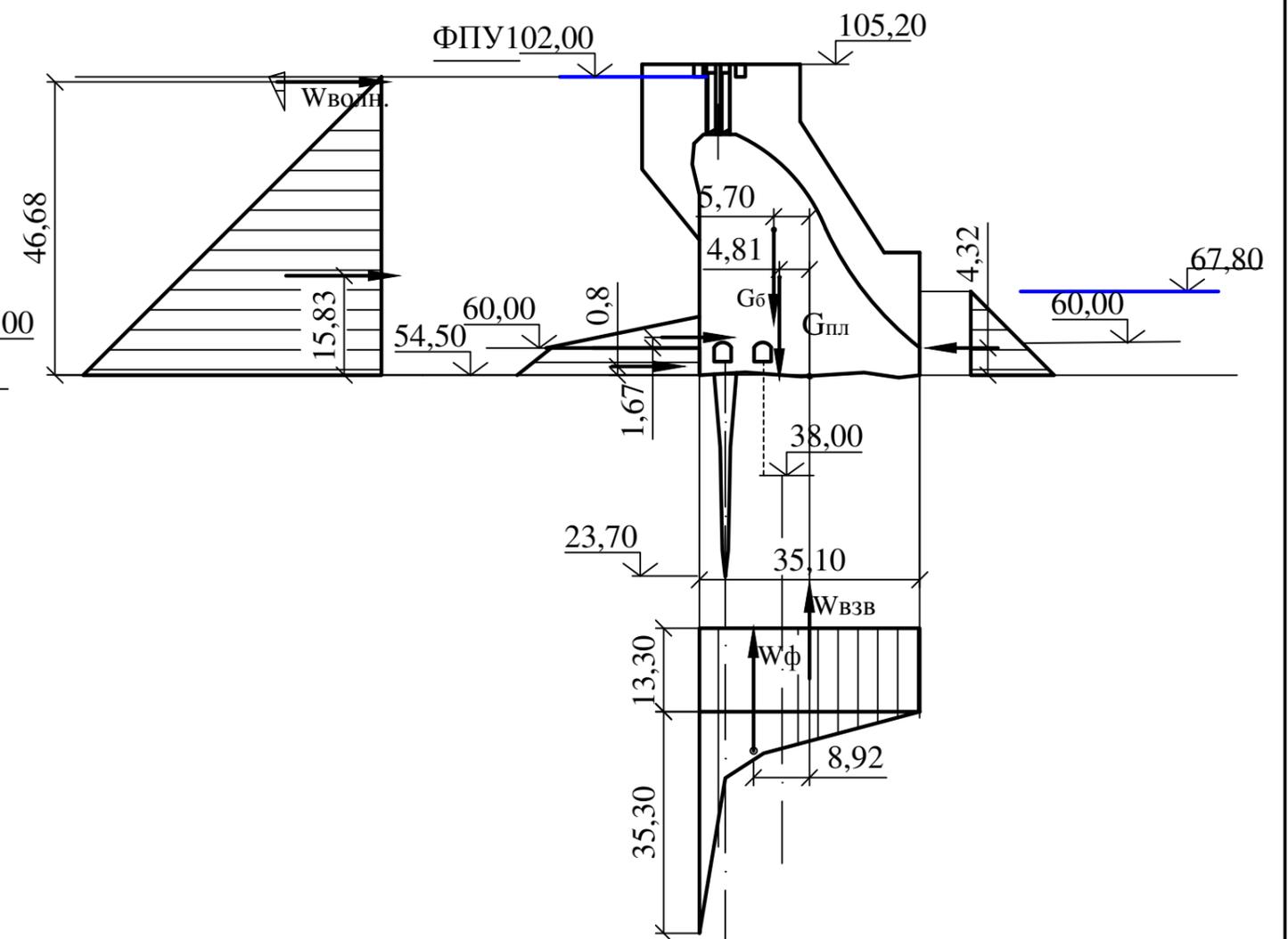
Кафедра гидротехнических
сооружений, 2018

Нагрузки, действующие на плотину при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий

Основное сочетание нагрузок и воздействий



Особое сочетание нагрузок и воздействий



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

						ВКР - 08.03.01.-1207111 - ГР4			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Проектирование Докуновской ГЭС на р.Волга	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Кошкин							5	
Провер.	Ульянова								
Т.контр.									
Н.контр.									
Утв.	Затеев					Нагрузки, действующие на плотину при основном о особом сочетании нагрузок и воздействий	Кафедра гидротехнических сооружений, 2018		

ВКР - 08.03.01.-1207111 - ГР4

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Разраб.	Кошкин	<i>КК</i>	09.06.18		
---------	--------	-----------	----------	--	--

Провер.	Ульянова	<i>Ульянова</i>	09.06.18		
---------	----------	-----------------	----------	--	--

Т.контр.					
----------	--	--	--	--	--

Н.контр.	Затеев	<i>Затеев</i>	09.06.18		
----------	--------	---------------	----------	--	--

Утв.	Затеев	<i>Затеев</i>	13.06.18		
------	--------	---------------	----------	--	--

Проектирование Докуновской
ГЭС на р.Волга

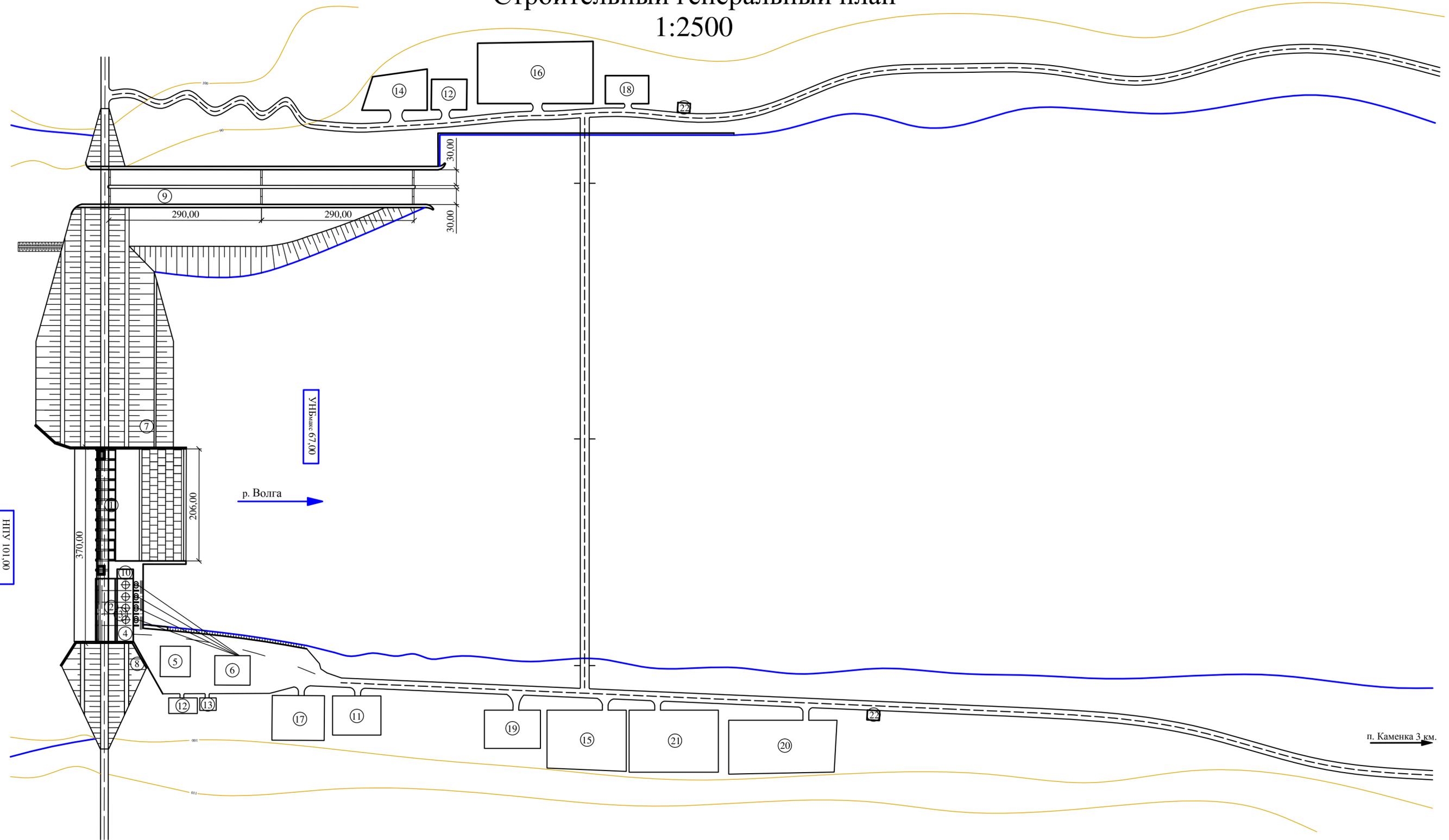
Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

5

Нагрузки, действующие на плотину
при основном и особом сочетании
нагрузок и воздействий

Кафедра гидротехнических
сооружений, 2018

Строительный генеральный план 1:2500



Спецификация

1	Бетонная водосливная плотина	12	Столовая
2	Станционная часть бетонной плотины	13	Медпункт
3	Машинный зал	14	Бытовки
4	Монтажная площадка	15	Арматурно-сварочный завод
5	Служебно - технологический корпус	16	База механизации
6	Площадка ОРУ	17	Площадка укрупнительной сборки
7	Глухая левобережная грунтовая плотина	18	АЗС
8	Глухая правобережная грунтовая плотина	19	Лаборатория
9	Судоходный шлюз	20	Гравийно сортировочное хоз-во
10	Помещение ремонта трансформаторов	21	Бетонный завод
11	Складская база	22	КПП

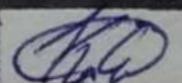
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

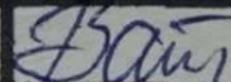
ВКР - 08.03.01.-1207111 - ПОС					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Кошкин				
Провер.	Затеев				
Т.контр.					
И.контр.					
Учт.	Затеев				
Проектирование Докуновской ГЭС на р.Волга				Стадия	Лист
Строительный генеральный план					6
				Кафедра гидротехнических сооружений, 2018	

ВКР - 08.03.01.-1207111 - ПОС

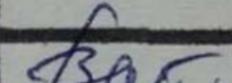
Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

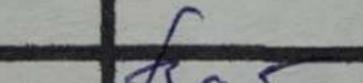
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Разраб.		Кошкин			13.06.18
---------	--	--------	--	---	----------

Провер.		Затеев			13.06.18
---------	--	--------	--	---	----------

Т.контр.					
----------	--	--	--	--	--

Н.контр.		Затеев			13.06.18
----------	--	--------	--	---	----------

Утв.		Затеев			13.06.18
------	--	--------	--	---	----------

Проектирование Докуновской
ГЭС на р.Волга

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

6

Строительный генеральный
план

Кафедра гидротехнических
сооружений, 2018

Номер сооруж.	Наименование сооружений	Номер вида работ	Наименование профилирующих работ или их комплексов	Объемы работ	Этапы основного периода																							
					Подгот.				период																			
					1 год				2 год				3 год				4 год				5 год				6 год			
					I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
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	11797 м3																								
		6	Осушение котлована I очереди	191910 м3																								
		8	возведение перемычки II очереди	4461 м3																								
		9	Осушение котлована II очереди	17100 м3																								
3	Грунтовая плотина	10	Отсыпка правобережной грунтовой плотины	259015 м3																								
		11	Отсыпка левобережной грунтовой плотины	4742410 м3																								
4	Водосливная плотина	12	Въёмка мягкого грунта																									
		13	Въёмка скального грунта	28305 м3																								
		14	Укладка бетона	330729 м3																								
6	Станционная плотина	15	Въёмка мягкого грунта																									
		16	Въёмка скального грунта	13566 м3																								
		17	Укладка бетона	140006 м3																								
7	Судоходный шлюз	18	Въёмка мягкого грунта																									
		19	Въёмка скального грунта	57420 м3																								
		20	Укладка бетона	178060 м3																								
7	Здание ГЭС и монтажная площадка	18	Возведение машинного зала																									
		19	Монтаж агрегатов																									
8	ОРУ	20	Строительство площадки ОРУ																									
		21	Монтаж оборудования																									
9	Водохранилище	22	Подготовка ложа водохранилища																									
		23	Наполнение водохранилища																									
			Гидрограф реки																									

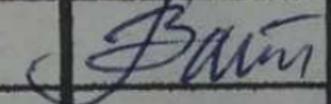
ВКР-08.03.01-1207111 - ПОС							
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.	Кошкин					Проектирование Докуновской ГЭС на р.Волга	
Провер.	Затеев						
Т.контр.							
Н.контр.							
Утв.						Календарный график	
					Стадия	Лист	Листов
						7	
					Кафедра гидротехнических сооружений, 2018		

ВКР-08.03.01-1207111 - ПОС

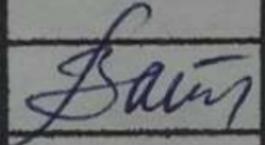
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

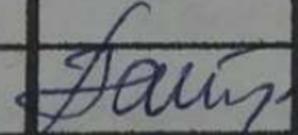
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
------	--------	------	-------	---------	------

Разраб.	Кошкин				13.06.18
---------	--------	--	--	---	----------

Провер.	Затеев				15.06.18
---------	--------	--	--	---	----------

Т.контр.					
----------	--	--	--	--	--

Н.контр.	Затеев				13.06.18
----------	--------	--	--	---	----------

Утв.	Затеев				13.06.18
------	--------	--	--	--	----------

Проектирование Докуновской
ГЭС на р.Волга

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

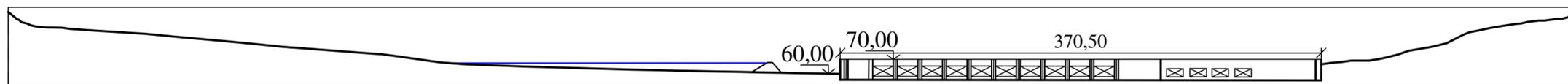
	7	
--	---	--

Календарный график

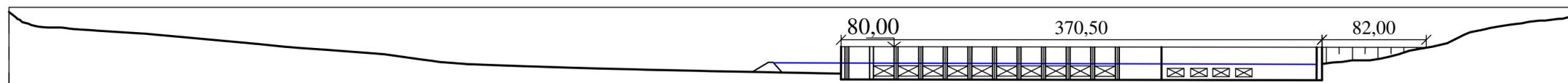
Кафедра гидротехнических сооружений, 2018

Этапы строительства
 Масштаб 1:5000
 Вид с нижнего бьефа

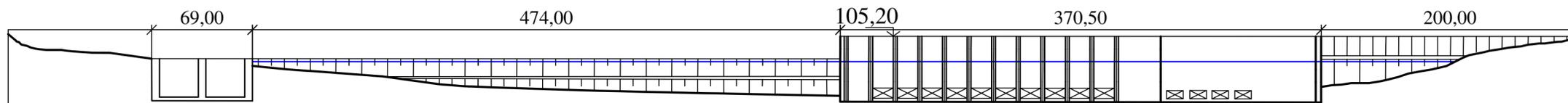
I этап строительства



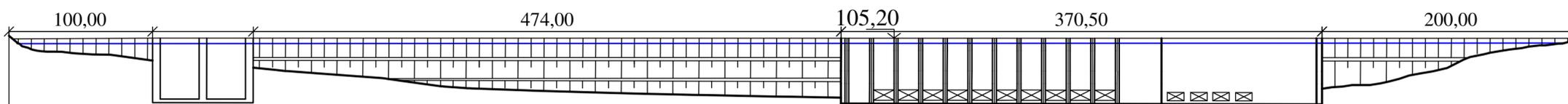
II этап строительства



III этап строительства



IV этап строительства

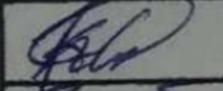


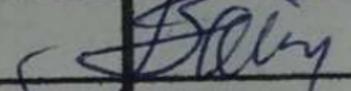
						ВКР-08.03.01-1207111 - ПОС							
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Докуновской ГЭС на р. Волга			Стадия	Лист	Листов		
Разраб.				Кошкин									
Провер.				Затеев								8	
Т.контр.													
Н.контр.						Этапы строительства			Кафедра гидротехнических сооружений, 2018				
Утв.				Затеев									

ВКР-08.03.01-1207111 - ПОС

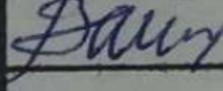
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

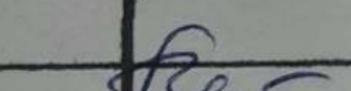
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
------	--------	------	-------	---------	------

Разраб.		Кошкин			13.06.18
---------	--	--------	--	---	----------

Провер.		Затеев			09.06.18
---------	--	--------	--	---	----------

Т.контр.					
----------	--	--	--	--	--

Н.контр.		Затеев			13.06.18
----------	--	--------	--	---	----------

Утв.		Затеев			09.06.18
------	--	--------	--	---	----------

Проектирование Докуновской
ГЭС на р. Волга

Стадия	Лист	Листов
	8	

Этапы строительства

Кафедра гидротехнических сооружений, 2018

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев
« ____ » _____ 2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДОКУНОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВОЛГА.
СИСТЕМЫ СЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА
ДОКУНОВСКОГО ГИДРОУЗЛА**

Руководитель	<u>И.И. Шахмаев</u> 15.06.18 подпись, дата	Инженер СМ ГТС должность	<u>Т.И. Шахмаев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>А.Ю. Кошкин</u> 15.06.18 подпись, дата		<u>А.Ю. Кошкин</u> инициалы, фамилия

Саяногорск 2018