

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01-Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОНДСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОНДА.
КОМПОНОВКА И РАСЧЕТ ПОКРЫТИЯ МАШИННОГО ЗАЛА.**

Руководитель _____
подпись, дата

Старший преподаватель
СШФСФУ
должность

Н.А Эклер
ициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

В.С Туляков
ициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ондской ГЭС на реке Онда. Компоновка и расчет покрытия машинного зала»

Консультант по разделам:

Консультант:

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты:

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование:

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружение гидроузла:

подпись, дата

инициалы, фамилия

Организация и производство гидротехнических работ:

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда:

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды:

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование:

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер:

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ОНДСКОЙ ГЭС	8
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общая часть	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Топографические условия	12
1.1.5 Населённость района	14
2 Водно-энергетические расчёты	15
2.1 Регулирование стока воды	15
2.1.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока	15
2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов	16
2.2.1 Построение суточных графиков и интегральных кривых нагрузки энергосистемы	16
2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	21
2.2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	22
2.2.4 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС	24
2.2.5 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС	25
2.2.6 Построение баланса мощности системы	26
2.2.7 Построение режимного поля	28
3 Основное и вспомогательное оборудование	31
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов	31
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	31
3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины	31
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	34
3.2.1 Определение отметки заглубления рабочего колеса	34
3.2.2 Гидромеханический расчёт спиральной камеры	34
3.3 Разработка схемы установки	35
3.3.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины	35

3.3.1.1 Расчёт вала на прочность	35
3.3.1.2 Расчет подшипника.....	35
3.3.1.3 Выбор маслонапорной установки	36
3.3.1.4 Выбор гидрогенератора.....	36
4 Компоновка и сооружения гидроузла	37
4.1 Состав и компоновка гидроузла	37
4.2 Сооружения гидроузла.....	37
4.2.1 Бетонная плотина	37
4.3 Эксплуатационный водосброс	40
4.3.1 Определение ширины водосливного фронта	40
4.3.2 Определение отметки гребня водослива	42
4.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода	43
4.3.4 Построение профиля водосливной плотины.....	44
4.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	45
4.4.1 Расчет водобойного колодца.....	46
4.4.2 Конструирование плотины.....	48
4.4.3 Определение ширины подошвы плотины	48
4.4.4 Разрезка бетонных плотин швами	48
4.4.5 Быки	49
4.4.6 Дренаж тела бетонной плотины.....	49
4.4.7 Галереи в теле плотины.....	49
4.4.8 Ширина плотины по гребню	50
4.4.9 Элементы подземного контура плотины.....	50
4.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	51
4.5.1 Водобой.....	51
4.5.2 Рисберма	52
4.5.3 Построение эпюры фильтрационного противодавления для плотин на скальном основании	53
4.5.4 Определение основных нагрузок на плотину	53
4.5.5 Вес сооружения и затворов	54
4.5.6 Сила взвешивающего и фильтрационного давления.....	56
4.5.7 Давление грунта.....	56
4.5.8 Волновое давление	58
4.6 Оценка прочности плотины	58

4.7 Критерии прочности плотины	62
4.7.1 Обоснование устойчивости плотины	64
5 Организация и производство гидротехнических работ	66
5.1. Расчет пропуска расходов I очереди через стеснение русла.....	66
5.2 Пропуск строительных расходов Поч	66
5.2.1 Через донные отверстия	66
5.2.2 определяем отметку порога донных отверстий ▼ПДО	67
5.3 Определяем количество отверстий для пропуска паводков Q10%	67
5.4 Определение ▼УВБ	67
5.5 Определение отметки гребня перемычек II-й очереди	67
5.6. Периоды и этапы возведения сооружения	68
5.7 Основной период и этапы основного периода.....	68
5.7.1 Откачка воды из котлована, выполненного способом открытого водоотлива	68
5.7.2 Определение объемов воды с учетом фильтрации	68
5.7.3 Подбираем насосы для откачки воды.....	68
5.7.4 Водонижение	68
5.8 БВР	69
5.8.1 Подбор станков буровзрывных работ	69
5.9 Взрывные работы	69
5.10. Земляные работы	70
5.11 Бетонные работы	71
5.11.1 Цикл бетонных работ	71
5.11.2 Укладка бетонной смеси	71
5.11.3 Определение объемов бетонных работ	71
5.12 Опалубочные работы.....	71
5.12.1 Опалубка	72
5.13 Арматура	72
5.14 Заготовка заполнителя	72
5.15 Приготовление бетонной смеси.....	72
5.15.1 Состав бетонного завода	73
5.16 Уход за бетоном, Контроль качества бетонных работ, Зимнее бетонирование	74
5.17 Второй этап - перекрытие русла	76

5.17.1 Состав работ.....	76
5.17.2 III этап-наращивание сооружений до отметок начала наполнения водохранилища	76
Состав работ.	76
5.17.3 IVэтап- Наращивание сооружений до отметок пуска 1-го гидроагрегата.....	76
5.17.4 V этап- Наращивание сооружений до проектных отметок и наполнение водохранилища, для пуска всех агрегатов	76
6. Охрана труда. Пожарная безопасность	78
6.1. Требования по охране труда для работников Ондской ГЭС	78
6.1.1. Общие положения	78
6.2.2. Охрана труда на Ондской ГЭС	79
7 Пожарная безопасность	83
7.1 Общие требования к пожарной безопасности	83
7.2 Действия персонала при возникновении пожара	84
7.3 Охрана окружающей среды	85
7.3.1 Общие сведения о районе строительства	85
7.3.2 Охрана природа	87
7.4 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	88
7.5 Водоохранная зона	89
7.6 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.....	90
7.7 Отходы, образующиеся при строительстве Ондской ГЭС.....	92
8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .	93
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	93
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	94
8.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации	97
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности....	98
8.5 Оценка инвестиционного проекта	99
8.6 Методология и исходные данные	99
8.7 Коммерческая эффективность	100
8.8 Бюджетная эффективность	101
8.9. Анализ чувствительности	101
8.10 Анализ безубыточности	104
9 Компоновка конструктивной схемы каркаса.....	107

9.1 Исходные данные.....	107
9.2 Расчет стропильной фермы.....	107
9.2.1 Выбор расчетной схемы	107
9.2.3 Сбор нагрузок	107
9.3 Конструирование и расчет узлов ферм	111
9.4 Узлы фермы.....	112
9.5 Связи	113
9.5.1 Подбор сечения.....	113
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	116
ПРИЛОЖЕНИЕ А Гидрологические данные	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты	121
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование	125

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ОНДСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Онда.
2. Местонахождение ГЭС.....Республика Карелия.
3. Тип проектируемой установки.....речевая ГЭС.
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулируемого стока.....годичный;
 - б) отметка НПУ.....85,76 м;
 - УМО.....83,3 м;
 - ФПУ.....87 м.
5. Объёмы:
 - полный.....4,8 км³;
 - полезный.....2,05 км³.
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....27,9 м;
 - б) расчётный.....24,2 м;
 - в) минимальный.....22,4 м.
7. Мощность:
 - а) установленная.....120 МВт;
 - б) гарантированная.....48 МВт.
8. Среднемноголетняя выработка электроэнергии.....1,8 млрд. КВт·ч.
9. Характеристики оборудования:
 - а) тип гидротурбин.....поворотно-лопастные;
 - б) количество и марка гидротурбин.....3xПЛ30-В-475;
 - в) количество и марка генераторов.....3xCB 800/140-44;
 - г) частота вращения.....142,8 об/мин.
10. Бетонная водосливная плотина:
 - а) высота плотины.....36 м;
 - б) длина по гребню.....517 м;
 - в) отметка гребня.....93,8 м;
 - г) грунты основания.....граниты.
11. Технико-экономические показатели:
 - а) удельные капиталовложения.....65970 руб./кВт;
 - б) себестоимость энергии.....2,15 руб./кВт·ч;
 - г) срок окупаемости.....10 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Для производства электрической энергии строят разнообразные типы электрических станций. Самым удобным видом электростанций с низкой себестоимостью электроэнергии на сегодняшний день являются гидравлические.

ГЭС использует возобновляемый источник и использует водную механическую энергию для преобразования её в электрическую. В то же время актуальным является строительство гидротехнических сооружений, так как конечная стоимость получаемой электроэнергии ниже, чем при использовании других видов электростанций, и нет вредных выбросов в атмосферу.

Основной целью бакалаврской работы является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции.

Створ проектируемой ГЭС располагается на реке Онда в Республике Карелия.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат в районе строительства Ондского гидроузла умеренно-континентальный с умеренно теплым влажным летом и умеренно холодной зимой.

Характеристика климатических условий:

- Температура воздуха среднегодовая $+3^{\circ}\text{C}$.
- Средняя температура самого теплого месяца – июля $+16,5^{\circ}\text{C}$.
- Абсолютный максимум температуры $+36^{\circ}\text{C}$.
- Средняя температура самого холодного месяца – января -15°C .
- Абсолютный минимум температуры -54°C .

Суммарная солнечная радиация составляет $4089 \text{ МДж}/\text{м}^2$ в год.

1.1.2 Гидрологические данные

Онда – равнинная река, начинающая свой путь северо-востоке Западно-Карельской возвышенности в 8 км к востоку от горы Большая Чуккури и впадающая в Белое море.

В основании реки Онда – мергелистые глины, в ряде случаев перекрыты аллювием.

По геологической карте определено, что в районе створа Ондской ГЭС нет зон тектонического контакта.

Скорость течения реки составляет в среднем $1,4\text{--}1,7 \text{ м}/\text{сек}$. Питание реки смешанное: подземное – 30 %, дождевое – 10 % и снеговое – 60 %.

Гидрологический ряд наблюдений за рекой Онда в период с 1900 по 1949 годов приведён в приложении А, таблица А1.

Кривые связи верхнего и нижнего бьефов представлены на рисунках 1.1 и 1.2 соответственно.

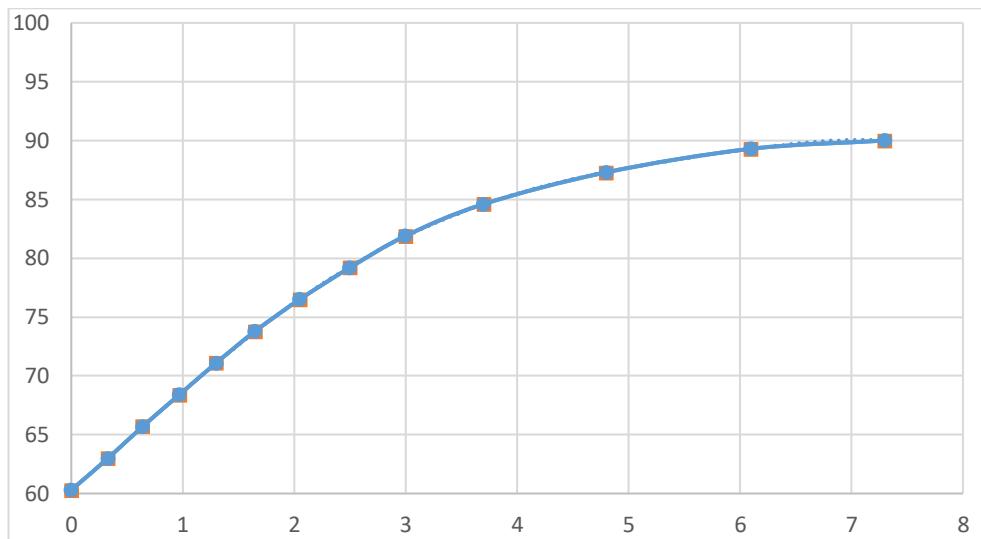


Рисунок 1.1 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

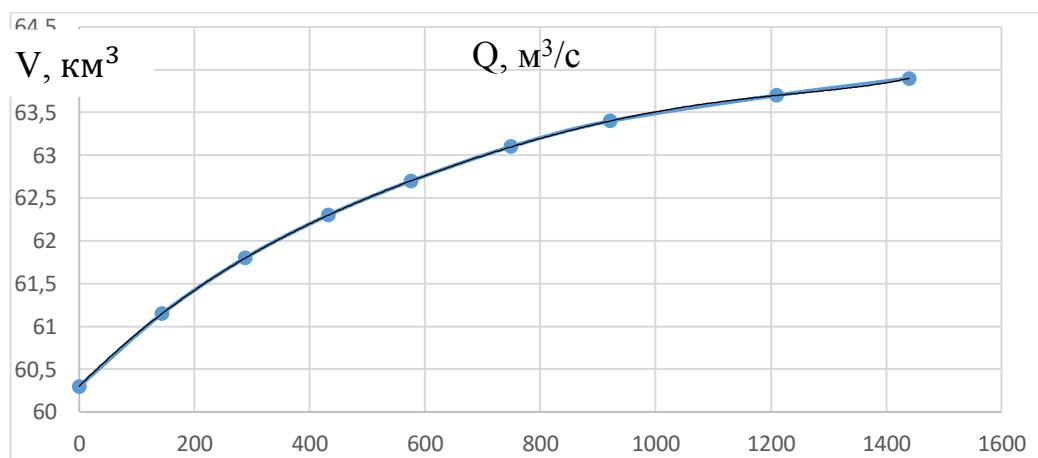


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа зимний период

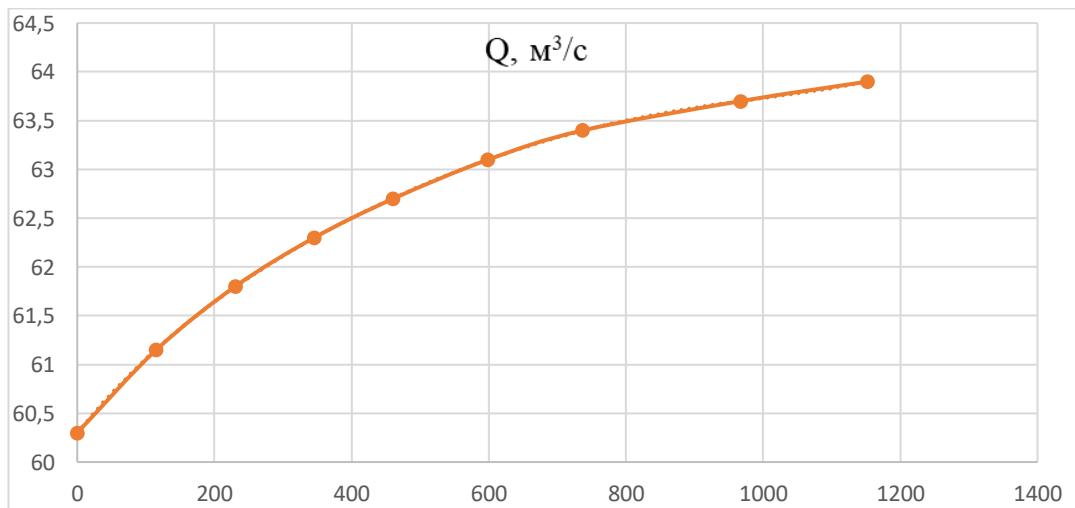


Рисунок 1.3 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа летний период

Требования участников водохозяйственного комплекса и потери расхода воды из водохранилища представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Потери и требования водохозяйственного комплекса

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qвхк, м ³ /с	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Qфильтр, м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qисп, м ³ /с	5	5	5	5	5	5	9	9	5	5	5	5
Qлёд, м ³ /с	2	2	1	-7	0	0	0	0	0	0	4	5
Qпотери, м ³ /с	8	8	7	-1	-1	6	10	10	6	6	10	11

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h=1$ м.

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании сооружения залегают граниты. Ширина створа по НПУ 85,76 м. Отметка дна 60,03 м.

1.1.4 Топографические условия

Проектируемый гидроузел располагается в горной местности. Промышленные здания на период строительства и эксплуатации будут размещены в стороне нижнего бьефа на правом берегу. На рисунке 1.4 показан выбранный створ проектируемой ГЭС на топографической карте.

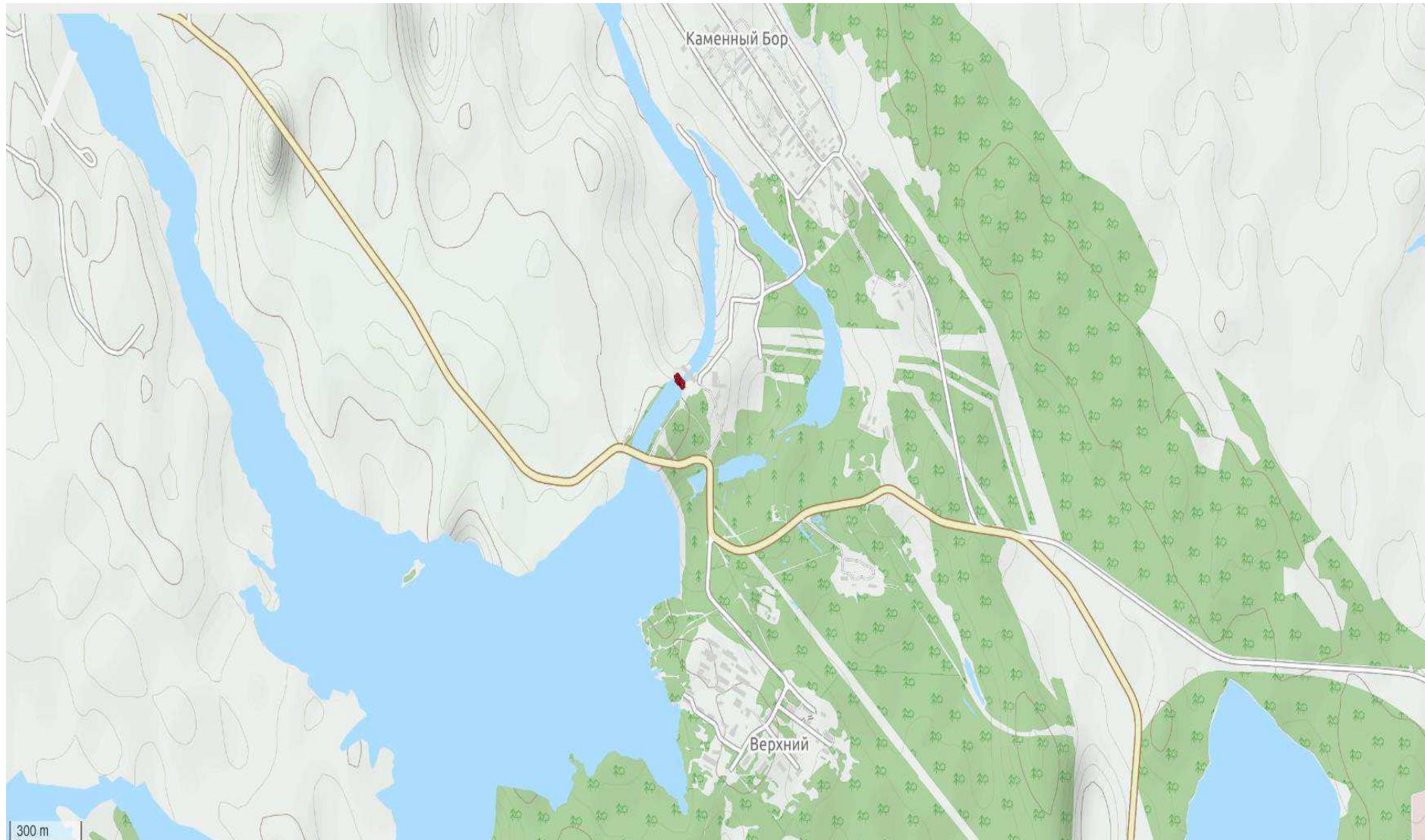


Рисунок 1.4 – Выбранный створ Ондской ГЭС на топографической карте

1.1.5 Населённость района

Транспортная инфраструктура: Переборский тракт, Шекснинское шоссе, дорожная трасса Е-105, аэропорт в г. Петрозаводск.

Крупные населённые пункты в НБ такие как населенный пункт Надвоицы и г. Петрозаводск от Ондской ГЭС расположены в 5 км и в 275 км соответственно.

Население Надвоицы по данным 2019 г. составляет 7443 человек.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

Первым этапом нужно разделить гидрологические данные (приложение А, таблица А.1) на два основных периода. Период многоводный (половодье), к которому относятся IV, V, VI, VII, VIII месяцы (расходы за месяц больше среднегодового расхода) и маловодный (межень), к которому относятся I, II, III, IX, X, XI, XII месяцы (расходы за месяц меньше среднегодового расхода).

В отдельную таблицу выносим годы с порядковыми номерами и рассчитанными среднегодовыми расходами. Ранжируем столбец среднегодовых расходов в порядке убывания (приложение А, таблица А.2) и вычисляем вероятность.

Вычисляем обеспеченность используя формулу:

$$P = \frac{m}{n+1}, \quad (2.1)$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов;

n – общее число членов ряда ($n = 50$).

Так как маловодный и средневодный год в периоды половодье и межени совпали расчет коэффициентов приведения не проводим. Берем расходы базового маловодного и средневодного года из таблицы А.1 и выписываем отдельной строкой.

Все результаты расчётов с учётом коэффициентов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчётные средневодный и маловодный годы

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q^{90\%}$, м ³ /с	58	53	50	215	335	254	211	287	140	90	85	54
$Q^{50\%}$, м ³ /с	68	64	57	272	482	405	250	306	156	150	145	115

Гидрографы расчётных средневодного и маловодного годов, показаны на рисунке 2.1.

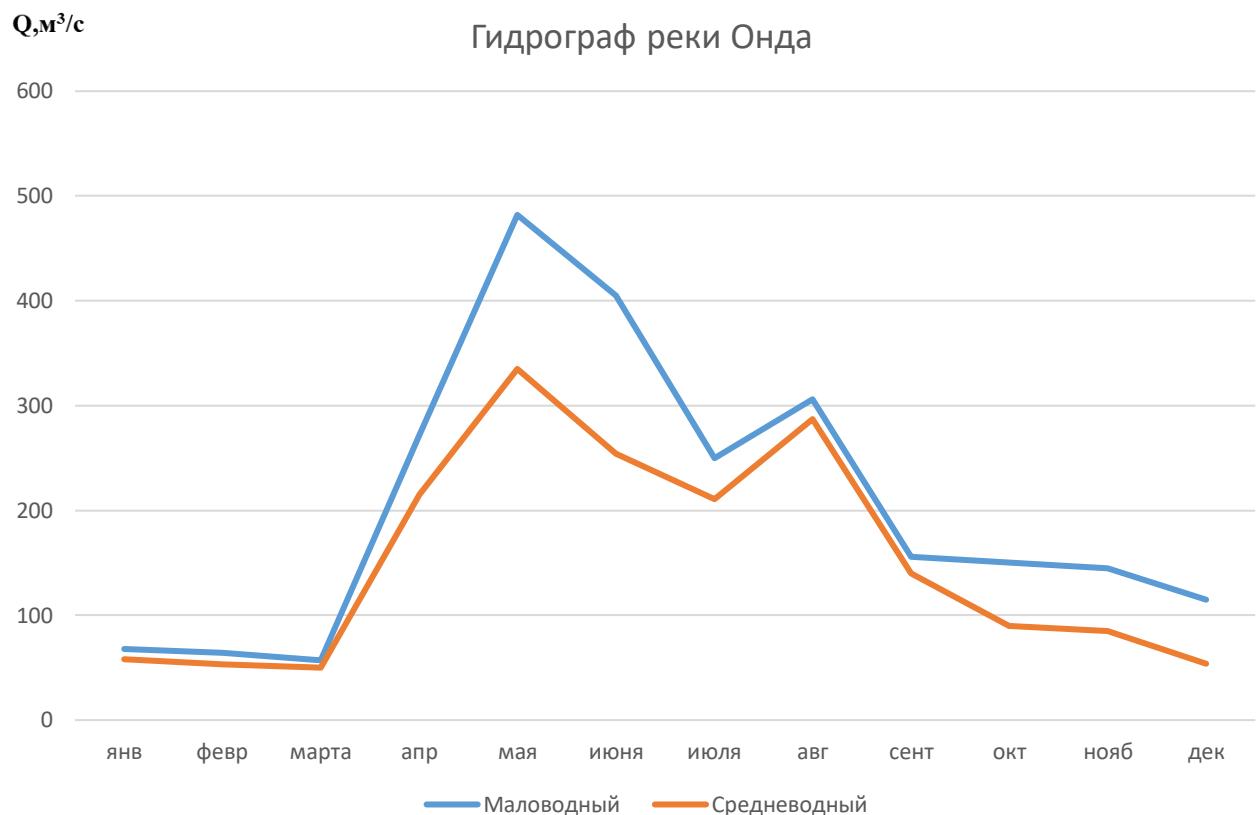


Рисунок 2.1 – Гидрографы расчётных средневодного и маловодного годов

2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

2.2.1 Построение суточных графиков и интегральных кривых нагрузки энергосистемы

Отношение годовой выработки ОДУ к годовой выработке РДУ – коэффициент перехода κ :

$$\frac{\mathcal{E}_{РДУ}}{\mathcal{E}_{ОДУ}} = \frac{105\text{млрд.кВт}\cdot\text{ч}}{9624\text{млн.кВт}\cdot\text{ч}} * 1000 = 11. \quad (2.2)$$

Используя сайт системного оператора, выберем один зимний день (24.12.2015) и один летний день (23.06.2015) учитывая то, что эти дни не будут являться выходными или праздничными. Составим таблицу мощностей потребления ОДУ и РДУ (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Мощности потребления ОДУ и РДУ

Потребление, МВт по ОДУ		Потребление, МВт по РДУ		Ранжированное Р, МВт (РДУ)		<i>K</i>
24.12.15	23.06.16	24.12.15	23.06.15	24.12.15	23.06.15	
11962	10282	883	759	950	893	13,54
11824	9752	873	720	948	885	13,54
11640	9439	860	697	948	879	13,54
11760	9302	869	687	944	871	13,54
11747	9246	868	683	943	869	13,54
11877	9316	877	688	942	863	13,54
12076	9644	892	712	941	862	13,54
12331	10226	911	755	936	861	13,54
12514	10702	924	790	935	860	13,54
12779	11314	944	836	935	858	13,54
12830	11651	948	860	935	856	13,54
12832	11799	948	871	928	855	13,54
12677	11690	936	863	927	843	13,54
12659	11658	935	861	926	836	13,54
12654	11574	935	855	924	807	13,54
12563	11595	928	856	922	790	13,54
12548	11611	927	858	9111	759	13,54
12535	11670	926	862	892	755	13,54
12755	11903	942	879	883	720	13,54
12772	12089	943	893	877	712	13,54
12864	11983	950	885	873	697	13,54
12737	11764	941	869	869	688	13,54
12665	11410	935	843	868	687	13,54
12480	10927	922	807	860	683	13,54

Для рассчитанных суточных графиков нагрузки строим интегральные кривые нагрузки (ИКН), следующим образом: располагаем мощность в убывающем порядке, делим на зоны, определяем временные интервалы этих зон и определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчеты представлены в таблице 2.3 и 2.4. Потребление мощности Карельского РДУ в зимние и летние сутки показаны на графиках (рисунок 2.2 и 2.3).

Таблица 2.3 – Суточный график нагрузки, ИКН (зимние сутки)

Часы	Pран, МВт	ΔP , МВт	Δt , ч	$\Delta \mathcal{E}$, млн КВт·ч	$\Delta P_{\text{сум}}$, МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн КВт·ч
1	950	2	0	0,000	0	0,000
2	948	0	1	0,000	2	0,000
3	948	4	2	0,008	3	0,000
4	944	1	3	0,002	6	0,008
5	943	1	4	0,005	7	0,009
6	942	1	5	0,007	8	0,014
7	941	4	6	0,027	9	0,021
8	936	1	7	0,006	14	0,047
9	935	0	8	0,004	15	0,054
10	935	0	9	0,003	15	0,057
11	935	7	10	0,067	16	0,061
12	928	1	11	0,012	22	0,128
13	927	1	12	0,012	23	0,140
14	926	2	13	0,020	24	0,151
15	924	3	14	0,035	26	0,172
16	922	11	15	0,165	28	0,207
17	911	19	16	0,301	39	0,372
18	892	8	17	0,143	58	0,673
19	883	6	18	0,113	67	0,816
20	877	4	19	0,074	73	0,929
21	873	5	20	0,095	77	1,004
22	869	1	21	0,020	82	1,098
23	868	8	22	0,174	82	1,118
24	860	860	23	19,773	90	1,292

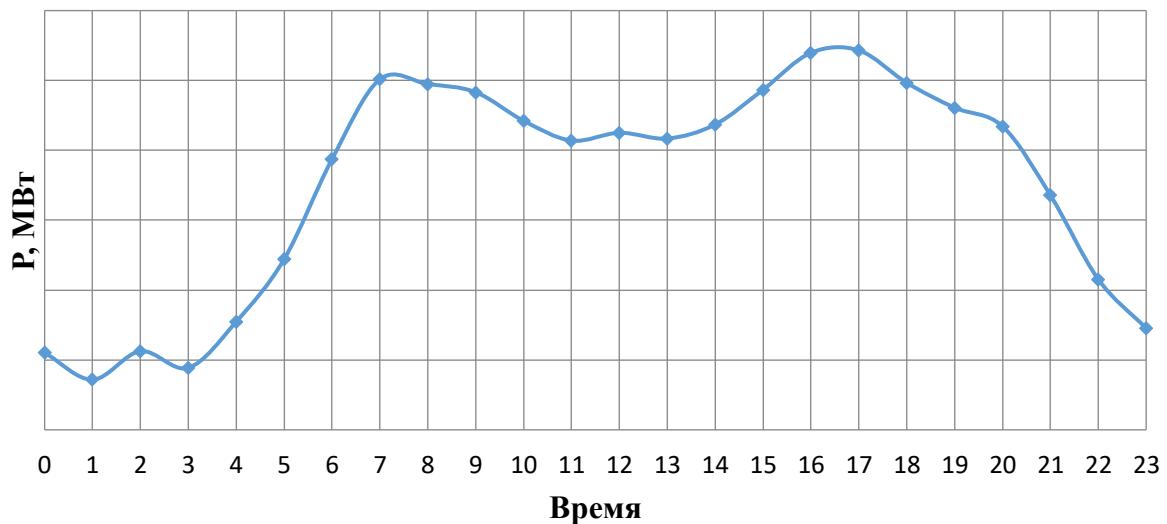


Рисунок 2.2 – График потребления мощности Карельского РДУ (зимние сутки)

Таблица 2.4 - Суточный график нагрузки, ИКН (летние сутки)

Часы	Мощность потребления (МВт)	Ранжированный	ΔР	ΔЭ	P коор, МВт	Э коор, МВт*ч	Э ,млн кВт*ч
1	2455	2829	5	5	5	5	0,005
2	2447	2825	7	14	12	19	0,019
3	2437	2818	1	2	13	21	0,021
4	2410	2817	3	10	15	31	0,031
5	2431	2814	9	44	24	75	0,075
6	2520	2806	16	96	40	171	0,171
7	2627	2790	5	37	45	208	0,208
8	2749	2784	7	53	52	261	0,261
9	2817	2778	5	41	57	303	0,303
10	2825	2773	1	5	57	308	0,308
11	2784	2773	10	115	67	422	0,422
12	2829	2762	6	71	73	493	0,493
13	2814	2756	7	92	80	586	0,586
14	2818	2749	15	210	95	796	0,796
15	2806	2734	108	1613	203	2409	2,409
16	2778	2627	5	77	208	2486	2,486
17	2790	2622	95	1622	303	4108	4,108
18	2773	2526	7	123	310	4230	4,230
19	2773	2520	64	1220	374	5451	5,451
20	2756	2455	8	156	382	5607	5,607
21	2762	2447	10	219	392	5826	5,826
22	2734	2437	6	123	398	5949	5,949
23	2622	2431	22	502	420	6452	6,452
24	2526	2410	2410	57831	2830	64282	64,28

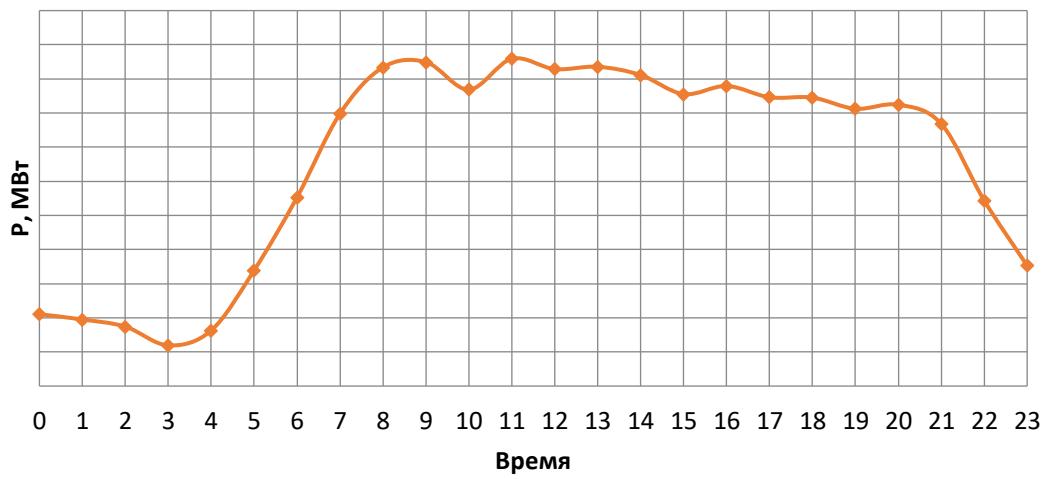


Рисунок 2.3 – График потребления мощности Карельского РДУ (летние сутки)

2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Строятся для максимальных и средних значений нагрузки на основе суточных графиков Башкирского РДУ.

Годовой график для максимальных мощностей строится на основе суточного графика, представляет собой косинусоидальную функцию:

$$P(t) = a + b \cdot \cos(30^0 t - 15^0 t) \quad (2.3)$$

где t – номера месяцев;

a и b – коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$a = \frac{P''^3 + P''^L}{2} = \frac{950 + 850}{2} = 1375 \quad (2.4)$$

$$b = \frac{P''^3 - P''^L}{2} = \frac{863 - 55}{2} = 404 \quad (2.5)$$

где P''^3 – максимальное потребление в зимние сутки;

P''^L – максимальное потребление в летние сутки.

Аналогично строится график для средних мощностей, но константы a и b вычисляются уже по средним потреблениям в зимние и летние сутки - $P_{cp}''^3$ и $P_{cp}''^L$ соответственно: $a = 917$ и $b = 808$. Все расчёты сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Коэффициенты

P _{max}		P _{cp}	
a	b	a	b
1375	404	917	808

Данные для построения графиков максимальных и среднемесячных нагрузок (приложение А, таблица А.3). Графики максимальных и среднемесячных нагрузок приведены на рисунке 2.4.

Р,МВт Годовые графики нагрузки

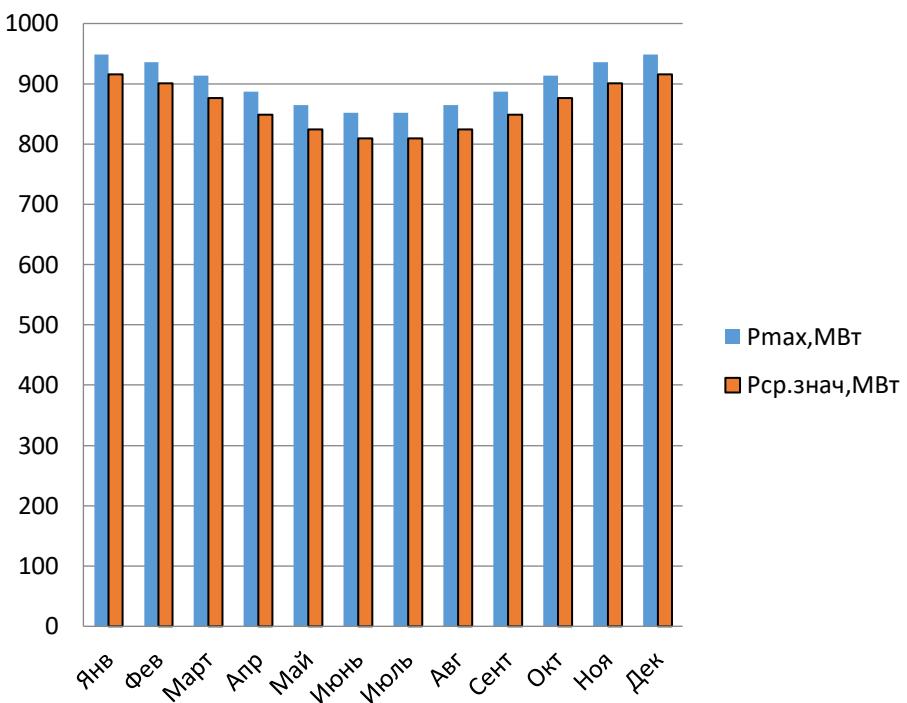


Рисунок 2.4 – Годовой график максимальной и средней нагрузки РДУ Ондского района

2.2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Основной задачей водоэнергетического расчёта является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей, определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма), среднемного-летнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

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

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

где k_N - коэффициент мощности ($k_N = 8,6$);

$Q_{\text{пр}}$ - бытовой расход расчетного маловодного года;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ - подведенный напор ГЭС, рассчитанный по формуле:

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

где $z_{\text{ВБ}}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;

$z_{\text{НБ}}$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды,

Δh - потери в водоподводящих сооружениях.

На следующем этапе проектирования необходимо рассчитать мощность ГЭС в режиме работы по водотоку для $P=90\%$.

$$N_{\text{быт}} = k_N \cdot Q_{\text{быт}} \cdot H, \quad (2.8)$$

Далее будет произведен расчет мощности ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.9)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ - расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Результаты расчёта приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Режим работы по ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}, 90\%}$	58	53	50	215	290	254	211	287	140	90	85	54
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	5	5	5	5	5	5	9	9	5	5	5	5
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	1	-7	-7	0	0	0	0	0	4	5
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	8	8	7	-1	-1	6	10	10	6	6	10	11
$Q_{\text{пол.быт.}}, \text{м}^3/\text{с}$	50	45	43	216	291	248	201	207	134	84	75	43
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$							89,3					
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	60,7	60,7	60,7	61,7	62,1	61,9	61,6	61,9	62	61,3	61	60,9
$H, \text{м}$	28,2	28,2	28,2	27,2	26,8	27	27,3	26,9	27,6	27,9	28	28,2
$N_{\text{водот}} - N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	12	11	11	51	57	58	47	64	32	20	18	11

Определяем положение линии гарантированной мощности проектируемой ГЭС на годовом графике среднемесячных нагрузок.

Построим годовой график среднемесячных нагрузок с учетом всех проведенных расчетов (рисунок 2.5).

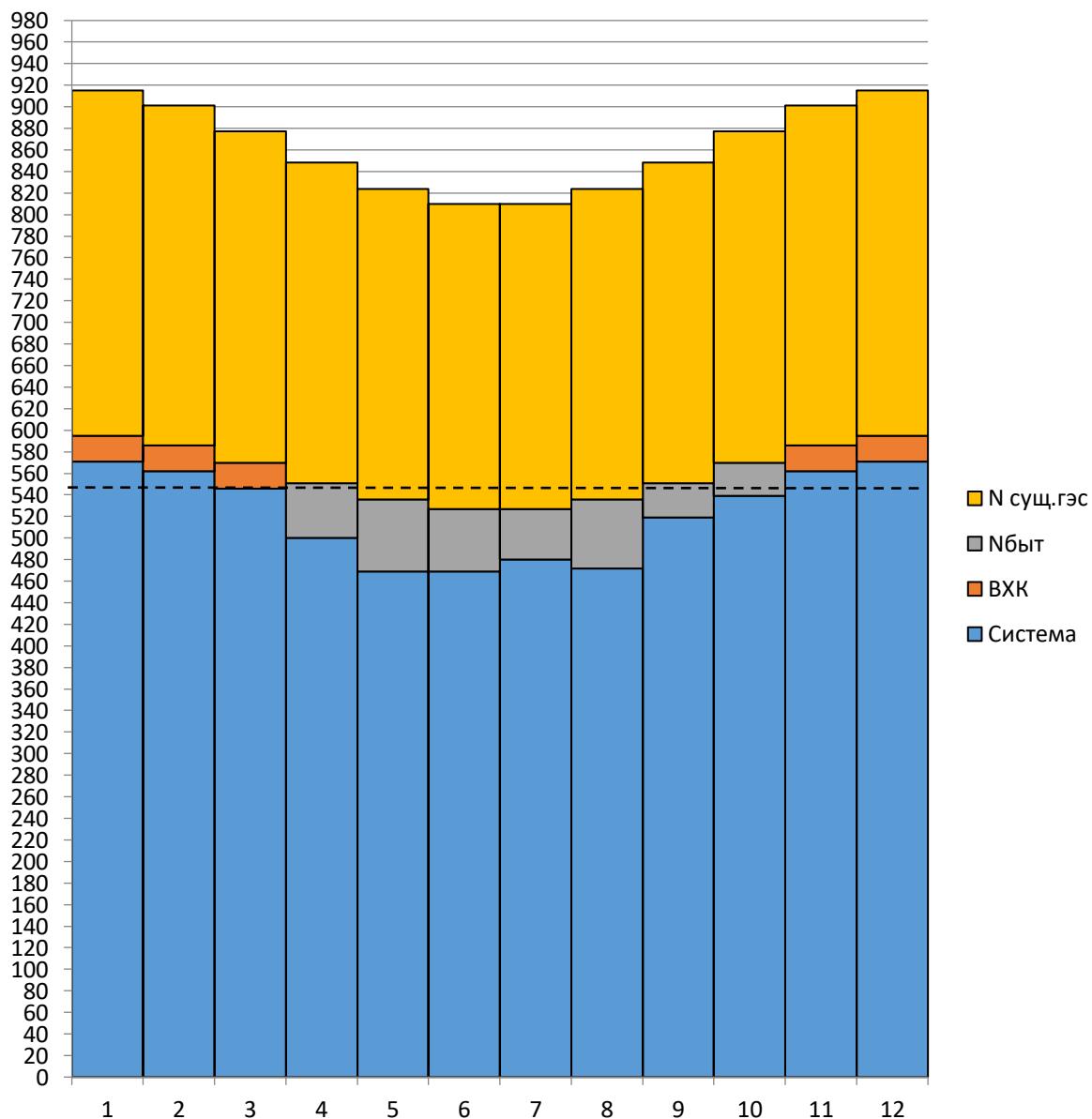


Рисунок 2.5 – Баланс энергии

Теперь стало возможным определение мощностей, с которыми проектируемая ГЭС должна работать в заданной энергосистеме. Все месяцы, лежащие выше линии гарантированной мощности и не пересекающие Nвхк будут работать по гарантированной мощности, оставшиеся месяцы будут работать с мощностью, обеспечивающей расход ВХК.

2.2.4 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС

Исходными данными являются:

- гидрограф маловодного года;
- потери воды из водохранилища;
- требования ВХК;
- кривые зависимости объема водохранилища от отметки верхнего бьефа;

- кривые зависимости отметки нижнего бьефа от расхода;

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено $\nabla\text{НПУ} = 85,76$ м.

Полезный расход есть полный бытовой расход за вычетом потерь из водохранилища в маловодном году. Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Сработка средневодного года производится двумя способами:

1. Работа ГЭС по режиму уровней воды в расчётном маловодном году;
2. Работа ГЭС с гарантированными мощностями, равными принятым в маловодном году.

Расчёты сработки-наполнения проводились двумя итерациями, так как в первой итерации превысили отметку НПУ на 1 см, увеличиваем гарантированную мощность и проводим расчёт второй итерации (приложение Б, таблица Б.1, Б.2). График сработки-наполнения водохранилища показан на рисунке 2.6.

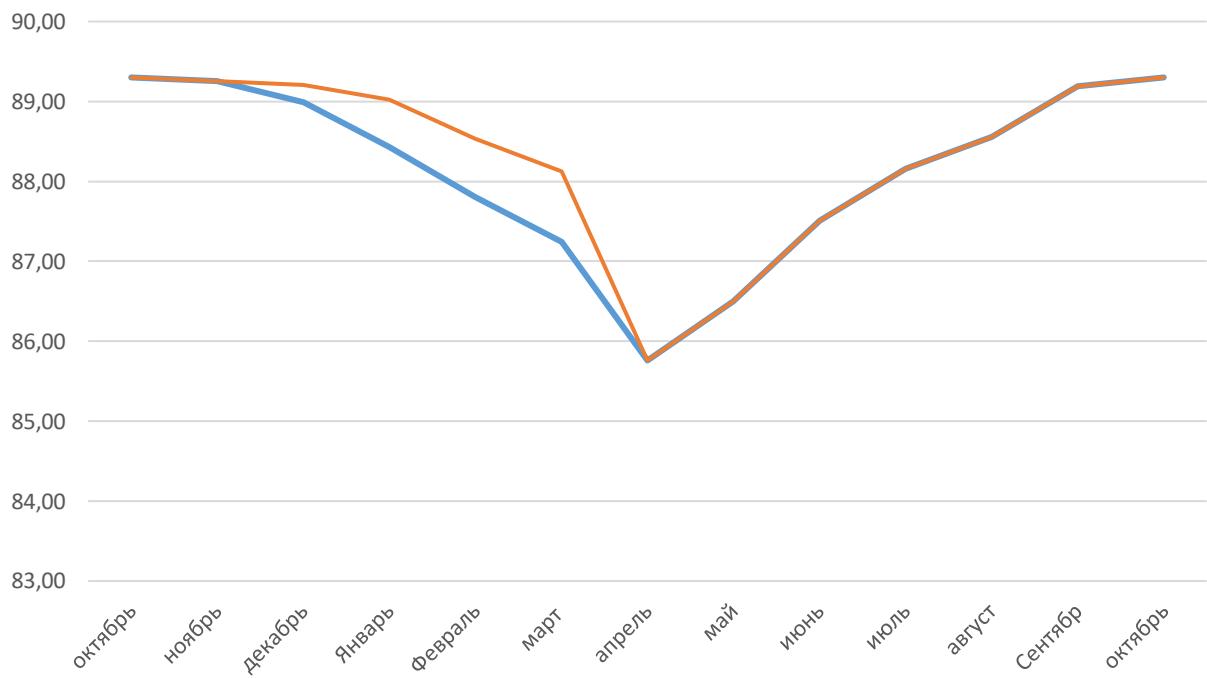


Рисунок 2.6 – График сработки – наполнения водохранилища

Уровень мёртвого объёма (УМО) – 83,3

2.2.5 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

Установленная мощность ГЭС определяется по формуле:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}}, \quad (2.10)$$

где $N_{раб}$ – рабочая мощность, определяется по ИКН.

Рабочая мощность в каждом месяце определяется из ИКН для типичных суток этого месяца. Выработка для треугольника проектируемой ГЭС получена в результате расчётов сработки маловодного года, представлена в таблице 2.7.

$$\mathcal{E}_i = N_{рабi} \cdot 24\text{ч}, \quad (2.11)$$

Таблица 2.7 - Выработка

Вся	Выработка	
	Базовая часть	Остаток
	Э, МВт·ч	
115	12	103
102	12	90
92	12	80
81	11	70
75	11	64
71	11	60
71	11	60
75	11	64
82	12	70
92	12	80
102	12	90
115	12	103

Чтобы выбрать рабочую мощность ГЭС по известной гарантированной, необходимо воспользоваться ИКН. Полученную выработку откладываем на ИКН и проводим вертикальные катеты до пересечения с графиком. Получаем рабочую мощность $N_{раб} = 115$ МВт. Суточный график нагрузки и ИКН за январь с нанесением режима работы, проектируемой Ондской ГЭС представлен в приложении Б, рисунок Б.1.

Установленная мощность Ондской ГЭС:

$$N_{уст} = 115 + 5 = 120 \text{ МВт.} \quad (2.12)$$

2.2.6 Построение баланса мощности системы

Строится на графике максимальных мощностей. Нагрузочный резерв для РДУ принимается равным 2% $P_{C(max)}$, располагается на существующих и проектируемых ГЭС. Нагрузочный резерв располагается на существующих и проектируемых ГЭС. Аварийный резерв составляет 10% $P_{C(max)}$, располагается на ТЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в месяцы пониженного потребления, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность, аналогично для ТЭС.

Установленную мощность ТЭС и существующих ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб.}} + N_{\text{авр.р}} + N_{\text{н.р.}} \quad (2.12)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$P_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{120}{6} = 20 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.13)$$

Результаты расчётов баланса мощностей представлены в приложении Б, таблица Б.3. График баланса мощностей Карельского РДУ с учётом проектируемой Ондской ГЭС представлен на рисунке 2.7.

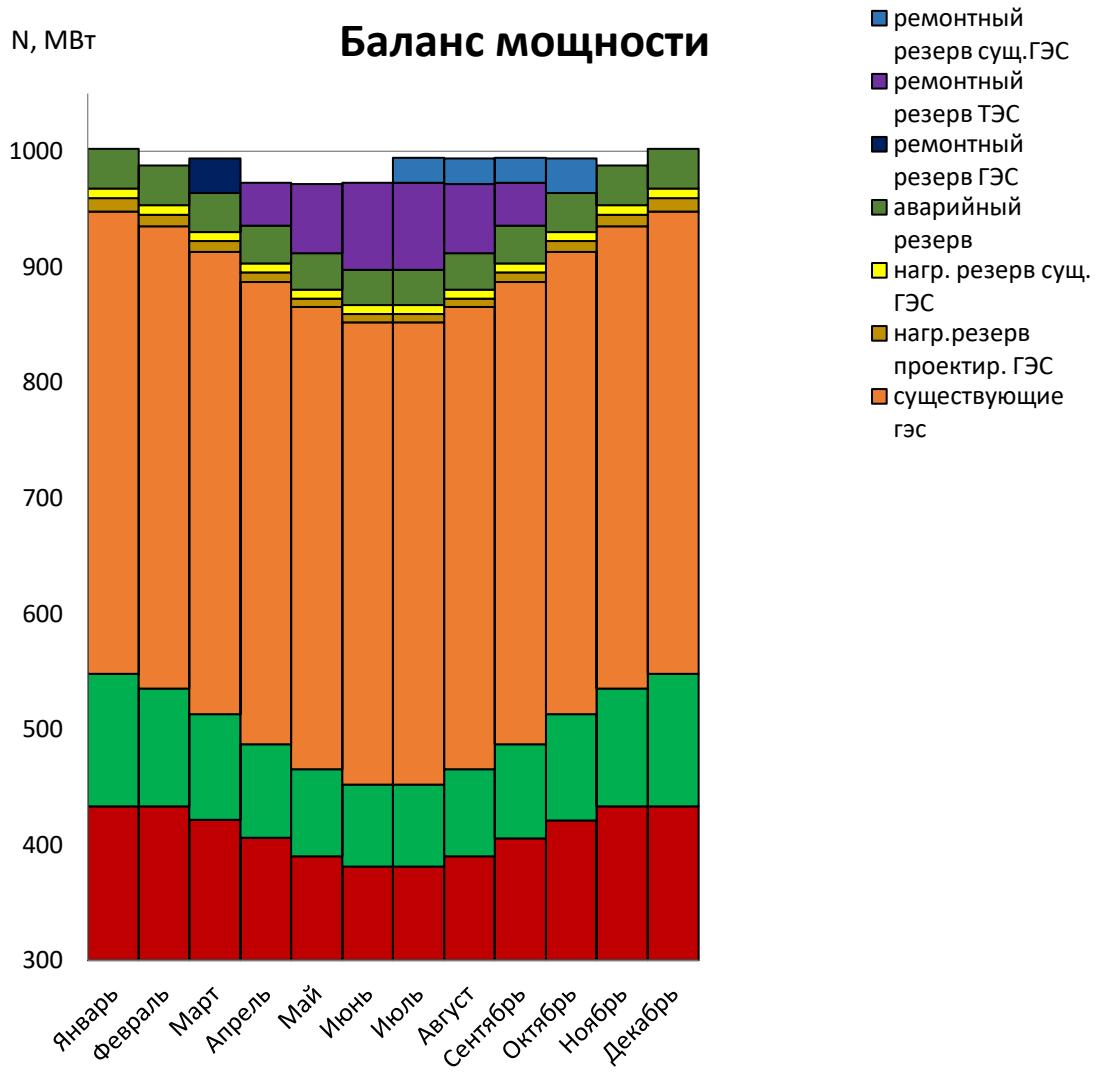


Рисунок 2.7 – Баланс мощностей Карельского РДУ с учётом проектируемой Ондской ГЭС

2.2.7 Построение режимного поля

Нужно определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничения для различных режимов.

Для построения этих характеристик воспользуемся следующей формулой:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{ВБ}(V_{сраб}) - Z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (2.14)$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода.

Определим ограничения работы турбин:

1.Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{\text{уст}}^{\text{p}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.15)$$

2.Ограничение по пропускной способности ГЭС, определяемое уравнением:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\max} \cdot \frac{\sqrt{H_{\text{ГЭС}}}}{\sqrt{H_p}}. \quad (2.16)$$

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

H_p –расчетный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора.

Результаты расчёта режимного поля Ондской ГЭС представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты расчёта режимного поля Ондской ГЭС.

Кривые связи нб для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия огра. по расчётной Нуст		Линия огра. по проп.способн.Г ЭС		Линия огра. по Qсан.попу ск	
Qнб	Zнб, лето	Zнб, зима	H нпу	H умо	Hzвб 1	H	Q	H	Q	H	Q
0,0	60	60,3	28,6	25,1	26,9	27,0	513,2	25,0	582,0	90	100
115,2	61	61,15	27,8	24,2	26,1	26,7	520,0	24,7	577,9	0	100
230,4	61	61,8	27,1	23,6	25,4	26,3	526,9	24,3	573,8		
345,6	62	62,3	26,6	23,1	24,9	26,0	534,0	24,0	569,6		
460,8	63	62,7	26,2	22,7	24,5	25,6	541,3	23,6	565,5		
599,0	63	63,1	25,8	22,3	24,1	25,3	548,8	23,3	561,2		
737,3	63	63,4	25,5	22,0	23,8	24,9	556,5	22,9	557,0		
967,6 8	63	63,7	25,2	21,7	23,5	24,6	564,4	22,6	552,7		
1152	63	63,9	25,0	21,5	23,3	24,2	572,6	22,2	548,4		

Режимное поле проектируемой ГЭС показано на рисунке 2.8

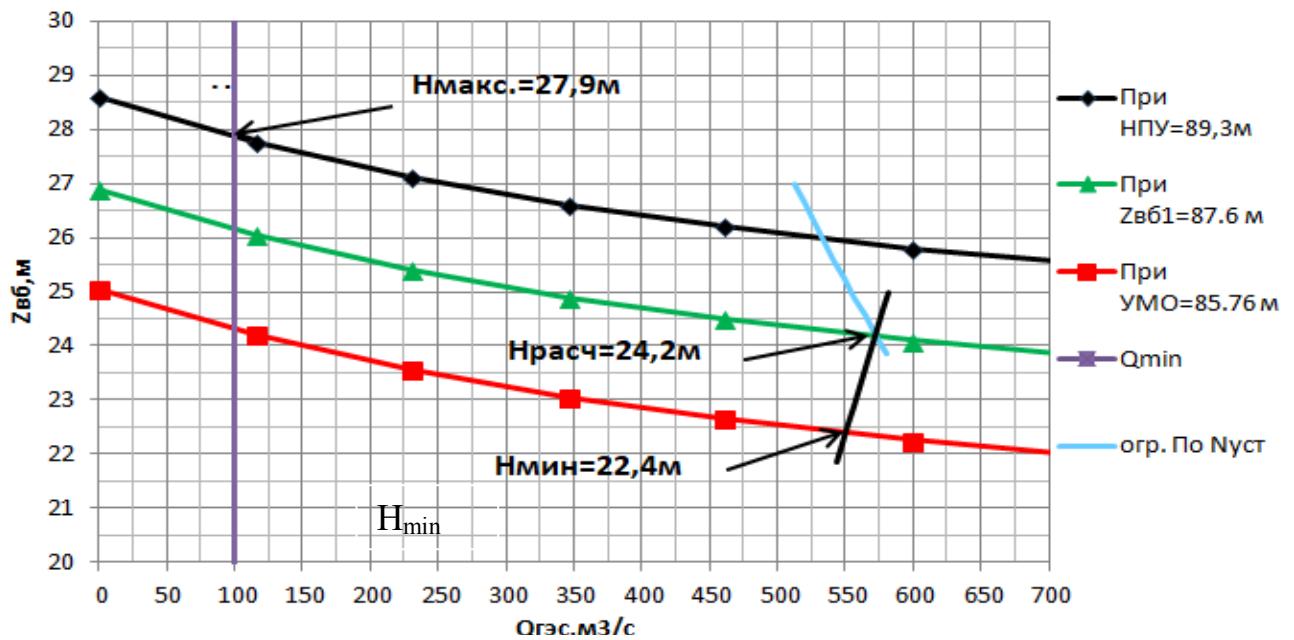


Рисунок 2.8 – Режимное поле проектируемой ГЭС

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

Диапазону напоров соответствует ПЛ-30а-В и ПЛ-30б-В.

3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины

Гидротурбины выбраны, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

Параметры турбинного оборудования приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ-30а-В	Турбина ПЛ-30б-В
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	30	30
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1o}, \text{мин}^{-1}$	126	130
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}, \text{л/с}$	1950	1900
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\max}$	1,0	1,0
Приведенный диаметр РК	$D'_{1m}, \text{м}$	0,46	0,35
Напор модельной турбины	$H_m, \text{м}$	5	8

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_h}{v_m}} \right), \quad (3.1)$$

где η_M , D_{1M} , H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1 , H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_m , v_h – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_h и t_m ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N} \eta_T \eta_g \quad (3.2)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_g^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_g = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{gэс}^{уст}}{N_a}, \quad (3.3)$$

где $N_{gэс}^{уст}$ – установленная мощность, которая составляет 120 МВт.

Был проведен инженерно - технический расчет выбора гидротурбины на проектируемой «Ондской ГЭС». В данном расчете к сравнению было представлено 26 диаметров системы гидротурбин ПЛ. На основе анализа был сделан вывод о том, что наиболее целесообразно использовать турбину ПЛ30Б-В-475, с диаметром рабочего колеса $D_1=4,75$ м, так как в зоне работы находится точка оптимума и данный размер РК обеспечивает экономически выгодное число агрегатов $Z_a = 3$, синхронная частота вращения $n_c = 142,8$ об/мин.

$$N_a = \frac{N_{gэс}^{уст}}{Z_a} = \frac{120}{2} = 60 \text{ МВт} \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 142,8 \frac{\text{об}}{\text{мин}}, \quad (3.5)$$

где $n'_{I\text{p}}$ – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

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

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

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику (приложение В, рисунок В.1) линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{I\text{расч}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\text{расч}} \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения.

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

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

Приведённый расход:

$$q'_{Imin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

$$q'_{Imax} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} =, \quad (3.11)$$

где Q_{min} – расход при санитарном попуске.

Результаты расчётов турбин для ряда стандартных диаметров приведены в приложении, для турбины ПЛ30 - А (приложение В, таблица В.1), для ПЛД30-В (приложение В, таблица В.2).

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение отметки заглубления рабочего колеса

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационной работы. Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования.

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.12)$$

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

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

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

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

Пользуясь формулой (3.12) определяется высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{61,25}{900} - 0,425 \cdot 27,9 - 1,5 = -3,10 \text{ м.}$$

Аналогично производятся вычисления для точки 2 - соответствующей работе всех агрегатов с установленной мощностью при отметке НПУ и точки 3 - соответствующей работе всех агрегатов с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре.

3.2.2 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,483 \cdot D_1 = 1,483 \cdot 4,75 = 7,04 \text{ м} \quad (3.13)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к.}} = 187^\circ 30'. \quad (3.14)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,695 \cdot D_1 = 2,695 \cdot 4,75 = 12,80 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 3,794 \cdot D_1 = 3,794 \cdot 4,75 = 18,02 \text{ м} \quad (3.16)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,765 \cdot D_1 = 2,765 \cdot 4,75 = 13,13 \text{ м.} \quad (3.17)$$

3.3 Разработка схемы установки

3.3.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.3.1.1 Расчет вала на прочность

Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{kp}}{[\tau_{don}]} \right)^{0,33} = \left(\frac{5,1 \cdot 2,72}{30} \right)^{0,33} = 0,77 \text{ м}, \quad (3.18)$$

Крутящий момент:

$$M_{kp} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{cinhx}} = 0,00974 \cdot \frac{40000}{142,8} = 2,72, \quad (3.19)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:
 $D_B = 0,8 \text{ м.}$

3.3.1.2 Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{rad} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{cinhx} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 40000}{142,8 \cdot 4,75} = 47,18 \text{ кН} \quad (3.20)$$

Диаметр вала под подшипником d_π , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B , принято $d_\pi=820 \text{ мм.}$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{ud} = \frac{R_{rad}}{(d_\pi \cdot h_\pi)} \leq [p_{ud}] \text{ кПа.} \quad (3.21)$$

Экспериментально получено, что допускаемое $[p_{ud}] = 29 \cdot U \text{ кПа.}$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{cinhx} \cdot d_\pi}{30} \frac{\text{м}}{\text{сек}} = 3,14 \cdot 142,8 \cdot \frac{0,82}{30} = 12,26 \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (3.22)$$

В обоих видах подшипников вышесказанное условие соблюдено, но из-за более простой установки и эксплуатации выбран сегментный подшипник.

3.3.1.3 Выбор маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в кotle.

По номограмме [7] определена маслонапорная установка МНУ4/1-40-4-2. Эта маслонапорная установка номинальным объемом 4,0 м³, давление 40 кгс/см².

3.3.1.4 Выбор гидрогенератора

Выбор гидрогенератора определяется по синхронной частоте вращения турбины и её активной мощности. Допускается отклонение полной мощности генератора в 5-10% в большую сторону.

Выбран генератор СВ-800/140-44.

Синхронная частота вращения генератора:

$$n_c = 142,8 \frac{\text{об}}{\text{мин}}; \quad (3.24)$$

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{3000}{142,8} = 22. \quad (3.25)$$

4 Компоновка и сооружения гидроузла

4.1 Состав и компоновка гидроузла

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, $N_{уст}$, количество населения в НБ. В соответствии с постановлением Правительства РФ №986 от 02.11.2013 №986.

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 7690 человек. Присваивается II класс сооружения, так как численность людей находится в пределах не более 10000 человек. $N_{уст} = 120$ МВт, что соответствует III классу сооружения.

Предварительная компоновка показала, что высота бетонной плотины будет находиться в пределах 35-36 м. Грунт основания скальный(граниты грани-тогнейсы. На основании этих показателей предусмотрен III класс.

В конечном итоге Ондский гидроузел будет относиться к II классу сооружений. Следовательно, обеспеченность основного расчетного расхода принимаем равной 1%.

4.2 Сооружения гидроузла

4.2.1 Бетонная плотина

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью за отметку гребня принимают наибольшую из двух отметок, вычисленных для расчетных уровней НПУ и ФПУ по формулам:

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

$$\nabla ГБП = \nabla ФПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (4.2)$$

где a – конструктивный запас, зависящий от класса сооружения (для II класса сооружения – 0,7 м);

Δh_{set} – высота ветрового нагона в верхнем бьефе, определяемая по формуле

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

где $V_w = 16$ м/с – расчетная скорость ветра [2];

k_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, определяемый по формуле:

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 16) \cdot 10^{-7} = 17 \cdot 10^{-7}; \quad (4.4)$$

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра, допускается принять $\alpha=0^\circ$;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, определяемая по формуле:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{85,76 - 60,3}{2} = 12,73 \text{ м}; \quad (4.5)$$

Длина разгона волн $L=116$ м, определяемая по картографическому материалу (рисунок 4.1) с учетом направления ветра.



Рисунок 4.1 - Карта водохранилища Ондской ГЭС

Тогда высота ветрового нагона будет:

$$\Delta h_{set} = 17 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{17^2 \cdot 116}{9,81 \cdot 12,73} \cdot 1 = 0,00046 \text{ м} = 0,0046 \text{ см.}$$

Порядок определения элементов волн в глубоководной зоне водохранилища:

- 1) Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$;

где t - продолжительность непрерывного действия ветра, принимаем $t=21600$;
 $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 116}{16^2} = 1,66, \quad (4.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{16} = 13243,5. \quad (4.7)$$

2) Из графика [2] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) для каждого из безмерных комплексов $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$ определяем относительные параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$. В таблице 4.1 представлены собранные данные значений $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$

Таблица 4.1 – Данные ветровой нагрузки

$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 4,45$	$\frac{g \cdot t}{v} = 13243,5$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	0,64	4,88
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,0041	0,11

По меньшему значению параметров $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,0041$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 0,64$ определим среднюю высоту волн и средний период волны.

Средний период волны определим по формуле:

$$\bar{T} = \frac{0,64 \cdot V_w}{g} = \frac{0,64 \cdot 16}{9,81} = 1,04 \text{ с.} \quad (4.8)$$

Среднюю высоту волны определим по формуле:

$$\bar{h} = \frac{0,0041 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,0041 \cdot 16^2}{9,81} = 0,04 \text{ м.} \quad (4.9)$$

Среднюю длину волны вычислим по известному среднему периоду волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 1,04^2}{2 \cdot 3,14} = 1,7 \text{ м.} \quad (4.10)$$

Проверим соблюдение условия для глубоководной зоны:

$d = 10,6 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 1,7 = 0,85 \text{ м}$ - условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определим высоту волны 1 % обеспеченности по формуле:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.11)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [2] в зависимости от безразмерного комплекса $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$.

Принимаем $K_i=0,3$, тогда высота волны будет:

$$h_{1\%} = 0,107 \cdot 0,85 = 0,09 \text{ м.}$$

Тогда получаем отметки гребня бетонной плотины:

$$\nabla ГБП = 85,76 + 0,09 + 0,7 + 0,0046 = 86,56 \text{ м.} \quad (4.12)$$

4.3 Эксплуатационный водосброс

4.3.1 Определение ширины водосливного фронта

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

$$(n - 1) \text{ при числе гидроагрегатов ГЭС } n \leq 6.$$

С учетом того, что на Ондской ГЭС запроектировано 3 гидроагрегата выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов $n - 1 = 2$.

Расчетный расход воды через водосливную плотину определим по формуле:

$$Q_p = Q_{\max.p.och.} - Q_{ГЭС} - Q_{a\sigma}, \quad (4.13)$$

где $Q_{\max.p.och.} = 975, \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расчетный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем и вероятностью превышения в соответствии со II классом сооружения;

$Q_{ГЭС}$ – расход через гидроагрегаты ГЭС, участвующие в пропуске расчетного расхода, определяемый по формуле:

$$Q_{ГЭС} = Q_{1a\sigma} \cdot (n - 1) = 184,25 \cdot (3 - 1) = 368,5 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.14)$$

где Q_{lae} - расход через 1 гидроагрегат,

Q_{ae} – аварийный расход, определяемый по формуле:

$$Q_{ab} = \frac{V_{pol}}{t_{cp}} = \frac{0,226 \times 10^9}{15768017} = 14,33 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.15)$$

где $V_{pol} = 0,226 \text{ км}^3$ - полезный объем,

$t_{cp} = 15768017$ сек - время сработки, при годичном регулировании.

Тогда расчетный расход воды составит:

$$Q_p = 975 - 368,5 - 14,33 = 592,17 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определим ширину водосливного фронта по формуле

$$B = \frac{Q_p}{q_e}, \quad (4.16)$$

где q_e - удельный расход на водосливе, определяемый по формуле:

$$q_e = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 15,9 = 19,875 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.17)$$

где q_p - удельный расход на рисберме, определяемый по формуле:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB} = 5 \cdot 3,18 = 15,9 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.18)$$

где $[v_h]$ - допустимая скорость на рисберме, зависящая от грунтов (для скального основания $[v_h] = 5 \text{ м/с}$);

h_{HB} - глубина воды в нижнем бьефе, определяемая по кривой связи $\nabla HB = f(Q_{HB})$ при основном максимальном расходе.

Тогда ширина водосливного фронта составит:

$$B = \frac{592,17}{19,875} = 29,84 = 30 \text{ м}. \quad (4.19)$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того, $B = b \cdot n$;

где n - число пролетов, b - стандартная ширина пролета, м, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов - изготовителей гидромеханического оборудования (1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 4.5, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30). Задаемся $b = 5 \text{ м}$. Тогда число пролетов равно:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{30}{5} = 6. \quad (4.20)$$

принимаем $n = 6$. Тогда ширина водосливного фронта:

$$B = b \cdot n = 5 \cdot 6 = 30 \text{ м}. \quad (4.21)$$

4.3.2 Определение отметки гребня водослива

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

Где m - коэффициент расхода водослива, принимается в зависимости от типа водослива (принимаем водослив практического профиля типа А с $m=0,49$).

На рисунке 4.1 представлено очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова.

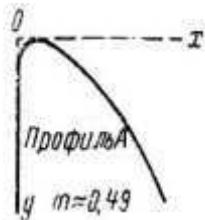


Рисунок 4.1. – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{592,17}{0,49 \cdot 0,34 \cdot 1 \cdot 30 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,94 \text{ м} \quad (4.22)$$

где σ_n - коэффициент подтопления принимаем $\sigma_n = 1$, считая, что водослив в нижнем бьефе не затоплен,

ε - коэффициент бокового сжатия при количестве пролетов $n=4$,

$\xi = 0,7$ - коэффициент формы вертикальных устоев, учитывающий округление их вертикального ребра,

$\xi_0 = 0,45$ - коэффициент круглой формы быков в плане.

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (6-1)0,45}{6} \cdot \frac{4,36}{5} = 0,34, \quad (4.23)$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 8,94 - \frac{1,1 \cdot 0,4^2}{2 \cdot 9,81} = 3,7 \text{ м}, \quad (4.24)$$

где $\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1)\delta_b)} = \frac{592,17}{(85,76 - 60,3)(30 + 6,25)} = 0,64 \text{ м/с}, \quad (4.25)$$

где δ_b - толщина разрезного быка.

Толщина неразрезного быка определяется по рекомендациям Березинского А.Р.[5]:

$$\delta_b = 0,25 \cdot b = 0,25 \cdot 5 = 1,25 \text{ м} \quad (4.26)$$

При разрезке быка его толщина увеличивается на 1 метр:

$$\delta_b = 0,25 \cdot b = 0,25 \cdot 5 = 1,25 \text{ м}. \quad (4.26)$$

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 85,76 - 4 = 81,76 \text{ м}, \quad (4.27)$$

где $H_{\text{ст}}$ - стандартный напор, ближайший к расчетному геометрическому напору H , в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0). $H = H_{\text{ст}} = 4 \text{ м}$.

Отметка гребня быка водосливной бетонной плотины:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,6 * H_{\text{ст}} = 81,76 + 1,6 * 4 = 88,16 \text{ м} \quad (4.28)$$

Устанавливаем проектную отметку гребня плотины напорного фронта наибольшую из: $\nabla \Gamma B P = 86,56 \text{ м}$, $\nabla \Gamma B = 88,16 \text{ м}$.

За отметку плотины принимаем $\nabla \Gamma B = 88,16 \text{ м}$.

4.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$H_{01noe} = \left(\frac{Q_{\text{p.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{592.17}{0,49 \cdot 30\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,3 \text{ м}, \quad (4.29)$$

где $Q_{\text{p.пов}}$ – расход, при обеспеченности 0,5 (п.2.2.1).

$$H_{02noe} = \left(\frac{Q_{\text{p.пов}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{592.17}{0,49 \cdot 0,34 \cdot 1 \cdot 30\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,9 \text{ м}. \quad (4.30)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске по-верочного расхода:

$$H_{noe} = H_{02noe} - \frac{\alpha V_{0noe}^2}{2g} = 12,9 - \frac{1,1 \cdot 1,11^2}{2 \cdot 9,81} = 12,83 \text{ м.} \quad (4.31)$$

4.3.4 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок без вакуумного практического профиля типа А строится по координатам Кригера-Офицерова, приведенным в таблице 6-12 [1]. Координаты для построения оголовка плотины практического профиля определяются путем умножения табличных координат на $H_{cm} = 4$ м (таблица 4.2). Оголовок представлен на (рисунке 4.2)

Таблица 4.2 Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицерова)

Координаты		Координаты для построения	
x	y	x·Нст	y·Нст
0	0,126	0	0,378
0,1	0,036	0,4	0,108
0,2	0,007	0,8	0,021
0,3	0	1,2	0
0,4	0,006	1,6	0,018
0,5	0,027	2	0,081
0,6	0,06	2,4	0,18
0,7	0,1	2,8	0,3
0,8	0,146	3,2	0,438
0,9	0,198	3,6	0,594
1	0,256	4	0,768
1,1	0,321	4,4	0,963
1,2	0,394	4,8	1,182
1,3	0,475	5,2	1,425
1,4	0,564	5,6	1,692
1,5	0,661	6	1,983
1,6	0,764	6,4	2,292
1,7	0,873	6,8	2,619
1,8	0,987	7,2	2,961
1,9	1,108	7,6	3,324

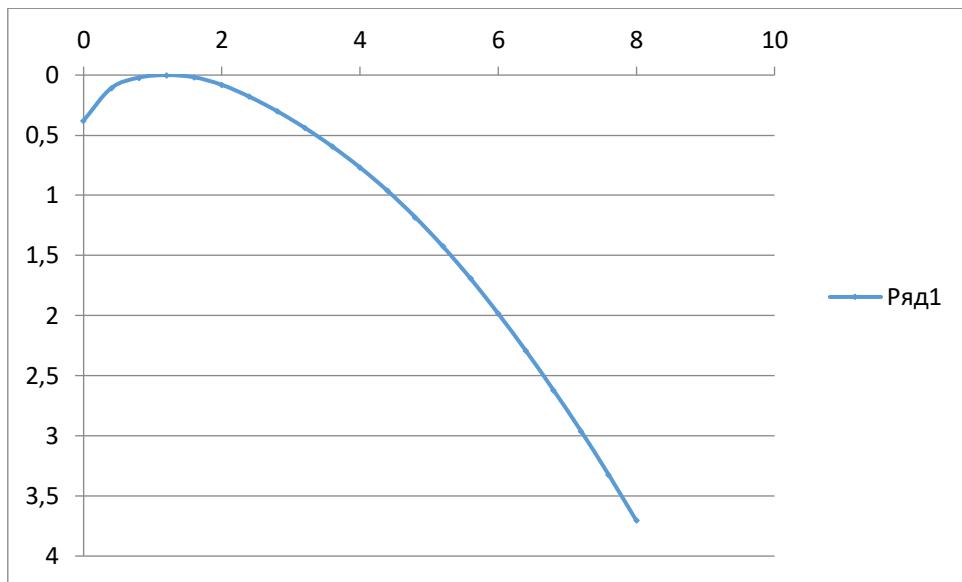


Рисунок 4.2 Начальное очертание гребня нормальной без ваккумной водосливной стенки Кригер Офицерова

Высота плотины равна:

$$H_{нл} = \nabla ГП - \nabla \text{дна} = 86,56 - 60,3 = 25,26 \text{ м.} \quad (4.32)$$

4.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

В бытовых условиях при уклоне дна отводящего русла $i < i_{kp}$ поток находится в спокойном состоянии, а непосредственно за водосливом – в бурном. Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины h_c'' и бытовой глубины $h_{НБ}$ устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

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

Определяется критическая глубина при полном открытии всех отверстий:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_o)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 592,17^2}{(30 + (6-1) \cdot 1,25)^2 \cdot 9,81}} = 3,1 \text{ м,} \quad (4.33)$$

где α - коэффициент Кориолиса, принят равным 1,1.

Вычисляется полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla HPU - \nabla \text{дна} = 85,76 - 60,3 = 25,46 \text{ м.} \quad (4.34)$$

Определим отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{25,46}{3,1} = 8,2 \text{ м.} \quad (4.35)$$

Исходя из этого при использовании таблицы 9-10, плотина имеет среднюю длину сливной грани, при этом коэффициент скорости $\varphi = 0,95$.

По графику М.Д Чертусова, в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем $\xi'_c = 0,27$ и $\xi''_c = 2,7$.

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{kp} = 0,27 \cdot 3,1 = 0,84 \text{ м.} \quad (4.36)$$

Так как $h''_c = 8,37 > h\text{НБ} = 3,18$ значит, прыжок отогнанный.

Как правило, отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью специальных устройств – гасителей энергии.

Во всех случаях за водосливом устраивают водобой, чаще всего это бетонная или железобетонная плита. Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского

$$v_c = \frac{q_e}{h'_c} = \frac{19.875}{0,84} = 23.7 \text{ м/с,} \quad (4.37)$$

где q_e – удельный расход на водосливе.

Удельный расход на стенке:

$$q_{cm} = \frac{Q_p}{(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{592.17}{(30 + 5 * 1.25)} = 16.34 \text{ м/с.} \quad (4.38)$$

Сооружение удовлетворяет условию устойчивости против сдвига по основанию. Уменьшение несущей способности экономически неоправданно, так как водосливная плотина имеет малые размеры и необходимые работы принесут большие затраты.

4.4.1 Расчет водобойного колодца

Ширина водобойного колодца B_k :

$$B_k = B + \sum \delta = 30 + (5 \cdot 2) = 40 \text{ м.} \quad (4.39)$$

Определяем начальную глубину колодца:

$$d_k = \sigma \cdot h_c'' - (h_{h\bar{o}} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 8.37 - (3.18 + 1.2) = 4,83 \text{ м}, \quad (4.40)$$

Где перепад ΔZ , вычисляется:

$$\begin{aligned} \Delta Z &= \left(\frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{h\bar{o}}^2} \right) - \left(\frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) = \\ &= \left(\frac{14.8^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 3.18^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 14.8^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 8.37^2} \right) = 1.2 \text{ м}, \end{aligned} \quad (4.41)$$

$$\text{где } q = \frac{Q_p}{B_k} = \frac{592.17}{40} = 14.8 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (4.42)$$

B_k – ширина водобойного колодца;

φ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, принят 0,9;

α – коэффициент Кориолиса, принят 1,1.

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом, формуле 4.23:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНО = 85.76 - 60.3 = 25.46 \text{ м}. \quad (4.43)$$

Относительная удельная энергия сечения и сопряженные глубины в верхнем бьефе определены по формуле 4.24 – 4.2.6 в пункте 4.25:

$$\xi_{T_0} = 8.2 \text{ м}, h'_c = 0,84 \text{ м}, h''_c = 8.37 \text{ м}. \quad (4.44)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца.

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНО + d_k = 25.46 + 4.83 = 30.29 \text{ м}. \quad (4.45)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{30.29}{3.1} = 9.8 \text{ м}. \quad (4.46)$$

Исходя из этого при использовании таблицы 9-10, плотина имеет среднюю длину сливной грани, при этом коэффициент скорости $\varphi = 0,95$.

По графику М.Д Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем $\xi'_c = 0,242$ и $\xi''_c = 2,85$.

Вычисляются сопряженные глубины по формулам 4.25 - 4.26 соответственно:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{kp} = 0,242 \cdot 3.1 = 0.75 \text{ м}. \quad (4.47)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{kp} = 2.85 \cdot 3.1 = 8.84 \text{ м.} \quad (4.48)$$

Тогда новая глубина колодца:

$$\begin{aligned} \Delta Z &= \left(\frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{ho}^2} \right) - \left(\frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) = \\ &= \left(\frac{14.8^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 3.18^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 14.8^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 8.84^2} \right) = 1.23 \text{ м,} \end{aligned} \quad (4.49)$$

Тогда:

$$d_{k2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{ho} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 8.84 - (3.18 + 1.23) = 5.3 \text{ м,} \quad (4.50)$$

Вычисления повторяют до тех пор, пока разница между последним значением и предыдущим значением глубины колодца станет меньше $0,1 \cdot d_k$.

Проведем проверку:

$$\begin{aligned} 0,1 \cdot d_k &= 0,1 \cdot 4.83 = 0,48; \\ d_{k2} - d_k &= 5.3 - 4.83 = 0,47; \\ 0,48 &> 0,47; \end{aligned}$$

Т.к. условие выполнилось, принимаем:

$$d_{k2} = 5.3 \text{ м.}$$

4.4.2 Конструирование плотины

Принимаем бетонную плотину гравитационного типа с вертикальной напорной гранью.

4.4.3 Определение ширины подошвы плотины

Так как основание скальное, заложение низовой грани принимаем 0,75.

$$B = (\text{НПУ} - \nabla \text{Подошвы}) \cdot 0,75 = (85.76 - 58.3) \cdot 0,75 = 27.46 \text{ м.} \quad (4.51)$$

4.4.4 Разрезка бетонных плотин швами

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины.

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

$$B_{6c} = b + \delta_B = 5 + 1.25 = 6.25 \text{ м} \quad (4.52)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;
 δ_B – толщина быка.

Секции бетонных глухих левобережной и правобережной плотин конструктивно принимаем 15 м.

4.4.5 Быки

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

Оголовок быка принимаем обтекаемым с формой для обеспечения плавного входа воды в водосбросное отверстие с минимальным сжатием потока. В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка $\delta_b = 2$ м. Длина и ширина паза ремонтного затвора: $a = c = 0,6$ м. Ширина паза m рабочего затвора принята равной 1 метру [3, с.27]. Расстояние между пазами по быку составит $d_0 = 1$ м. Расстояние 11' между аварийно-ремонтным и рабочим затворами составляет 1 м.

4.4.6 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею.

Дренажную воду, поступающую из тела плотины и основания, откачиваем при помощи насосных установок.

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

$$a_{dp} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{kp.m}} = \frac{25 \cdot 1,2}{25} = 1,15 \text{ м}, \quad (4.53)$$

где $H_d = 85,76 - 60,7 = 25$ м – напор над расчетным сечением, определяется по чертежу.

$I_{kp.m} = 25$ - величина критического градиента напора в бетоне;

$\gamma_n = 1,2$ - коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Принимаем $a_{dp} = 2$ м.

4.4.7 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусматриваем одну галерею. Галерею проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа на отметке 60,3 м, с размерами 5,0x5,5 м, для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

4.4.8 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 3 м, ширина путей козлового крана 6 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 2 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 12 м.

4.4.9 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и наклонный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,5 \div 0,1)B, \quad (4.54)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Принимаем $l_1 = 14.4$ м в соответствии с расположением цементационно-дренажной галереи.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_d = 0,5 \cdot 25.46 = 12.73 \text{ м}, \quad (4.55)$$

$$\text{где } H_d = \nabla HПУ - \nabla \partial \text{на} = 85.76 - 60.3 = 25.46 \text{ м}; \quad (4.56)$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав} = 0,5 \cdot 12.73 = 6.4 \text{ м}. \quad (4.57)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{kp}} = \frac{10,2 \cdot 1,2}{15} = 0,8 \text{ м} = 1 \text{ м},$$

(4.58)

где ΔH – напор, действующий на завесу;

J_{kp} – критический градиент напора на скальном основании, $J_{kp} = 15$;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения.

Напор, действующий на завесу:

$$\Delta H = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 25,46 = 10,2 \text{ м.} \quad (4.59)$$

4.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа

4.5.1 Водобой

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

Предварительная толщина водобоя была определена в пункте 4.2.5 по формуле (4.27).

Длина водобоя:

$$l_e = (0,75 \div 1)l_{np} = 0,75 \cdot 37,7 = 28 \text{ м,} \quad (4.60)$$

где l_{np} - длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{np} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,37 - 0,84) = 37,7 \text{ м.} \quad (4.61)$$

Плиту водобоя проверяют на всплытие. Устойчивость плиты водобоя на всплытие определяется условием:

$$K_{ecn} = \frac{(\rho_b - \rho_w)\delta_b \cdot l_b \cdot g}{(W_d + W_n + W_\phi)\gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.62)$$

где γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок [1];

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения [1];

W_d – дефицит давления;

W_n – пульсационная вертикальная динамическая нагрузка;

W_ϕ – фильтрационное противодавление,

$$W_\phi = 0,05 \cdot (T - h_c'') \cdot l \cdot \rho_w \cdot g \cdot 0,5 = 0,05 \cdot (27,5 - 8,37) \cdot 28 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,5 = 131365,71 \text{ Па} \quad (4.63)$$

где l – расстояние от сжатого сечения до рисбермы;

T – превышение уровня верхнего бьефа над поверхностью водобоя $\nabla\text{ПВ}$:

$$T = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПВ} = 85,76 - 58,3 = 27,5 \text{ м.}$$

$$W_d = \frac{1}{2} \cdot t_1 \cdot g \cdot \rho_w \cdot l = \frac{1}{2} \cdot 4,5 \cdot 9,81 \cdot 1000 \cdot 28 = 618030 \text{ Па;}$$

Где

$$t_1 = (0,6 \div 0,7) \cdot (h_c'' - h_c') = 0,6 \cdot (8,37 - 0,84) = 4,5 \text{ м}; \quad (4.64)$$

$$W_n = \frac{\alpha \cdot V_c^2 \cdot \rho_w}{2} \cdot (\omega_{\otimes}^B) = \frac{0,05 \cdot 23,7^2 \cdot 1000}{2} \cdot 3,3 = 46339,425 \text{ Па}; \quad (4.65)$$

где ω_{\otimes}^B – площадь миделева сечения плиты водобоя,
 $\alpha = 0,05 \div 0,07$.

Тогда коэффициент всплытия:

$$K_{ecn} = \frac{(\rho_b - \rho_w) \delta_B \cdot l_B \cdot g}{(W_d + W_n + W_\phi) \gamma_{lc}} = \frac{(2500 - 1000) 3,3 \cdot 28 \cdot 9,81}{(46339,425 + 618030 + 131365,71) \cdot 1} = 1,7 \quad (4.66)$$

При проверке условия устойчивости плиты водобоя на всплытие по формуле 4.3:

$$K_{ecn} = 1,7 \geq \gamma_n = 1,2$$

Условие выполняется, поэтому принимаем $\delta_B = 3,3 \text{ м}$, $l_e = 28 \text{ м}$ в целях удобства проведения строительных работ.

4.5.2 Рисберма

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

Длина рисбермы принимается:

$$l_p = 0,5 \cdot l_e = 0,5 \cdot 28 = 14 \text{ м}. \quad (4.67)$$

Толщина плит рисбермы принимается:

$$\delta_p = 0,5 \cdot \delta_e = 0,5 \cdot 3,3 = 1,65 \text{ м}. \quad (4.68)$$

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

Под рисбермой устраивается ленточный дренаж и обратный фильтр. Дренажные отверстия в плитах выполняются с шагом 6 и 6,4 метров в шахматном порядке диаметром 25 см.

4.5.3 Построение эпюры фильтрационного противодавления для плотин на скальном основании

Как правило, подземный контур плотин на скальном основании состоит из глубокой цементационной завесы и скважинного дренажа за ней. В СНиП [1, таблица 5, черт. 7] в представлены приведенные к действующему напору H_d значения напора по оси цемзавесы H_{as} и дренажа H_{dp} при основном и особом сочетании нагрузок, при нормальной работе противофильтрационных и дренажных устройств и в случае нарушения их нормальной работы.

Применяя эти значения для соответствующей конструкции плотины и подземного контура, а также для рассматриваемого сочетания нагрузок и условий работы противофильтрационной системы строят эпюру фильтрационного противодавления. Определив по ней потерю напора на цемзавесе, по формуле 4.6 вычисляя толщину завесы ($\delta_{зав} = 1,0$ м).

$$\text{Для 2 класса сооружений } \frac{Has}{Hd} = 0,4, \text{ а } \frac{Hdr}{Hd} = 0,15.$$

Для основного расчетного случая:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБмакс} = 85,76 - 63,76 = 29,77 \text{ м.} \quad (4.69)$$

Тогда значения напора по оси цемзавесы:

$$H_{as} = 0,4 * 29,77 = 11,9. \quad (4.70)$$

Дренаж:

$$H_{dp} = 0,15 * 29,77 = 4,5 \text{ м.} \quad (4.71)$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБмин} = 85,76 - 60,7 = 25,06 \text{ м.} \quad (4.72)$$

Тогда значения напора по оси цемзавесы $H_{as} = 0,4 * 25,06 = 10$ м и дренажа $H_{dp} = 0,15 * 25,06 = 3,8$ м.

4.5.4 Определение основных нагрузок на плотину

Первый расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{сан}$). Второй расчетный случай – особое сочетание нагрузок при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне в нижнем бьефе (при $Q_{нов}$).

4.5.5 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения плотины определена в программе AutoCad: $S_{пл} = 619 \text{ м}^2$.

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяют по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{619 \cdot 5 \cdot 9,81 \cdot 2500}{5 + 1,25} = 12144,78 \text{ кН}, \quad (4.73)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины,

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Точка приложения равнодействующей силы $G_{пл}$ также была определена с помощью программы AutoCad.

Вес быка и его центр тяжести определяют аналогично:

$$G_6 = \frac{S_B \cdot \delta_B \cdot \rho_B \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{781 \cdot 1,25 \cdot 2500 \cdot 9,81}{5 + 1,25} = 3830,8 \text{ кН}, \quad (4.74)$$

где S_B – площадь поперечного сечения быка, определяется по AutoCad:

$S_B = 781 \text{ м}^2$;

δ_B – толщина быка.

Точка приложения равнодействующей силы G_6 также была определена с помощью программы AutoCad.

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

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g = 0,055 \cdot 28,75 \sqrt{28,75} \cdot 9,81 = 83,2 \text{ кН}, \quad (4.75)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (87 - 81,75 + 0,5) \cdot 5 = 28,75 \text{ м}^2, \quad (4.76)$$

где b – ширина пролета.

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_z = \rho_w g (\nabla HPU - \nabla GB) 2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot$$

$$9,81(85,76 - 81,76)2 \cdot 0,5 \cdot 5 = 392,4 \text{ кН} \quad (4.77)$$

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Для основного сочетания нагрузок:

- со стороны верхнего бьефа:

$$h_1 = \nabla HPU - \nabla под = 85,76 - 57 = 28,8 \text{ м}, \quad (4.78)$$

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 28,8^2}{2} = 4068,4 \text{ кН/м}, \quad (4.79)$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$h_2 = \nabla УНБ_{\min} - \nabla под = 60,7 - 57 = 3,7 \text{ м} \quad (4.80)$$

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,7^2}{2} = 67,1 \text{ кН/м} \quad (4.81)$$

Для особого сочетания нагрузок:

- со стороны верхнего бьефа:

$$h'_1 = \nabla \Phi PU - \nabla под = 87 - 57 = 30 \text{ м}, \quad (4.82)$$

$$T_H' = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h'_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,7^2}{2} = 67,1 \text{ кН/м} \quad (4.83)$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$h'_2 = \nabla УНБ_{\max} - \nabla под = 63,76 - 57 = 6,76 \text{ м}, \quad (4.84)$$

$$T_H'' = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h'_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,76^2}{2} = 224,2 \text{ кН/м.} \quad (4.85)$$

4.5.6 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления рассчитана в п. 5.

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w g h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,7 = 36,3 \text{ кН/м}^2, \quad (4.86)$$

$$p'_{\text{взв}} = \rho_w g h'_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,76 = 66,3 \text{ кН/м}^2,$$

где $h_1 = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{под} = 60,7 - 57 = 3,7 \text{ м},$
 $h'_1 = \nabla \text{УНБ}_{\max} - \nabla \text{под} = 63,76 - 57 = 6,76 \text{ м}.$ (4.87)

Площади взвешивающего и фильтрационного давления: для основного расчетного случая - $S_{\text{взв}} = 113 \text{ м}^2; S_{\phi} = 168 \text{ м}^2$, для поверочного- $S'_{\text{взв}} = 203 \text{ м}^2; S'_{\phi} = 166 \text{ м}^2$.

Сила взвешивающего и фильтрационного давления определяются по формулам:

Для основного сочетания нагрузок:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{взв}} \cdot g = 113 * 9.81 = 1108.5 \text{ кН/м}. \quad (4.88)$$

$$W_{\phi} = S_{\phi} \cdot g = 168 * 9.81 = 1648 \text{ кН/м}. \quad (4.89)$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$W'_{\text{взв}} = S'_{\text{взв}} \cdot g = 203 * 9.81 = 1991.4 \text{ кН/м}. \quad (4.90)$$

$$W'_{\phi} = S'_{\phi} \cdot g = 166 * 9.81 = 1628.5 \text{ кН/м}, \quad (4.91)$$

где $S_{\text{взв}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления/фильтрации для рассматриваемого расчетного случая.

4.5.7 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\phi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 10 \cdot 0,7^2 = 4,9 \text{ кН/м}^2 \quad (4.92)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии (10 кН/м^3);
 $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов (1 м);
 $\phi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} h_{\text{н}}}{2} = \frac{4,9 \cdot 1}{2} = 2,45 \text{ кН}. \quad (4.93)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа:

$$\begin{aligned} p'_{\text{гр}} &= \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\phi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\phi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= 2,71 - 72,88 = -70,17 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (4.94)$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{тр}} = \nabla \text{дна} - \nabla \text{подошвы} = 60,3 - 57 = 3,3 \text{ м}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned} p''_{\text{гр}} &= \left(\gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} h_{\text{тр}} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\phi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\phi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 1 + 15,7 \cdot 3,3) \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= 13,21 - 72,8 = -59,6 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (4.95)$$

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

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = 25 - (1 - 0,07) 10 = 15,7 \text{ кН/м}^3, \quad (4.96)$$

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

n_0 – пористость сухого грунта;

γ_w – удельный вес воды.

Исходя из вышеприведённого расчёта, активное давление грунта отсутствует.

4.5.8 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном расчетных случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_e h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_\circ}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,05 \left(\frac{0,56}{3,14} + \frac{0,014}{2} \right) = 0,05 \text{ кН}, \quad (4.97)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1 %-ной обеспеченности; $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_\circ = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,05^2}{0,56} = 0,014 \text{ м}, \quad (4.98)$$

Параметры волн определены в п. 4.1.1.

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{0,56}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} 0,05 = 0,01 \text{ м}. \quad (4.99)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%} = 0,055 \text{ м}$ над УВБ, а другая не ниже $8h_{1\%} = 0,4 \text{ м}$ УВБ.

4.6 Оценка прочности плотины

Для расчета принимаем:

- 1) За расчетное сечение принимается подошва плотины, плечи берутся относительно ее центра;
- 2) Вертикальные силы направленные вниз принимаются со знаком «+», а направленные вверх со знаком «-»;
- 3) Изгибающие моменты по часовой стрелке принимаются со знаком «+», а против часовой стрелки со знаком «-»;
- 4) Растягивающие напряжения принимаются со знаком «+», а сжимающие со знаком «-».

В таблице 4.3 представлены основные нагрузки на плотину.

Таблица 4.3 – Основные нагрузки на плотину

Обозн. Сил	yf	Направление силы	Основной случай			Проверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент кН·м
Tв	1	→	4048	13,77	55740	4414,5	14,18	62597,6
Tн	1	←	67,1	1,32	-88,6	224,2	2,36	-529
Gб	0,95	↓	3693,3	1,02	-3767,1	3693,3	1,02	-3767,2
Gпл	0,95	↓	11538	1,08	-12461	12144,8	1,08	-13116
Wвзв	1	↑	1108,5	6,25	6928,1	1991,4	2,48	4938,7
Wφ	1	↑	1313,61	1	1313,61	1628,5	0,95	1547,1
Eh	1,2	→	2,94	0,33	0,97	2,94	0,33	0,97
Wволн	1	→	0,05	41,28	2,064	0,05	41,05	2,05
qз	0,9	↓	11,97	5,68	-68	11,97	5,68	-68
			N=21784		M=47600		N=22652	M=51606

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины на уровне отметки 60,3 м (при расчете на 1 п. м. длины) выполняют по формулам:

Для основного расчетного случая:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6\sum M}{B_d^2} = -\frac{21784}{27,5} + \frac{6 \cdot 47600}{27,5^2} = -414,5 \text{ кПа}, \quad (4.100)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину, кН;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, кН·м;

B_d – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u \left(1 - m_u^2\right) = -10 \cdot 28,8 = -288 \text{ кПа}, \quad (4.101)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 85,76 - 57 = 28,8 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \tan \alpha_1;$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как, у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{tg} \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке, кПа:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (4.102)$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -414,5 + 10 \cdot 28,8 \cdot 0 = -126,5 \text{ кПа}. \quad (4.103)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 28,8 = -288 \text{ кПа}. \quad (4.104)$$

- для низовой грани:

Нормальное напряжение на низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{21784}{27,5} - \frac{6 \cdot 47600}{27,5^2} = -1170 \text{ кПа}. \quad (4.105)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -1170 \cdot 0,8 - 10 \cdot 2,23(1 - 0,8^2) = -944 \text{ кПа}, \quad (4.106)$$

где $m_t = \operatorname{tg} \alpha_2 = 0,8$;

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $\alpha_2 = 38,7^\circ$;

$H_d^t = УНБ_{Q_{\min}} - \nabla nod = 60,7 - 57 = 3,7 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 3,7 - 1170) \cdot 0,8 = 906,4 \text{ кПа}. \quad (4.107)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -1170(1 + 0,8^2) + 10 \cdot 3,7 \cdot 0,8^2 = -1895 \text{ кПа}. \quad (4.108)$$

Для особого сочетания нагрузок, формулы 4.24 - 4.33:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^{uu} = -\frac{N'}{B_d} + \frac{6\sum M'}{B_d^2} = -\frac{22652}{27,5} + \frac{6 \cdot 51606}{27,5^2} = -414,3 \text{ кПа}, \quad (4.109)$$

где N' – сумма вертикальных сил, действующих на плотину, кН;

M' – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, кН·м;

B_d – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^{uu} = \sigma_y^{uu} m_u^2 - \gamma_w H_d^{uu} (1 - m_u^2) = -10 \cdot 30 = -300 \text{ кПа}, \quad (4.110)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^{uu} = \nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \Phi_{ОД} = 87 - 57 = 30 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как, у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{tg} \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке, кПа:

$$\tau_{xy}^{uu} = (\gamma_w H_d^{uu} + \sigma_y^{uu}) \cdot m_u = 0. \quad (4.111)$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma_1^{uu} = \sigma_y^{uu} (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^{uu} m_u^2 = -414,3 + 10 \cdot 30 \cdot 0 = -114,3 \text{ кПа}. \quad (4.112)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^{uu} = -\gamma_w H_d^{uu} = -10 \cdot 30 = -300 \text{ кПа}. \quad (4.113)$$

- для низовой грани:

Нормальное напряжение на низовой грани:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -1233 \cdot 0,8 - 10 \cdot 3,7 (1 - 0,8^2) = -999,7 \text{ кПа}, \quad (4.114)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -1233 \cdot 0,8 - 10 \cdot 3,7 (1 - 0,8^2) = -999,7 \text{ кПа}, \quad (4.115)$$

где $m_t = \tan \alpha_2 = 0,8$;

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $\alpha_2 = 38,7^\circ$;

$H_d'' = УНБ_{Q\min} - \nabla nod = 60,7 - 57 = 3,7$ м – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}'^t = -(\gamma_w H_d'' + \sigma_y'^t) m_t = -(10 \cdot 3,7 - 1233) \cdot 0,8 = 956,8 \text{ кПа.} \quad (4.116)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_3'^t &= \sigma_y'^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d'' m_t^2 = -1233(1 + 0,8^2) + \\ &+ 10 \cdot 3,7 \cdot 0,8^2 = -1992,5 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (4.117)$$

4.7 Критерии прочности плотины

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

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

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

Основное сочетание нагрузок:

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot |-1895|}{0,9} = 2527 \text{ кН/м}^2. \quad (4.118)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$2527 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (4.119)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -414,5 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

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

$$|-414,5| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 37 \quad (4.120)$$

$$414,5 \text{ кН/м}^2 \geq 92,5 \text{ кН/м}^2.$$

Особое сочетание нагрузок:

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot |-1992,5|}{0,9} = 2657 \text{ кН/м}^2. \quad (4.121)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$2657 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

3. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

В данной работе $\sigma_y^u = -414,3 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

4. В зоне верховой грани плотины:

Условие выполняется.

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

$$|-414,3| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 37 \quad (4.122)$$

$$414,3 \text{ кН/м}^2 \geq 92 \text{ кН/м}^2.$$

4.7.1 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.123)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая;
 $\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

Основной расчетный случай:

$$\begin{aligned} R &= (G_6 + G_{n\pi} - W_{\phi\phi} - W_\phi + q_3) \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot B_n = \\ &= (3830,8 + 12144 - 1108,5 - 1313,65 + 13,3) \cdot 0,6 + 70 \cdot 27,5 = \\ &= 10064,6 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (4.124)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – тангенс угла внутреннего трения скального грунта 0,6;

B_n – ширина подошвы плотины 24 м.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_e - T_h + W_{\text{волн}} + E_h = 4068 - 67,1 + 2,45 + 0,05 = \\ &= 4003,4 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (4.125)$$

$$\frac{10064,6 \cdot 0,95}{4003,4 \cdot 1} = 1,39$$

$$1,39 > 1,2$$

Особое сочетание нагрузок:

$$\begin{aligned} F &= T_e - T_h + W_{\text{волн}} + E_h = 4414,5 - 224,2 + 0,05 + 0,33 = \\ &= 4190,7 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (4.126)$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_g - T_h + W_{\text{волн}} + E_h = 4414,5 - 224,2 + 0,05 + 0,33 = \\ = 4190,7 \text{ кН/м}, \quad (4.127)$$

$$\frac{9341,8 \cdot 0,95}{4190,7 \cdot 1} = 1,3$$

$$1,3 > 1,2$$

Расчётное значение коэффициента надёжности меньше 10% при особом сочетании нагрузок, что говорит о необходимом запасе сопротивления сдвигу (по потере несущей способности) плотины при экономичном использовании материалов на её возведение.

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1. Расчет пропуска расходов I очереди через стеснение русла

Определим скорость потока в сжатом сечении русла:

$$V_{cж} = Q \cdot 10\% / \omega_{cж} = 817 / 301,8 = 2,7 \text{ [м/с]}, \quad (5.1)$$

$$\omega_{cж} = B_{cж} * h_{cж}; \quad \omega_{cж} = 109,35 * 2,76 = 301,8 \quad (5.2)$$

$$B_{cж} = 0,5B = 0,45 * 243 \text{ м} = 109,35 \text{ м}, \quad (5.3)$$

$$h_{cж} = УВ (Q 10\%) - \nabla \text{Дна} = 63,06 - 60,3 = 2,76 \text{ м}, \quad (5.4)$$

$2,7 \text{ (м/с)} \leq 20 \text{ (м/с)}$ $V_{доп}$ гранита.

$$h_{cж} = УВ (Q 10\%) - \nabla \text{Дна} = 63,06 - 60,3 = 2,76 \text{ м} \quad (5.5)$$

где $\varphi = 0,8 - 0,85$ коэффициент скорости;

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

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{\omega_0}; \quad \text{м/с}; \quad (5.6)$$

$$\nabla \text{ГВП Iоч} = \nabla \text{УВ} + z + d = 63,06 + 0,54 + 3,5 = 67,1, \quad (5.7)$$

$$d = hn + \Delta h + a = 1 + 0,5 + 2 = 3,5; \quad (2\text{-ледоход}). \quad (5.8)$$

$$\nabla \text{ГНП Iоч.} = \nabla \text{УВбыт} + a = 63,06 + 2,5 = 65,56 \quad (5.9)$$

$$\text{Отм. ГВП Iоч} = 67,1. \quad \text{Отм. ДНА} = 60,3, \quad Hn = 6,8 \quad (5.10)$$

5.2 Пропуск строительных расходов Поч

5.2.1 Через донные отверстия

Определим минимально допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла:

$$n_{min} = Q_{10\%} / V_{доп} * hp * b; \quad V_{доп} = 20 \text{ (м/с)} hp = 2,76 \text{ b} = 5 \quad (5.11)$$

$$b = 5n_{min} = 817 / (20 * 2,76 * 5) = 2,96 \text{ (шт)} \quad \text{берем к-во отверстий (3)}. \quad (5.12)$$

5.2.2 определяем отметку порога донных отверстий $\nabla \text{ПДО}$

$$\nabla \text{УВБ} = \nabla \text{УВ} + z_{\max}. \quad (5.13)$$

$$Q_{\text{пер}} = 58 \text{ (м}^3/\text{с)} \quad \nabla \text{УВ} (Q_{\text{пер}}) = 61,54 \text{ (м)} \quad (5.14)$$

$$\nabla \text{УВБ} = 61,54 + 1 = 62,54 \text{ (м)} \quad (5.15)$$

$$H_n = \left(\frac{Q_n}{mb\sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (5.16)$$

$$H_n = \left(\frac{58}{0.35 * 3 * 5\sqrt{2 * 9.81}} \right)^{2/3} = 1.84 \text{ (м)} \quad (5.17)$$

$\nabla \text{ПДО} = \nabla \text{УВБ} - H_n = 62.54 - 1.84 = 60.7 \text{ (м)}$ сравниваем с $\nabla \text{дна}$ 60,3 и выбираем в $\nabla \text{ПДО} = 60,7 \text{ (м)}$

5.3 Определяем количество отверстий для пропуска паводков $Q_{10\%}$

Определим отметку верха донного отверстия и сравним её с $\nabla \text{УНБ}$:

$$\nabla \text{верхадо} = \nabla \text{ПДО} + h = 60.7 + 3 = 63.7 \text{ (м)} \quad (5.18)$$

$\nabla \text{УНБ}$ при $Q_{10\%} = 63,06$ -отверстие не затопленное .

$$H_{\text{до}} = \frac{Q p^2}{\mu^2 * \omega_{\text{до}}^2 * 2g} = \frac{817^2}{0.8^2 * 90^2 * 2 * 9.81} = 6.6; \quad (5.19)$$

$$\omega_{\text{до}} = n * \omega = 6 * 5 * 3 = 90 \text{ м}^2 \quad (5.20)$$

$$\mu = 1/(1+E_{\text{ВХ}}+2gl/c^2R) = 1/1 + 2 + 2 * 9.81 * (24/86,2^2 * 1,4) = 0,8 \quad (5.21)$$

где R-гидравлический радиус=1,36

n-шероховатость бетона =0,0125

$$\omega = b * h = 5 * 3 = 15 \quad (5.22)$$

$$x_3 = b + 2h = 5 + 2 * 3 = 11$$

5.4 Определение $\nabla \text{УВБ}$

$$\nabla \text{УВБ} = \nabla \text{ПДО} + H_{\text{до}} + 1/2h_{\text{до}} = 60,7 + 6,6 + 0,5 * 3 = 68,8 \text{ (м)} \quad (5.23)$$

5.5 Определение отметки гребня перемычек II-й очереди

$$\nabla \text{ГВП IIоч} = \nabla \text{УВБ} + d = 68,8 + 3,5 = 72,3 \text{ м} \quad (5.24)$$

$$\nabla \text{ГНП Поч} = \nabla \text{УНБ} + \alpha = 63,06 + 2,5 = 65,56 \text{ м} \quad (5.25)$$

5.6. Периоды и этапы возведения сооружения

- 1) Подготовка;
- 2) Основной период;
- 3) Задачи;

5.7 Основной период и этапы основного периода

I этап-возведение сооружений для перекрытия русла, в состав работ I-го этапа входит:

- 1)Отсыпка верховой, продольной и низовой перемычек в русле реки, для создания котлована I-й очереди.
- 2)Откачка, водопонижение в котловане I-й очереди.
- 3)Земельно-скальные работы (БВР)
- 4)Бетонные работы (водосливная часть до отметки ГВП II-й очереди+1м=73,3 (м)
- 5)Цементационная завеса и установка гидротехнического оборудования(решетки, затворы)

5.7.1 Откачка воды из котлована, выполненного способом открытого водоотлива

5.7.2 Определение объемов воды с учетом фильтрации

$$V = S * h_{сж} = 35439 \text{ м}^2 * 2,76 = 97811 (\text{м}^3). \quad (5.26)$$

С учетомфильтрации 195623 (м^3)

5.7.3 Подбираем насосы для откачки воды

$$195623 / 2 * 200 = 489 \text{ час} \quad (5.27)$$

$$489 / 24 = 20 \text{ суток}; \quad (5.28)$$

$$2.76 / 20 = 0.138 (\text{м/сут}) < 0.5 (\text{м/сут}) \quad (5.29)$$

Насос 1Д 200-90; Берем 2 насоса

5.7.4 Водопонижение

Для поддержания котлована в сухом состоянии, необходимо по периметру устроить водосбросные канавки сечением 2*2 метра и более зумпфы-приямки-еще более глубокие, чем канавки. Откачка воды производится из при-

ямков за пределы котлована по трубам. Насосы располагают во временных передвижных насосных станциях. Опасность осложнений возникает с глубиной котлована и увеличением притока подземных вод.

Выбираем насос IML Amerika 18.3 (м³/час).

5.8 БВР

5.8.1 Подбор станков буровзрывных работ

Пб(класс породы)=15-труднобуримые;

СБШ 250-55 техническая скорость бурения 6,9(м/час).

$$Пб=(T_{сж}/(T_0+T_b)) * K_{нб} = (8/0,15+0,03) * 0,8(м/смену) = 36 \text{ м/см.} \quad (5.30)$$

где $T_{см}$ - продолжительность смены, ч, ($T_{см} = 8$ ч);

$T_0 + T_b$ - продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций (20% от T_0), приходящихся на 1м скважины, ч;

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

$$T_0 = \frac{1}{V_6} = \frac{1}{6,9} = 0,15 \text{ ч.} \quad (5.31)$$

V_6 – техническая скорость бурения, м/ч.

5.9 Взрывные работы

Назначаем сетку бурения.

Для метода скважинных зарядов сетка бурения 4*4, в скважинах для шпунтовых зарядов 1,5*1,5*2-дорабатываем защитный слой.

$$L_{скв}=H_{уст}+h_{перебур}=5+2,5=7,5. \quad (5.32)$$

Объем грунта приходящегося на одну скважину:

$$4*4*7,5= 120(\text{м}^3). \quad (5.33)$$

1) Объем врезки = 1966*31,45=61830,7(м³);

2) Объем водобойного колодца = 1826*3,3=6026(м³);

3) Объем здания ГЭС=4801*3,3=15843(м³).

$$V=24732(\text{дорога})+15843+6026+61831=108432[\text{м}^3].(108432/120)=904[\text{шт}].$$

$$\sum L_{скв}=904*7,5= 6780 \text{ пм бурения.}$$

Определяем время ведения буровых работ (6780/36)=188 [смен].

Интенсивность Y=(188/108432)=0,002[смен/м³].

5.10. Земляные работы

Подбираем экскаватор с объемом ковша 1,5[м³]. ЭО-6123 на гусеничном ходу с приведенными в таблице ниже параметрами. Предназначен для работ с грунтами 1-4 категорий, разработки взорванных скальных и мерзлых грунтов с кусками размером не более 1/3 ширины ковша при температуре воздуха от -40 до +40°C.

Теоретическая производительность экскаватора:

$$\Pi_k = 3600 * (q/t_{q}) = (3600 * 1,5) / 29 = 186. \quad (5.34)$$

Прямая лопата на гусеничном ходу. Разрабатывать разрыхленные грунты.

Техническая производительность экскаватора:

$$\Pi_e = \Pi_k * (K_n / K_p) = 186 * (1,3 / 1,4) = 173 [\text{м}^3/\text{час}]. \quad (5.35)$$

Эксплуатационная производительность экскаватора:

$$\Pi_e = \Pi_t * T_p * K_v = 173 * 1 * 0,8 = 138 [\text{м}^3/\text{час}]. \quad (5.36)$$

Определяем производительность экскаватора в месяц:

$$138 * 8 * 21 = 23184 [\text{м}^3/\text{мес}]. \quad (5.37)$$

Определяем время выполнения земляных работ:

$$(108432 / 23184) = 4,7 \text{мес}. \quad (5.38)$$

Узр=0,000043 [мес/куб].

Определяем необходимое количество автотранспорта:

Vкузова самосвала=7,5[м³].

КАМАЗ 53605-6010-48(А5)

Vплатформы 6,5[м³].

$$(L_1/V_1) - (L_2/v_2) + T_p + T_z = (2/40) + (2/60) + 0,011 + 0,25 = 0,3; \quad (5.39)$$

Tп-время погрузки экскаватора 1-й машины.

$$T_p = w / \Pi_e = (6,5 / 138) = 0,05. \quad (5.40)$$

(L1+L2)-Расстояние 2 км.

V1(груженый) 40[км/час]. V2(порожневого) 60[км/час].

Тр-Время разгрузки самосвала в часах 0,011.

Тз-время задержки в пути 0,25.

$$m = (0.3 / 0.05) + 1 = 7. \quad (5.41)$$

5.11 Бетонные работы

5.11.1 Цикл бетонных работ

А) Вспомогательные. Б) Основные.

1) Вспомогательные делятся на: Опалубочные, арматурные, заготовка заполнителей.

2) Основные делятся на: Приготовление бетонной смеси, горизонтальный транспорт, подготовка поверхности, подача бетонной смеси в блок.

5.11.2 Укладка бетонной смеси

Уход за бетоном, контроль качества, зимнее бетонирование Карелия -31 градус. Время бетонирования 158 суток.

5.11.3 Определение объемов бетонных работ

Плотина:

$$S = 6520 * 517 = 268840 \text{ [м}^3\text{].} \quad (5.42)$$

Водобой:

$$138 * 42 = 5796 \text{ [м}^3\text{].} \quad (5.43)$$

РУ L=78; h=10м; b=6м ; V=4680;

Лев ПС L=78; h=10м; b=3м ; V=2340;

Здание ГЭС:

$$6822 * 76 = V = 77771 \text{ [м}^3\text{].} \quad (5.44)$$

Сумма V=268840+5796+4680+2340+2340+77771=361767м³.

5.12 Опалубочные работы

Площадь опалубочной поверхности S:

$$S = V * k_{оп} = 361767 * 0,4 = 144707 \text{ [м}^2\text{].} \quad (5.45)$$

5.12.1 Опалубка

Монтаж опалубки выполняется с помощью бетоноукладочных кранов 10-25т.

ГЭСН 37-01-08-01 на 100м²

Тип опалубки-деревянная , прямоугольная щитовая, плоская с горизонтальными и наклонными тяжами.

5,4 машино-часа на 100м².

$$S=\text{Коп} \cdot V = (5,4 \cdot 361767) / 100 = 19535 \text{ч.}$$

(5.46)

Время опалубочных работ одним краном в одну смену.

5.13 Арматура

$$G_{арм}=V_{бет} \cdot K_{арм}=((361767 \cdot 10) / 1000)=3618 [\text{т}]. \quad (5.47)$$

Арматурные работы- это комплекс мероприятий состоящий из: приема и хранения арматурной стали, изготовление арматурных конструкций, транспортировка их к месту установки, монтажа арматурных конструкций, сдачи арматурных конструкций под бетонирование.

Монтаж арматуры выполняется с помощью бетоноукладочных кранов 10-25т.

ГЭСН 37-01-027-02 до 100т, 75,21 маш.ч на 100т.

$(75,21 \cdot 3618) / 100 = 2721 \text{ час}$ Время выполнения арматурных работ одним краном в смену.

Марку арматуры выбираем, горячекатаную периодического профиля. Марка стали для температуры -31 градус цельсия. 10 ГТ и 25 Г2С.

5.14 Заготовка заполнителя

Подбор состава бетона заключается в установлении количества и качества всех его составляющих: цемента, мелкого заполнителя , воды и добавок. Подбор состава бетона выполняется в ПОС и проверяется специальной научно-исследовательской работой, уточняется в процессе строительства.

Цемент: самый дорогой, главный связующий компонент, вызывающий экзотермию. Если его мало-не получим нужную прочность, если много - будем бороться с экзотермийей, либо трещинообразованием. Цемента должно быть минимально-достаточно.

Мелкий и крупный заполнитель: характеризуется максимальной крупностью, плотностью, разнородностью.

5.15 Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси выполняется на бетонном заводе.

Бетонный завод зимнего исполнения с подогревом воды.

5.15.1 Состав бетонного завода

Бетонный завод, склад цемента, силосный с пневмоподачей, лаборатория, автоматические дозаторы, дополнительная линия по добавлению добавок, бетономешалки гравитационного действия.

Выбираю схему бетонного завода РБУ-10АС-10 м³ (3 шт) по 10 кубов в час.

Транспортировка бетонной смеси от бетонного завода к РОП.

1)Миксер Зм3:

$$Q = q \cdot 60 \cdot T \cdot \frac{K}{t_{ц}} = 3 * 60 * 8 * (0,8 / 46,54) = 24,8 < 50 \text{ куб/смену.} \quad (5.48)$$

$T_{ц} = 5 \text{ мин}$ (порожний пробег)+(1,5км/20км/час)+30мин=46,5мин.

Этапы выполнения укладки бетона:

Подготовка блоков к бетонированию в зимнее время кроме выполнения обычных мероприятий в летний период предусматривает создание условий, обеспечивающих нормальный температурный режим в блоке в период бетонирования и твердения бетона, в уборке всех наледей и отогреве основания на глубину, обеспечивающую требования температурного режима (обычно на менее 30 см). При температурах наружного воздуха выше минус 10-20°C работы выполняются в открытых блоках, а при более низких температурах - под шатром или тепляком. Подготовка естественных оснований заключается в обеспечении требуемых условий для получения в контактном слое требуемых прочностных и противофильтрационных свойств. При наличии скальных оснований (гранит) предусматриваются следующие операции: разработка защитного слоя; удаление всех продуктов выветривания (рыхлой скалы, бухтящих кусков); отвод ключей грунтовых напорных вод при необходимости; очистка, промывка, продувка воздухом; сдача комиссии по приемке блока к бетонированию с составлением акта и геологической схемы основания. Подготовка поверхности ранее уложенного бетона предусматривает:

- Удаление опалубки, штраб, пробок, и других деревянных закладных частей;
- Удаление наплывов, раковин (до здорового бетона);
- Удаление пятен мазута, нефти, битума;
- Удаление цементной пленки;
- Очистку от мусора;
- Окончательную промывку струей воды под напором и продувку сжатым воздухом. Цементная пленка удаляется различными способами в зависимости от возраста бетона в основании: в возрасте бетона 6-12 ч - водяной или воздушной струей под давлением 0,4-0,5 МПа; в возрасте бетона 8-20 ч - металлическими механическими щетками; в возрасте бетона более 3 сут - с применением гидропескоструйного аппарата.
- Подача и укладка бетонной смеси.

Подача бетонной смеси выполняется бетоноукладочными кранами, грузоподъемностью 10-25т. По схеме 1(С размещением бетоноукладочных кранов на отметке дна котлована с последующим перемонтажом на мосты в ВБ и НБ.

Располагаем на водобое, фундаментных плитах и понуре, устанавливаем рельсовые пути.

Выбираем кран КБГС-450 10-25т и гусиничный ДЭК-631 А основная стрела 18м, наращивается до 42м+жесткий гусек 10м башня до 36м+ маневровочный гусек до 37,75м.

Время на подачу бетона в блоки составит 5,4 маш.час на 100 м³ бетона.

Время работы 19536 часов ГЭСН 37-01-008-01, вибратор(глубинный) 29,51

106757 часов.

Сумм $\sum t$ бет.раб.=19536+106757+2721+7814=136828 часов.

8960м/час.

$Y_{бет}=(136828/361767)=0,4$ (машиночас/куб бет.) 1 механизм в 1 смену.

Уплотнение бетона выполняется вибратором Р 31035.

Укладка при подаче бетона бадьей до 2 метров, от 2 до 10 звеньевой хобот, сечение хобота в 3 раза больше крупности заполнителя.

5.16 Уход за бетоном, Контроль качества бетонных работ, Зимнее бетонирование

При производстве бетонных работ обязаны комплекс мер по уходу за уложенным бетоном, обеспечивающий:

- создание и поддержание температурно-влажностного режима, необходимого для приобретения бетоном требуемых проектом прочности и долговечности в установленные сроки, а также предотвращающего значительные температурно-усадочные деформации и образование опасных трещин;

- предохранение бетона в начальный период его твердения от ударов, сотрясений и повреждений в ходе строительно-монтажных работ.

Для массивных гидroteхнических сооружений необходимые мероприятия по уходу за бетоном должны определяться в ТУ и ППР и требованиями по регулированию температурного режима массивных сооружений.

Влажностный уход за свежеуложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей в постоянно влажном состоянии путем распыления над ними воды, создания на них тонкой водяной пленки, заливки их водой или укрытия песком (или иным влагоемким материалом), систематически увлажняемым в процессе твердения бетона.

Уход за свежеуложенным бетоном гидротехнических конструкций следует начинать сразу же по достижении бетоном прочности 0,5 МПа и продолжать не менее 14 суток или до перекрытия блока блоком.

При бетонировании в жаркую и сухую погоду открытая поверхность свежеуложенной бетонной смеси сразу же после ее укладки и уплотнения в незашитенных шатром массивных блоках и конструкциях типа плит должна укрываться паронепроницаемой (полиэтиленовой) светлой пленкой толщиной 0,160,20 мм и находиться под нею в течение 6-8 ч, после чего может быть

Существует несколько основных способов сохранения воды затворения бетона от вымерзания:

- Применение противоморозных добавок в бетон (ПМД)
- Использование электропрогрева бетона
- Укрывание бетона пленкой ПВХ, утеплителями и т.п.
- Сооружение временного укрытия с прогревом тепловыми пушками

Применение противоморозных добавок в бетон - наиболее распространённый способ, применяемый при бетонировании в зимних условиях. Большинство бетонных заводов выпускают бетон с зимними добавками ПМД. Так называемый зимний бетон производится в различных вариациях, отличающихся между собой процентным содержанием добавок.

Противоморозные добавки вводятся в бетон в строгом процентном соотношении с количеством цемента, входящего в ту или иную марку бетона. Так же, количество противоморозной добавки зависит от предполагаемой температуры воздуха, при которой будет происходить бетонирование. Более подробную информацию читайте в разделе противоморозные добавки для бетона.

Если будет использоваться дополнительный прогрев тепловыми пушками, то укрытие из плёнки ПВХ укладывается не на поверхность бетона, а на временный каркас из досок, брусков и т.п. Создаётся нечто наподобие низкой «палатки» или «шатра» над бетонной конструкцией и под это укрытие ставятся тепловые пушки. Чем выше будет температура под шатром, тем быстрее будет идти процесс набора прочности, и соответственно, раньше можно будет прекратить прогрев.

В большинстве случаев, для первичного набора прочности бетона, достаточной для проведения дальнейших работ, хватает 1-3 суток прогрева тепловыми пушками. За это время бетон может набрать до 50% марочной прочности.

5.17 Второй этап - перекрытие русла

5.17.1 Состав работ

Предварительное стеснение русла перемычками, отсыпка каменного бандета, наращивание перемычек по высоте.

5.17.2 III этап-наращивание сооружений до отметок начала наполнения водохранилища

Состав работ.

Откачка воды и водопонижение в котловане 2-й очереди, земельно-скальные работы в котловане 2-й очереди.

Бетонные работы: Станционная часть, правобережная глухая плотина, здание ГЭС.

Наращивание бетонных сооружений: Водосливная часть и глухая левобережная, пропуск строительных расходов, через донные отверстия.

5.17.3 IVэтап- Наращивание сооружений до отметок пуска 1-го гидроагрегата

Состав работ.

Наращивание сооружений по всему фронту, пуск строительных расходов через донные отверстия и наполнение в-ща до УМО. И пуск агрегатов.

5.17.4 V этап- Наращивание сооружений до проектных отметок и наполнение водохранилища, для пуска всех агрегатов

Состав работ:

- наращивание сооружения до проектных отметок, наполнение водохранилища и пуск всех агрегатов.

Пропуск строительных расходов до начала наполнения водохранилища осуществляется через донные отверстия.

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

Определение времени на отсыпку перемычек: по ГЭСН 36-01-004-01 время на отсыпку перемычки в воду составляет 14,08 маш.ч /1000м³ , соответственно время на отсыпку верховой перемычки составит:

$$21889 * 14,08 / 1000 = 308 \text{ маш.ч} = 1,8 \text{ мес в 1 смену и 1 механизмом}$$

Низовой перемычки :

$20,028 * 14,08 = 282$ маш.ч = 1,7 мес в 1 смену и 1 механизмом

Продольной перемычки:

$19,913 * 14,08 = 280$ маш.ч = 1,7 мес в 1 смену и 1 механизмом

Интенсивность:

$$J_{БВР} = 0,002 \text{ смены/м}^3; J_{ЗР} = 0,000043 \text{ мес/м}^3. \quad (5.49)$$

6. Охрана труда. Пожарная безопасность

6.1. Требования по охране труда для работников Ондской ГЭС

6.1.1. Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляется работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Урукхайской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Ондской гидроэлектростанции;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех инженерно-технических работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции, а для рабочих инструкции по ОТ. Все работники станции при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования»;
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ»;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328
- РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

6.2.2. Охрана труда на Ондской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделений на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения о обеспечения правил охраны труда, должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;
- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;
- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;
- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и

знат об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Ондской ГЭС должны производить, только высококвалифицированные работники;

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемых для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать их;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;
- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;
- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;
- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);
- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;
- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;
- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;
- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;
- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное иочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;
- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;
- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;
- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение) .

7 Пожарная безопасность

7.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности изложены в правилах противопожарного режима в РФ, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 № 390. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

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

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

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

7.2 Действия персонала при возникновении пожара

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

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

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

• При возникновении пожара на объекте первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить начальнику смены энергообъекта или руководству энергопредприятия, а при наличии связи - в пожарную охрану и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения.

• Начальник смены энергообъекта обязан немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану, руководству энергопредприятия (по специальному списку) и диспетчеру энергосистемы.

• До прибытия подразделений ГПС МВД России руководителем тушения пожара (РТП) является начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия), который обязан организовать:

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;

- установление места возникновения пожара, возможные пути распространения и образования новых очагов горения (тления);
 - проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа - ее ручное включение;
 - выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;
 - тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического предприятия;
 - встречу подразделений ГПС МВД России лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.
- Отключение оборудования в зоне пожара производится дежурным персоналом энергопредприятия по распоряжению начальника смены энергообъекта.
 - После прибытия на место пожара первого подразделения ГПС МВД России руководителем тушения пожара является старший начальник этого подразделения. Начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия) при передаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала, согласно указаниям РТП.
 - Решение о подаче огнетушащих средств принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения необходимых мер безопасности.
 - Руководитель тушения пожара (РТП) имеет право приступить к тушению энергооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение от начальника смены энергообъекта, инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями энергетического предприятия и создания условий визуального контроля за электроустановками.

7.3 Охрана окружающей среды

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Онда — река беломорского бассейна, протекает в центральной Карелии. Длина реки 197 км, площадь бассейна 4080 км². Залесённость водосбора 68 %, заболоченность 19 %, озерность 12 %. Берёт начало из озера Котлованное на восточной окраине Западно-Карельской возвышенности, проходит Ондозеро и ряд других озёр.

Климат умеренно-континентальный с чертами морского. Зима продолжительная, относительно мягкая. Лето короткое, прохладное. Среднегодовая температура от 0 до +3. Продолжительность безморозного периода на СЗ — 80-90 дней, в Северном озёрном крае — 85-100 дней, в Прибеломорье и Южном озёрном крае — 105-115 дней, в Приладожье и Прионежье — 120-130 дней. По-

года здесь неустойчивая, это обуславливается частыми циклонами, идущими с запада. Больше половины дней в году — пасмурные, наибольшая облачность на побережье Белого моря. Годовое количество осадков колеблется от 450-550 мм на севере до 600-700 мм на юге. Весна на юге наступает в середине апреля, но возврат холодов возможен и в мае, а на севере — до середины июня. Лето начинается в первой половине июня на юге и во второй на севере.

Основными источниками загрязнения реки Онда в рассматриваемом створе является строительство Ондской ГЭС, так как на данной реке не находятся другие ГЭС, а также в нее не сбрасывается никаких отходов.

Растительность территории в районе строительства Ондской ГЭС изобильна. Большая часть территории где протекает река занята хвойными лесами.

В районе площадки строительства обитает 75 вида охотничьих ресурсов. Из них 35 вида млекопитающих, 40 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные - лось, косуля, кабан, кабарга и тд;
- пушные - заяц-русак, барсук, ондатра, белки, соболи, росомахи, и тд;
- птицы – орлы, совы, коршуны, ястребы и тд.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: черный гриф, филин, сокол-балобан, архан и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Ондского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Онда на участке строительства Ондской ГЭС представлены следующими видами: большой хариус, форель, язь, налим, щука, сиг, плотва, ряпушка и другие. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Онда на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Онда необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

7.3.2 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [32];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [33];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [34];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [35];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996 [36];
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [37];
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [38];
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [39];
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [40];
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. № 166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [41];
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 № 73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [42].
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [43];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [44];
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006 [45];
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и Эксплуатации Ондской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение населения из зоны затопления.

7.4 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отбросов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и обрушения берегов, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подго-

товке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.5 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [46] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий.

В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;

- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации;
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.6 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования Ондской ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду;
- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;
- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций.

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Ондской гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесочистке.

В санитарном отношении р.Онда является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду реки Онда невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющихся на территории строительства Ондской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния Крапивинского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывая все особенности и уникальность данного региона.

7.7 Отходы, образующиеся при строительстве Ондской ГЭС

В период строительства Ондского гидроузла выполняется большой объем строительно – монтажных работ (СМР). Образуется большое количество отходов, таких как:

- лом бетонных изделий;
- отходы, содержащие несортированные незагрязненные черные металлы в виде кусков и изделий.

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100} = \frac{526324 \cdot 1.8}{100} \cdot 2.4 = 22737 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ (526324 м³);

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

ρ - плотность бетона (2,5 т/м³).

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100} = \frac{7565 \cdot 1.8}{100} \cdot 2.4 = 326 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N - объем арматурных работ (7565 м³);

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

ρ - плотность бетона (2,0 т/м³).

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Год	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	120	120	120	120	120
Число часов использования установленной мощности	Часы	2500	2500	2500	2500	2500
Выработка электроэнергии	МВт·ч	300000	300000	300000	300000	300000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Расходы электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	7500	7500	7500	7500	7500
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	292500	292500	292500	292500	292500
Тариф на электроэнергию	руб./МВт·ч	1184	1219	1253	1286	1318
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	346,32	356,56	366,50	376,16	385,51
НДС к выручке.	млн.руб	57,72	59,43	61,08	62,69	64,25

Проводя анализ таблицы 8.1 можно сделать вывод о том, что с каждым годом происходит рост тарифов на электроэнергию, в среднем на 33,50 рублей за МВт·ч в год, из-за этого происходит рост выручки от реализации электроэнергии в среднем на 9,8 миллиона рублей в год, то благоприятно влияет на окупаемость проектируемой гидроэлектростанции.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) [1] 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 приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) – 0,08%

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт в зависимости от вида и типа гидротехнического сооружения, и установленной мощности. В данной курсовой работе расчетные ставки были приняты для плотинной ГЭС, установленной мощностью до 1000 МВт. Данные эксплуатационных расходов представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	30,6
Прочие расходы	274,0	32,8
Итого		63,4

Учитывая существенный разброс расходов на ремонт основных производственных фондов в зависимости от срока функционирования объекта генерации, данный вид затрат для новых проектов определяется отдельно исходя из величины инвестиций и этапа жизненного цикла проекта. Проектируемая ГЭС попадает в интервал по установленной мощности от 100 МВт до 399 МВт.

Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25	0,20

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	12,46
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	0,871
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,252
Итого		13,58

В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации налог на воду для водопользователей, использующих её в энергетических целях, для реки Онда составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии. Река Онда относится к категории «Прочие реки и озера»

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн. руб.	56,65	79,172	79,172	79,172	79,172
Расходы на страхование, млн. руб.	9,87	17,63	17,63	17,63	17,63
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	15,88	63,50	63,50	63,50	63,50
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	1,44	2,57	2,57	3,67	3,67
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	4,43	17,71	17,71	17,71	17,71
Налог на воду, млн. руб.	0,83	4,98	4,98	4,98	4,98
Итого, млн. руб.	89,09	185,57	185,57	186,67	186,67

Анализируя таблицу 8.5 можно сделать вывод о том, что основной рост текущих затрат по гидроузлу складывается из эксплуатационных затрат, скачок которых с 2023 по 2024 произошел на 47,62 миллиона рублей. Также необходимо отметить рост расходов на услуги регулирующих организаций, и их рост после первого года эксплуатации на 13,28 миллиона рублей. Примем во внимание, что к концу первой пятилетки текущие затраты по гидроузлу прекращают расти, составляя разницу с первым годом почти в 100 миллионов рублей.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

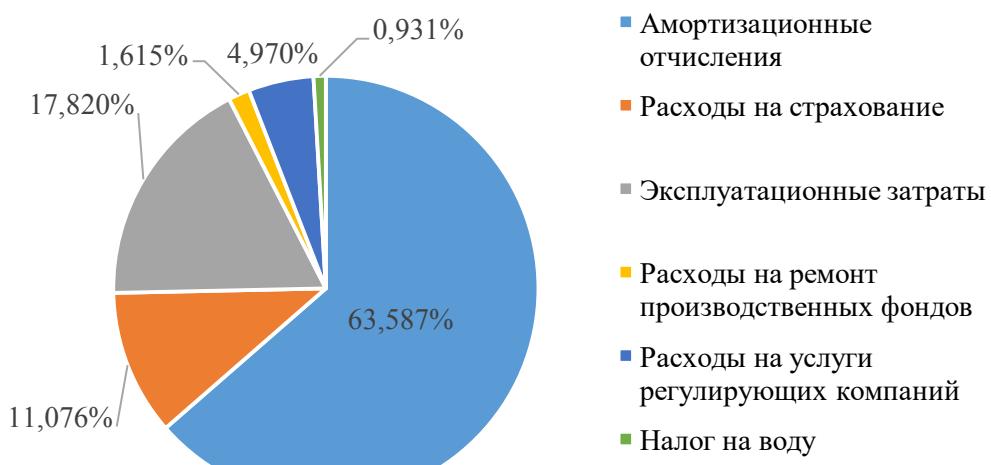


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что лидирующими показателями являются амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, а также расходы на страхование.

8.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Налоговые расходы после, окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный и федеральный бюджет и взносы в социальные фонды в соответствии с налоговым кодексом РФ и включают в себя:

- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на воду – 4,8 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;
- налог на добавленную стоимость (НДС) – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда.

Предполагаемые налоговые расходы за 2022-2026 гг. приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Год	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн. руб.	194,81	218,71	225,11	231,34
Взносы в соц. фонды, млн. руб	4,98	4,98	4,98	4,9 8
Налог на имущество, млн. руб.	37,87	36,13	34,39	32,65
Год	2029	2030	2031	2032
НДС	236,86	264,83	265,22	267,48
Итого	237,66	259,81	264,48	268,97

Сумма была произведена без налога на добавочную стоимость, т.к. в первые годы эксплуатации налог отсутствует, и появляется только через пять лет после начала эксплуатации.

Проводя анализ таблицы 8.6 можно сделать вывод, что суммарные налоговые расходы растут, в среднем, на 10,5 миллионов в год, основной рост происходит из-за роста налога на прибыль, в связи с ежегодной реализацией электроэнергии. Налог на прибыль в среднем растет на 12 миллионов в год.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлены в млн. руб. в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб	1227,57	1259,46	1289,62	1318,95	1342,10
Текущие расходы	185,57	186,67	186,67	186,67	186,67
EBITDA (валовая прибыль), млн. руб	1222,59	1254,48	1284,64	1313,97	1337,12
EBIT (прибыль до налогообложения), млн.руб	1062,69	1096,33	1128,23	1159,30	1184,20
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб	212,54	219,27	225,65	231,86	236,84
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб	850,16	877,06	902,58	927,44	930,50
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 8.7 видно, что чистая прибыль растет с каждым годом в среднем на 25 миллионов рублей, это обусловлено ростом выручки, а также тем, что динамика расходов меньше, чем динамика доходов.

Чистая прибыль активно прирастает, что дает нам возможность использовать ее для того, чтобы увеличить оборотные средства предприятия, сформировать фонды и резервы, а также осуществить реинвестирования в производство.

Для более наглядного анализа рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 8.2.

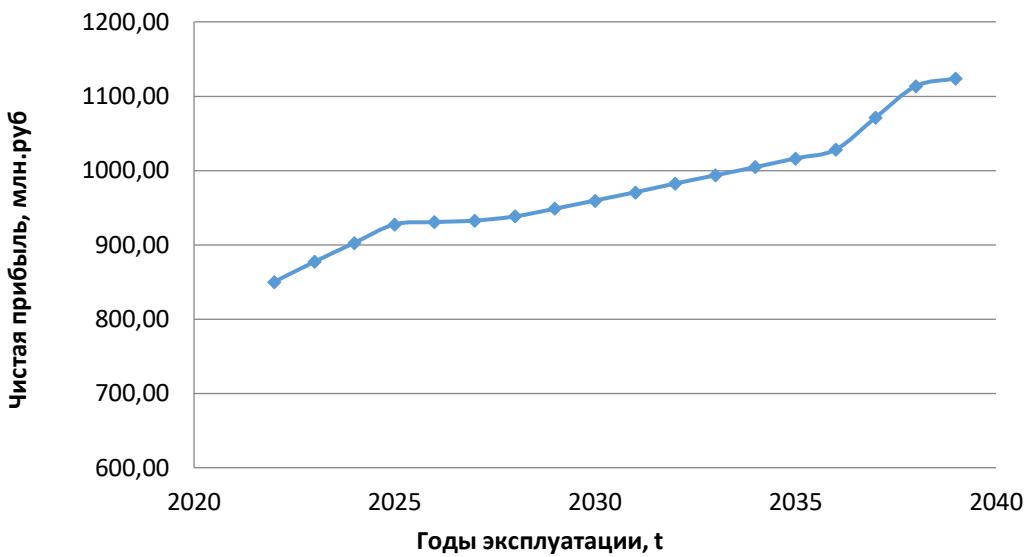


Рисунок 8.2 – Динамика чистой прибыли, млн. рублей

Анализируя график можно сделать вывод, что во все годы строительства чистая прибыль растет равномерно, без видимых скачков, и, что самое главное, нет упадков чистой прибыли, что делает строительство станции актуальным. В сравнении с первым годом строительства, чистая прибыль возрастает почти на 300 миллионов.

Анализ денежных потоков - данный показатель определяет финансовое состояние компании, а также ее способность управлять своей инвестиционной привлекательностью и стоимостью. Он рассчитывается как разница между положительным и отрицательным денежным потоком за период. На рисунке 2.2 представлен Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

8.6 Методология и исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [2].

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

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

- период прогнозирования для Ондской ГЭС составляет 25 лет;
- созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской экономики;
- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов;

Динамика тарифов на электроэнергию для Красноярского края принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.7 Коммерческая эффективность

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций, представленных в таблице 8.8.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии и мощности Ондской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	122
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	104,66
Индекс прибыльности – PI	1,02
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,85
Себестоимость руб./кВт·ч	2,15
Удельные капиталовложения, руб./кВт	65970

Проводя анализ таблицы 8.8 можно сделать вывод, что чистый приведенный доход NPV имеет положительное значение, что говорит нам о положительных доходах проекта. Индекс прибыльности PI больше единицы, что означает что дает гарантию, что проект будет развиваться.

Срок окупаемости проекта примерно 10 лет, такой срок не убыточен, и оптимален для данного проекта. Себестоимость электроэнергии имеет слишком большое значение, в будущем будет необходимо снизить себестоимость до 1 руб./кВт·ч.

8.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта.

Поступления в федеральный бюджет составляют:

- Налог на прибыль;
- НДС;
- Водный налог;
- Налог на прибыль;
- Взносы в социальные фонды;

Поступления в региональный бюджет:

- Налог на имущество.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2023	2024	2025	2026	2027
В Федеральный бюджет, млн. руб.	1,66	9,95	399,58	447,36	460,18
В региональный бюджет, млн. руб.	15,36	39,61	37,87	36,13	34,39
Налоговые поступления, млн. руб.	17,02	49,57	437,45	483,49	494,57

Анализируя таблицу 8.9 видно, что налоги в федеральный бюджет составляют основную часть налогов, это связано с тем, что налоги в федеральный бюджет имеют собирательный характер т.е. включают в себя налог на прибыль, НДС и т.д. А налог в региональный бюджет включает в себя только налог на имущество.

С течением времени в эксплуатацию вводят новые мощности, из за этого увеличиваются показатели производства электроэнергии, ввиду этого увеличиваются налоговые поступления, в среднем на 120 млн.рублей в месяц.

8.9. Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта (инвестиционные затраты, приток денежных средств, ставка дисконтирования, операционные расходы и т. д.) на его конечные характеристики. Для анализа чувствительности инвестиционного проекта главное – это оценить степень влияния изменения каждого (или их комбинации) из исходных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в инвестиционном проекте.

Анализ изменения по следующим параметрам:

- Ставки налогов;

- Объема инвестиций;
- Объем сбыта.

В диапазоне от -10 до 10%, с шагом 5%, получены следующие результаты и приведены на рисунках 4.1-4.3.

На рисунке 8.3 представлено изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов.

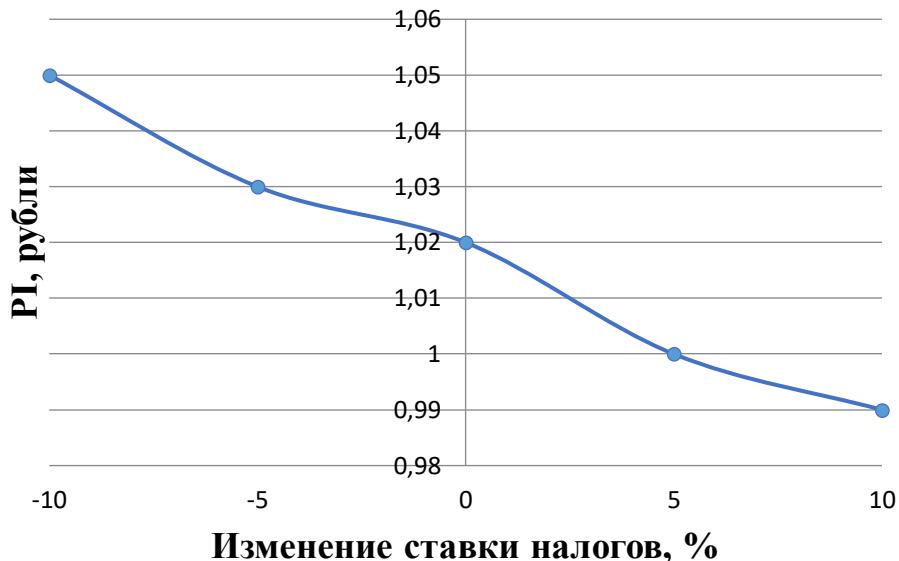


Рисунок 8.3- Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Проводя анализ графика на рисунке 8.3 можно сделать вывод, что изменение ставки налогов напрямую зависит от индекса прибыльности, при увеличении ставки налогов уменьшается индекс прибыльности, и наоборот. За каждые 5% увеличения налогов, в среднем, индекс прибыльности уменьшается на 0,015 рублей.

На рисунке 8.4 представлено изменение PI в зависимости от объема инвестиций.

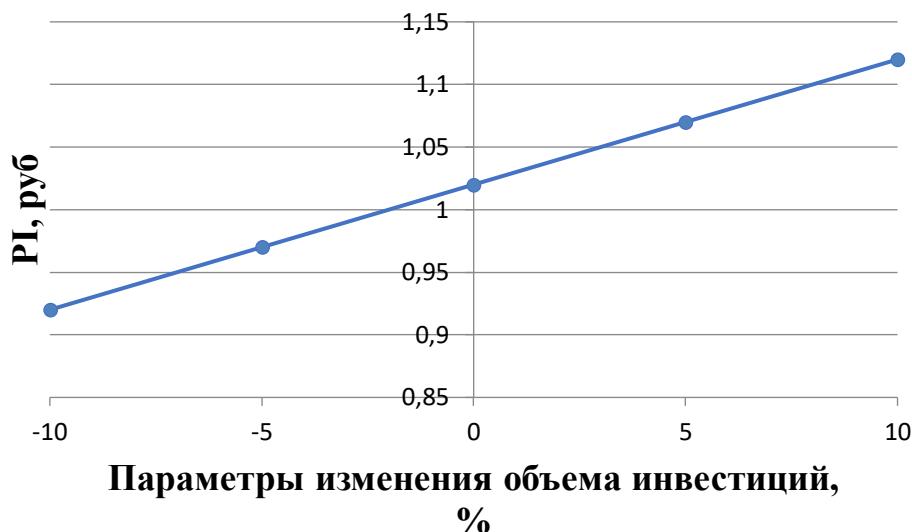


Рисунок 8.4 - Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Анализируя рисунок можно сделать вывод о том, что график имеет обратную зависимость, т.е. чем больше инвестиций привлекает компания, тем меньше индекс прибыльности, и наоборот.

На рисунке 8.5 представлено изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта.

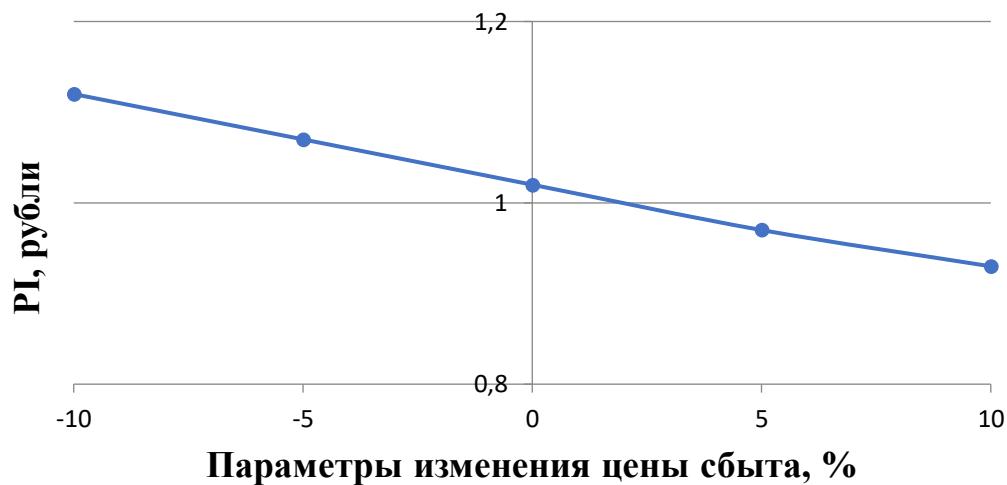


Рисунок 8.5 Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Анализируя график, можно сделать вывод о том, индекс прибыльности на прямую зависит от цены сбыта. При росте цены сбыта, происходит рост сбыта каждой единицы продукции, а вместе с тем растет индекс прибыльности.

На рисунке 8.6 представлено изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта.

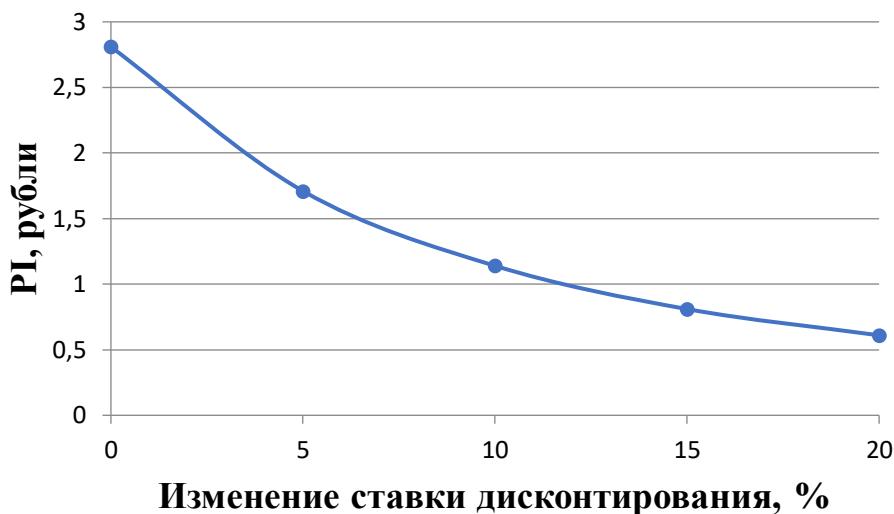


Рисунок 8.6 – Изменение величины NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования, в процентах

Анализируя рисунок можно сделать вывод о том, величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведенный доход. На графике можно наблюдать, что при превышении ставки дисконтирования 20% проект до остается эффективен.

8.10 Анализ безубыточности

Точка безубыточности характеризует именно то граничное условие, при котором предприятие сможет покрывать все убытки и сможет выйти на нулевой уровень прибыли. Точка безубыточности играет важную роль, так как она показывает эффективность какого-либо проекта, судя по ней делают выводы, стоит ли инвестировать данный проект. Позволяет понять соотношение затрат и доходов, принять решения по изменению цен на товар, определить объем производства, который не только покроет затраты, но и позволит получить желаемый уровень прибыли,

В целом, точка безубыточности является крайне важным показателем при планировании объемов производства и продаж.

На рисунке 8.7 представлен график точки безубыточности для электроэнергии для одного года.

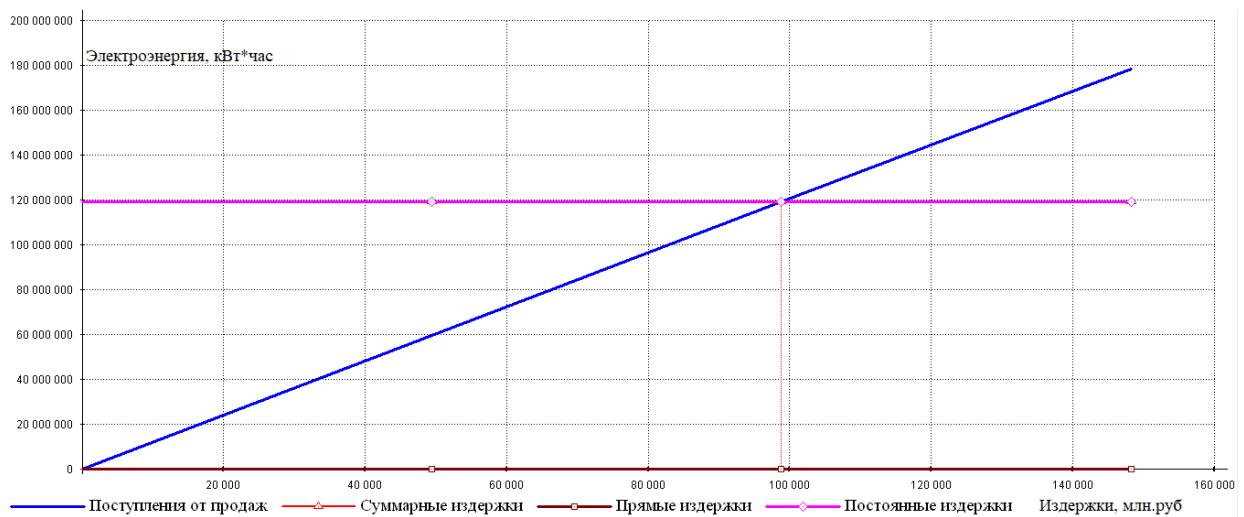


Рисунок 8.7 - Точка безубыточности для электроэнергии для одного года

Анализируя данный график можно сделать вывод о том, что проект достигнет своего уровня окупаемости, и выйдет в нулевую точку прибыли, т.е. не будет приносить ни прибыли ни убытков, при сумме издержек равной примерно 100 млн. рублей, и производством электроэнергии в 120 ГВт·час. После превышения точки безубыточности предприятие начнет приносить прибыль. Также, анализируя график мы с уверенностью можем назвать минимальный уровень издержек, ниже которого производство не окупается, эта сумма составляет также 100 млн. рублей.

На рисунке 8.8 представлен график точки безубыточности за весь период проекта.

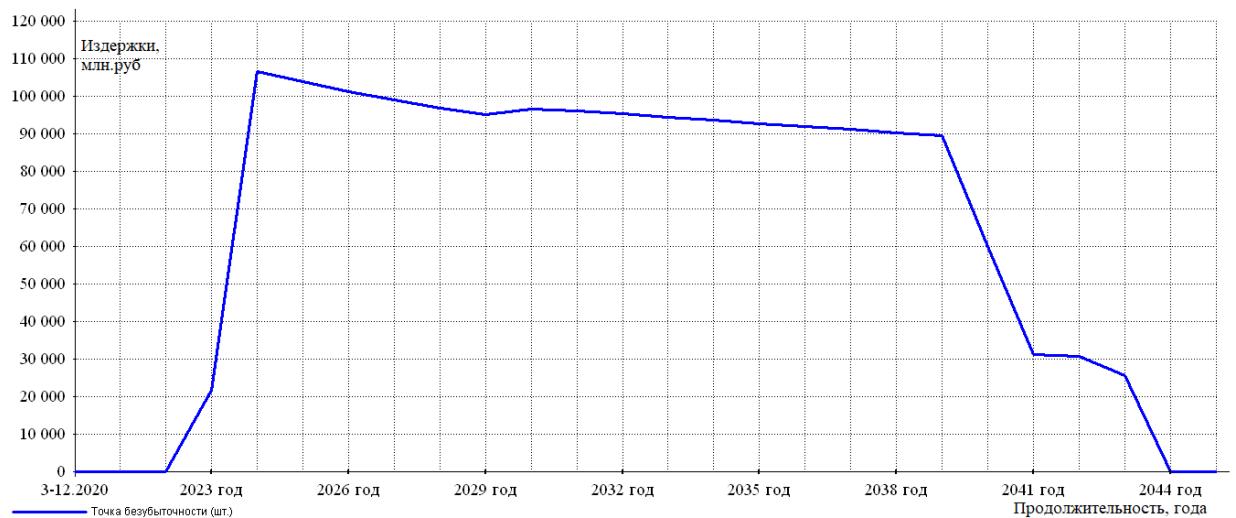


Рисунок 8.8 - представлен график точки безубыточности за весь период проекта

Анализируя данный график можно сделать вывод, что с начала производства работ до их окончания издержки возрастают, что говорит о минимальных продажах и реализации продукции. Начиная со второго квартала 2023 года проект заканчивает свое строительство, и станция выходит на проектную выработ-

ку электроэнергии и мощности. Проект «Ондская ГЭС на реке Онда», с установленной мощностью 120 МВт экономически оправдан.

Проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 300 месяцев (25 лет), а период окупаемости - 122 месяцев (10 лет и 2 месяца).

Себестоимость электрической энергии составляет 2,15 руб/Квт·ч. Удельные капиталовложения 65970 руб/Квт.

9 Компоновка конструктивной схемы каркаса

9.1 Исходные данные

Конструктивное решение машинного зала представлено на рисунке 9.1

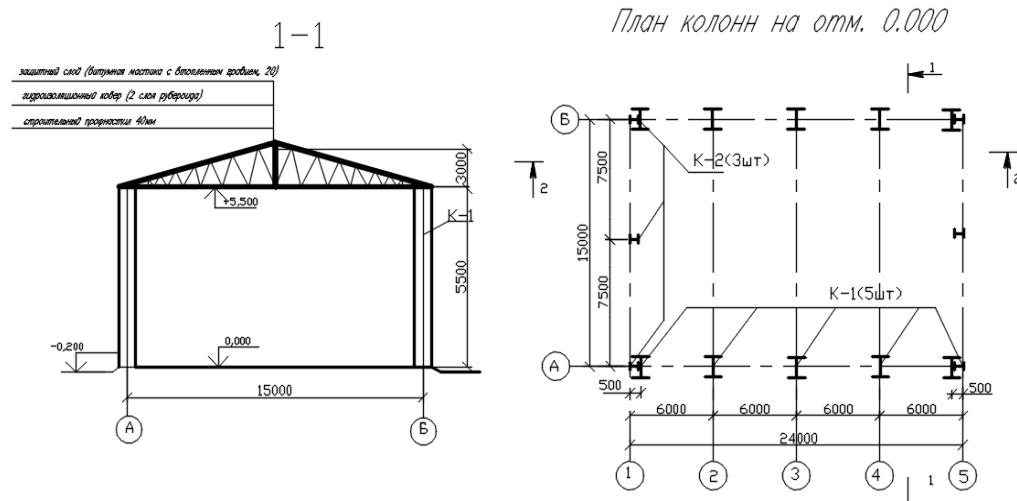


Рисунок 9.1 – конструктивное решение машинного

Пролет здания $L = 15$ м., шаг колонн $B = 6$ м., длина здания $\ell = 24$ м.

Температурный режим здания – холодный.

Тип фермы – балочная, треугольного очертания, решетка раскосная со стойками.

9.2 Расчет стропильной фермы

9.2.1 Выбор расчетной схемы

Ферма балочного типа опирается шарнирно (передает только опорные реакции)

9.2.3 Сбор нагрузок

На стропильную ферму действуют несколько видов нагрузки:

- постоянная нагрузка собственный вес фермы, вес конструкции покрытия, вес конструкции связи, опорные моменты от жесткости узлов и т.д;
- временно кратковременная нагрузка – снеговая нагрузка, ветровая.

План колонн представлен на рисунке 9.2

План колонн на отм. 0.000

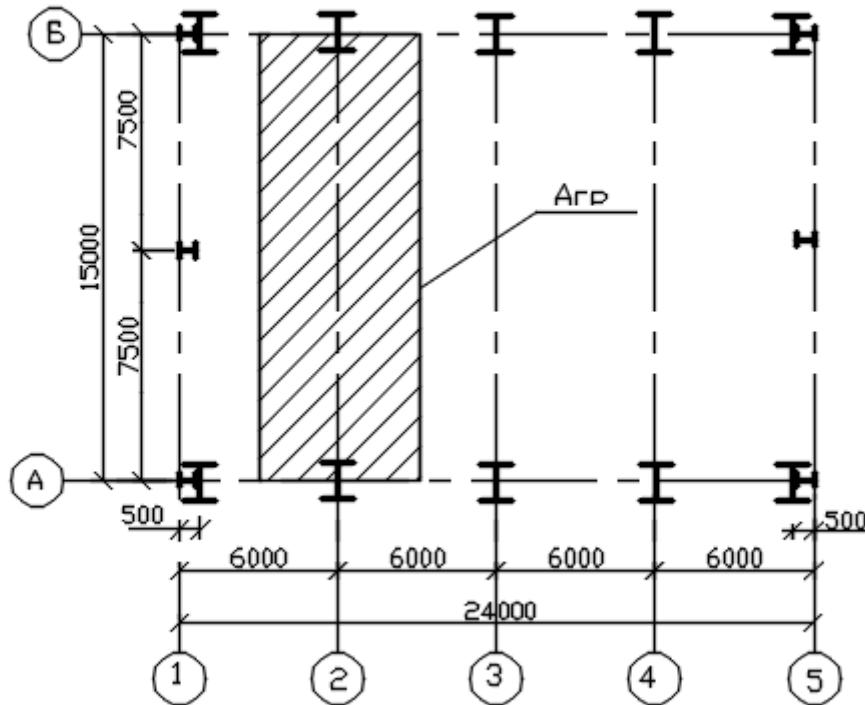


Рисунок 9.2 – План колонн на отметке нуль
Виды нагрузок представлены в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Виды нагрузок

Вид нагрузки	Нормативная нагрузка, кН/м ² , g_i''	Коэффициент надежности по нагрузке γ_{fi}	Расчетная нагрузка, кН/м ² , g_i
Сэндвич панель; Вес: 30 кг/м ² $t=150\text{мм}$	0,294	1,05	0,294
Металлический настил $\delta_4 \times \gamma = 0,008 \times 2200 = 18 \text{кг/м}^3$	0,18	1,05	0,189
Металлич. конструкции шатра	0,3	1,05	0,315
	Сумм $g = 0,774$		Сумм $g = 0,798$

При шарнирном сопряжении на ферму передаются усилия от ветровой нагрузки. Ферма симметричная, необходимо определить усилия в стержнях

фермы при действии ветра слева и справа. Ветровые нагрузки отображены в таблице 9.2

Таблица 9.2 – ветровые нагрузки

№ стержня	P=1	P=P	Ветер левый				Ветер правый	№ усилий	N max, кН	
			$P_{\text{н}} = \sum_i A_i \cdot P_{i-1}$		$\Psi=0,9$	$\Psi=1$	$\Psi=0,9$		$+$	$-$
			1	2'	3	3'	4'			
1	2	3	5	6	7	9	10	11	12	
Верхний пояс										
A-1	-1,74	-2,0706	-10,6801	-5,742	-5,1678	-5,1678				-13,9374
Б-3	-1,73	-2,0587	-10,6187	-5,709	-5,1381	-5,1381				-13,8573
В-5	-3,9	-4,641	-23,9382	-12,87	-11,583	-11,583				-31,239
Г-7	-4,7	-5,593	-28,8486	-15,51	-13,959	-13,959				-37,647
Д-10	-4,7	-5,593	-28,8486	-15,51	-13,959	-13,959				-37,647
Е-12	-3,9	-4,641	-23,9382	-12,87	-11,583	-11,583				-31,239
Ж-14	-1,73	-2,0587	-10,6187	-5,709	-5,1381	-5,1381				-13,8573
3-16	-1,74	-2,0706	-10,6801	-5,742	-5,1678	-5,1678				-13,9374
Нижний пояс										
К-2	1,6	1,904	9,8208	2,96	2,664	2,664		12,816		
К-4	3,4	4,046	20,8692	6,29	5,661	5,661		27,234		
К-6	4,3	5,117	26,3934	7,955	7,1595	7,1595		34,443		
К-8	1,6	1,904	9,8208	2,96	2,664	2,664		12,816		
К-9	1,6	1,904	9,8208	2,96	2,664	2,664		12,816		
К-11	4,3	5,117	26,3934	7,955	7,1595	7,1595		34,443		
К-13	3,4	4,046	20,8692	6,29	5,661	5,661		27,234		
К-15	1,6	1,904	9,8208	2,96	2,664	2,664		12,816		
Л-1	1,7	2,023	10,4346	3,145	2,8305	2,8305		13,617		
И-16	1,7	2,023	10,4346	3,145	2,8305	2,8305		13,617		
Раскосы										
2-3	-3,8	-4,522	-23,3244	-11,78	-10,602	-10,602				-30,438
3-4	-2,7	-3,213	-16,5726	-8,37	-7,533	-7,533				-21,627
4-5	-0,5	-0,595	-3,069	-1,55	-1,395	-1,395				-4,005
5-6	-1,4	-1,666	-8,5932	-4,34	-3,906	-3,906				-11,214
6-7	-0,9	-1,071	-5,5242	-2,79	-2,511	-2,511				-7,209
7-8	-3,3	-3,927	-20,2554	-10,23	-9,207	-9,207				-26,433
9-10	-3,3	-3,927	-20,2554	-10,23	-9,207	-9,207				-26,433
10-11	-0,9	-1,071	-5,5242	-2,79	-2,511	-2,511				-7,209
11-12	-1,4	-1,666	-8,5932	-4,34	-3,906	-3,906				-11,214
12-13	-0,5	-0,595	-3,069	-1,55	-1,395	-1,395				-4,005
13-14	-2,7	-3,213	-16,5726	-8,37	-7,533	-7,533				-21,627
14-15	-3,8	-4,522	-23,3244	-11,78	-10,602	-10,602				-30,438
Стойки										
1--2	4	4,76	24,552	12,4	11,16	11,16		32,04		

В таблице 9.3 представлены усилия в различных сечениях

Таблица 9.3 – Усилия в сечениях

№ стерж- ня	Расчётные усилия максимальные, кН		Сече- ние, мм	Пло- щадь, A cm^2	Проверка сечения,							
	Растяже- ние (+)	Сжатие, (-)			$l_x/l_y, \text{см}$	$i_x/i_y, \text{см}$	λ_x/λ_y	[λ]	φ_{\min}	$\sigma = N/\varphi A = N/A_{\text{HT}}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Верхний пояс												
А-1	-	-13,9374	50x4	7,78	2,5/2, 5	1,54/1,3 3	162,3/187, 9	178, 8	0,18 1	4,53	-	
Б-3	-	-13,8573	63x5	12,26	2,5/2, 5	1,94/1,3 3	128,8/187, 9	144, 8	0,18 1	81,8 4	-	
В-5	-	-31,239	75x7	20,3	2,5/2, 5	2,29/1,8 3	109,2/126, 6	148, 5	0,33 2	43,4 4	-	
Г-7	-	-37,647	75x7	20,3	2,5/2, 5	2,29/1,8 3	109,2/126, 6	148, 5	0,33 2	43,4 4	-	
Д-10	-	-37,647	75x7	20,3	2,5/2, 5	2,29/1,8 3	109,2/126, 6	148, 5	0,33 2	43,4 4	-	
Е-12	-	-31,239	75x7	20,3	2,5/2, 5	2,29/1,8 3	109,2/126, 6	148, 5	0,33 2	43,4 4	-	
Ж-14	-	13,8573	63x5	12,26	2,5/2, 5	1,94/1,3 3	128,8/187, 9	144, 8	0,18 1	81,8 4	-	
З-16	-	13,9374	50x4	7,78	2,5/2, 5	1,54/1,3 3	162,3/187, 9	178, 8	0,18 1	4,53	-	
Нижний пояс пояс												
К-2	12,816	-	50x5	9,6	2,5/2, 5	1,53/1,3 6	163,4/183, 8	250	0,18 9	-	18,9 4	
К-4	27,234	-	70x6	16,3	2,5/2, 5	2,15/1,8 1	116,3/138, 1	250	0,32 4	-	20,5	
К-6	34,443	-	70x6	16,3	2,5/2, 5	2,15/1,8 1	116,3/138, 1	250	0,32 4	-	20,5	
К-8	12,816	-	50x5	9,6	2,5/2, 5	1,53/1,3 6	163,4/183, 8	250	0,18 9	-	18,9 4	
К-9	12,816	-	50x5	9,6	2,5/2, 5	1,53/1,3 6	163,4/183, 8	250	0,18 9	-	18,9 4	
К-11	34,443	-	70x6	16,3	2,5/2, 5	2,15/1,8 1	116,3/138, 1	250	0,32 4	-	20,5	
К-13	27,234	-	70x6	16,3	2,5/2, 5	2,15/1,8 1	116,3/138, 1	250	0,32 4	-	20,5	
К-15	12,816	-	50x5	9,6	2,5/2, 5	1,53/1,3 6	163,4/183, 8	250	0,18 9	-	18,9 4	
Л-1	13,617	-	50x5	9,6	2,5/2, 5	1,53/1,3 6	163,4/183, 8	250	0,18 9	-	18,9 4	
И-16	13,617	-	50x5	9,6	2,5/2, 5	1,53/1,3 6	163,4/183, 8	250	0,18 9	-	18,9 4	

9.3 Конструирование и расчет узлов ферм

Для построения узлов фермы и определения габаритов фасонок определяем длины сварных, соединяющих стержни.

Назначаем характеристики швов:

Сварка полуавтоматическая. Сварочная проволока Св 08. Расчетные характеристики сварного углового шва:

$$R_w = 260 \text{ МПа} - \text{табл. 56/1/};$$

$$\gamma_w = 1 - \text{п. 11.2/1/};$$

$$\gamma_c = 0,9 - \text{табл. 6/1/};$$

$$\beta_f = 0,7 - \text{табл. 34/1/};$$

$$R_{wz} = 171 \text{ МПа} - \text{табл. 3/1/};$$

$$\gamma_c = 0,9 - \text{табл. 6/1/};$$

$$\gamma_{wz} = 1 - \text{п. 11.2/1/};$$

$$\beta_z = 1 - \text{табл. 34/1/};$$

Для расчета принимается максимальная длина.

Полная длина сварного шва состоит из шва на обушке и шва на пере

$$l_w = l_w^{ob} + l_w^n;$$

где l_w^{ob} ; l_w^n - длина сварного шва соответственно на обушке.

Длина шва на обушке и на пере определяется из равенства статических моментов относительно центра тяжести сечения создаваемых швом на обушке и швом на пере.

$$k_f l_w^{ob} z = k_f l_w^n (h - z_0),$$

где h – высота сечения стержня; z_0 – расстояние от обушка до центра тяжести сечения.

Расчетные характеристики сварного углового шва:

разрушение по металлу шва

$$Rwf \gamma_{wf} \gamma_c \beta_f = 260 \times 1 \times 0.9 \times 0.7 = 164 \text{ Нм}$$

разрушение по границе сплавления:

$$Rwz \gamma_{wz} \gamma_c \beta_z = 171 \times 1 \times 0.9 \times 1 = 154 \text{ Нм}$$

Длина сварного шва определяется из выражения:

$$l_w = \frac{N}{k_f (R_w \cdot \gamma_w \cdot \gamma_c \cdot \beta)^{\min}}; \text{мм};$$

Полученные длины сварных швов приведены в таблице 9.4

Таблица 9.4 - Расчет длины сварных швов

№ стержня	N _{кон} , кН		ℓ_{ω}^r	ℓ_{ω}^i
	+	-		
Верхний пояс				
а-1		149,8	97	97
б-2		133,6	87	87
в-4		112,8	73	73
г-6		95,5	62	62
д-8		77,3	50	50
е-10		58,1	50	50
ж-12		40,2	50	50
з-14		21,2	50	50
и-16		6,3	50	50
Нижний пояс				
1-л	133,7		87	87
3-л	112,8		73	73
5-л	93,4		61	61
7-л	78,2		51	51
9-л	60,1		50	50
11-л	43,7		50	50
13-л	25,8		50	50
15-л	9,5		50	50
Раскосы				
2-1		16,6	50	50
2-3	10,46		50	50
4-3		19,5	50	50
4-5	16,4		50	50
6-5		22,6	50	50
6-7	22,6		50	50
8-7		30	50	50
8-9	30		50	50
10-9		37,5	50	50
10-11	37,5		50	50
12-11		46,4	50	50
12-13	46,4		50	50
14-13		52,4	50	50
14-15	52,4		50	50
16-15		61,2	50	50
16-к		9,9	50	50

9.4 Узлы фермы

Для избежание дополнительных усилий необходимо центрировать стержни в узлах по осям, проходящим через их центры тяжести с округлением до 5

мм. Для уменьшения действия сварочных напряжений стержни решетки не доводят до поясов на расстояние: $a=6t+20 = 74$ мм, $a \leq 80$ мм

где $t = 9$ мм – толщина фасонки. На рисунке 9.3 изображен узел фермы.

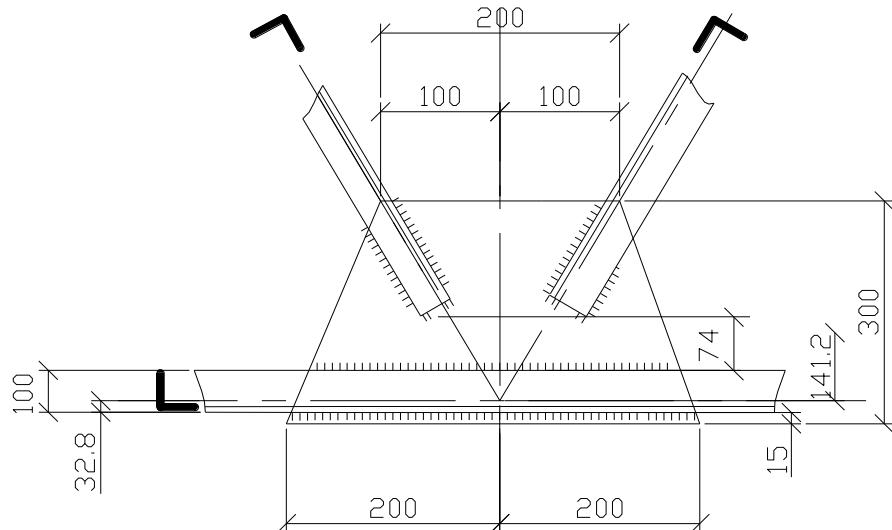


Рисунок 9.3 - Узел фермы

9.5 Связи

9.5.1 Подбор сечения

Сечение связей подбираем по предельной гибкости для растянутых элементов.

$J/\lambda=300$ -табл.20/1/.

На рисунке 9.4 изображены размеры фермы.

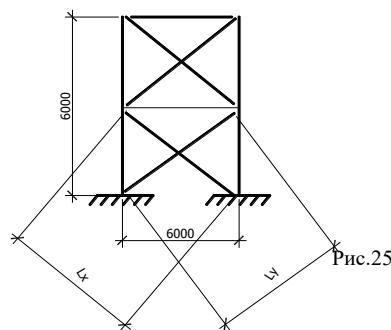


Рисунок 9.4 – Размеры фермы

По сортаменту принимаем два неравнополочных уголка $63 \times 40 \times 4$
 $B=63$ мм; $b=40$ мм; $d=4$ мм; $A=4,04$ см 2 ; $J_x=16,3$ см 4 ; $J_y=5,16$ см 4 ; $i_y=1,13$
см;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте был запроектирован гидроузел, расположенный в Республике Карелия.

При возведении ГЭС были решены следующие задачи:

- Появление новых рабочих мест;
- Развитие инфраструктуры.

В результате анализа исходных данных была выбрана принципиальная компоновочная схема – русловая. По результатам водно-энергетического расчета установленная мощность Ондской ГЭС была принята 120 МВт и среднемноголетняя выработка электроэнергии 1,8млрд кВт·ч.

По построенному режимному полю была выбрана поворотно-лопастная гидротурбина – ПЛ30б-В с синхронной частотой вращения 142,8 об/мин. Расчетный напор – 29,7 м. Так же был выбран гидрогенератор типа СВ 800/140-44 и маслонапорная установка МНУ8/1-40-8-2. Вертикальная наклонная грань. высотой 36 м, ширина подошвы плотины 28 м.

Были произведены расчеты плотины на прочность и устойчивость, результаты показали, что условия соблюдаются.

Были рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС, а так же перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период строительства и эксплуатации гидроузла.

По результатам технико-экономических расчетов можно сделать вывод, что проект «Ондской ГЭС реке Онда», с установленной мощностью 120 МВт экономически оправдан. Проект окупится через 10 лет после начала строительства, индекс прибыльности (1.2). Себестоимость составляет (2,15), а удельные капиталовложения 65970 руб/кВт.час.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Генерация и потребление ЕЭС России(сутки) [Электронный ресурс]: генерация и потребление (сутки) ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА // Сайт системного оператора единой энергетической системы. – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.Использование водной энергии.
2. Использование водной энергии. Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
3. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106стр.
4. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005г.
- 5 Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
- 6) Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования». – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
8. Постановление Правительства РФ от 2 ноября 2013 г. N 986 «О классификации гидротехнических сооружений». – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
- 9 Погода – статистика скорости ветра [Электронный ресурс]: ветер в Кабардино - Балкарии // Атлас климата. – Режим доступа: https://www.atlas-yakutia.ru/weather/wind/climate_russia-III_wind.htm
10. СП 38.13330.2012 – Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*;
11. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
12. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. М.: ФГУП ЦПП, 2004.
13. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996
14. Строительство гидроэлектростанций в России. Учебно – справочное пособие для вузов и инженеров гидростроителей. Под ред. Ерахтин Б. М, Ерахтин В. М. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, Москва 2007г.

15. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные работы, под редакцией д.т.н., проф. В.И. Телешева, АСВ, М.. 2012.

16. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»

17. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.

18. 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;

19. 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидрологические данные

Таблица А.1 – Гидрологические данные по реке Онда

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1900	65	59	59	261	450	407	231	243	138	150	153	86
1901	68	60	53	255	580	423	244	227	146	130	157	121
1902	101	91	78	341	830	466	313	271	181	128	173	124
1903	95	83	74	295	797	536	316	278	192	200	206	179
1904	98	81	74	272	786	517	332	252	199	182	194	177
1905	89	81	82	301	694	456	272	239	191	199	209	132
1906	108	101	89	312	441	428	246	234	145	201	198	146
1907	72	65	63	261	412	395	228	461	118	148	148	96
1908	60	58	59	255	281	312	211	299	72	123	168	73
1909	66	62	62	266	281	244	219	253	97	144	140	107
1910	54	50	49	220	292	247	225	277	107	167	144	52
1911	78	66	59	220	265	277	211	290	120	185	143	96
1912	69	62	58	255	441	403	227	221	133	160	144	98
1913	109	92	83	289	418	299	243	248	168	127	204	117
1914	118	95	87	295	870	735	371	305	102	123	124	60
1915	94	85	74	226	777	495	328	280	192	102	188	175
1916	107	92	79	278	788	611	318	215	199	113	173	143
1917	99	91	81	266	797	487	325	273	207	208	191	166
1918	78	68	59	255	676	451	267	222	186	207	128	129
1919	92	66	58	331	808	551	351	223	191	138	174	144
1920	90	83	79	272	795	657	306	211	202	85	196	158
1921	68	64	57	272	482	405	250	306	156	150	145	115
1922	81	74	70	272	498	436	415	230	181	116	183	141
1923	56	48	49	215	412	226	186	234	49	71	88	42
1924	62	56	54	232	215	324	185	286	90	127	172	74
1925	58	54	57	232	456	366	157	308	133	127	162	74
1926	62	61	58	255	274	223	210	301	150	137	143	116
1927	121	64	63	272	281	299	220	306	100	148	154	73
1928	117	87	84	306	695	612	320	243	113	100	111	178
1929	96	86	83	297	658	636	304	286	197	312	190	155
1930	85	68	63	215	562	433	498	228	140	255	173	124
1931	65	62	62	255	298	338	152	227	125	137	152	83
1932	82	66	58	226	281	255	226	285	146	160	129	66
1933	58	53	50	215	335	254	211	287	140	90	85	54
1934	66	58	61	307	461	388	217	255	140	137	137	92
1935	87	86	81	283	793	478	312	220	168	125	206	155
1936	97	73	95	278	804	505	335	213	197	113	195	173
1937	97	81	74	283	742	586	308	240	188	194	195	147
1938	110	90	85	278	806	678	386	222	109	192	250	176
1939	101	85	84	255	305	228	220	200	102	91	81	65
1940	94	82	75	272	244	288	210	210	110	105	96	85

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1941	62	58	54	215	432	358	213	122	131	132	118	76
1942	76	64	61	255	843	473	335	226	179	175	194	141
1943	69	56	57	226	426	370	218	160	155	150	115	75
1944	74	58	58	195	225	268	241	180	110	100	90	73
1945	68	65	61	226	478	412	306	200	150	144	135	115
1946	90	78	77	272	610	425	252	215	154	130	110	102
1947	90	81	69	261	505	419	218	207	150	143	121	110
1948	87	79	75	278	483	441	214	228	188	205	167	126
1949	65	58	103	220	586	444	256	215	189	126	199	121

Таблица А.2 – Ранжированные данные в порядке убывания

№	%	Годы	Qср. год	Годы	Qпол	Годы	Qм
1	2,0	1938	282	1914	515	1929	160
2	3,9	1929	275	1938	474	1917	149
3	5,9	1914	274	1919	453	1903	147
4	7,8	1903	271	1920	448	1938	145
5	9,8	1917	266	1903	444	1904	144
6	11,8	1904	264	1902	444	1906	141
7	13,7	1937	261	1916	442	1905	140
8	15,7	1920	261	1929	436	1937	139
9	17,6	1919	261	1928	435	1936	135
10	19,6	1916	260	1904	432	1948	132
11	21,6	1902	258	1937	432	1915	130
12	23,5	1936	257	1917	430	1930	130
13	25,5	1942	252	1936	427	1935	130
14	27,5	1915	251	1942	426	1916	129
15	29,4	1935	250	1915	421	1913	129
16	31,4	1928	247	1935	417	1920	128
17	33,3	1905	245	1905	392	1942	127
18	35,3	1930	237	1930	387	1902	125
19	37,3	1918	227	1918	374	1919	123
20	39,2	1922	225	1922	370	1949	123
21	41,2	1906	221	1946	355	1918	122
22	43,1	1949	215	1907	351	1922	121
23	45,1	1948	214	1901	346	1928	113
24	47,1	1946	210	1921	345	1947	109
25	49,0	1921	206	1949	344	1911	107
26	51,0	1907	206	1906	332	1921	106
27	52,9	1901	205	1948	329	1946	106
28	54,9	1913	200	1934	326	1945	105
29	56,9	1947	198	1945	324	1901	105
30	58,8	1945	197	1947	322	1926	104
31	60,8	1934	193	1900	318	1912	103

Окончание приложения А

Продолжение таблицы А.2

№	%	Годы	Qср. год	Годы	Qпол	Годы	Qм
32	62,7	1900	192	1912	309	1927	103
33	64,7	1912	189	1925	304	1900	101
34	66,7	1925	182	1913	299	1907	101
35	68,6	1927	175	1943	280	1914	101
36	70,6	1943	173	1927	276	1932	101
37	72,5	1911	168	1908	272	1934	99
38	74,5	1926	166	1941	268	1931	98
39	76,5	1932	165	1923	255	1909	97
40	78,4	1908	164	1932	255	1943	97
41	80,4	1941	164	1931	254	1925	95
42	82,4	1931	163	1909	253	1940	92
43	84,3	1909	162	1911	253	1924	91
44	86,3	1910	157	1926	253	1941	90
45	88,2	1924	156	1910	252	1910	89
46	90,2	1940	156	1924	248	1908	88
47	92,2	1933	152	1933,0	245,2	1939	87
48	94,1	1939	151	1940	245	1933	85
49	96,1	1923	140	1939	242	1944	80
50	98,0	1944	139	1944	222	1923	58

Таблица А.3 – Данные для построения графиков максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	Pmax	Pср
1	948	915
2	935	901
3	913	877
4	887	848
5	865	824
6	852	810
7	852	810
8	865	824
9	887	848
10	913	877
11	935	901
12	948	915

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Первая итерация сработки - наполнения водохранилища маловодного года

								Vвдхр		Zвб							
1	2	3	4	5	6	7	8	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Nгэс	Nгар
t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк										
10	84	1	15	0	99	100	100	6,1	0,04	6,06	89,30	89,26	89,28	61,06	28,22	25	по вхк
11	75	1	115	0	190	191	100	6,06	0,30	5,76	89,26	88,86	89,06	61,59	27,47	47	47
12	43	1	205	0	248	249	100	5,76	0,53	5,23	88,86	88,08	88,47	61,88	26,59	59	59
1	50	1	207	0	257	258	100	5,23	0,54	4,70	88,08	87,13	87,60	61,93	25,68	59	59
2	45	1	165,00	0	210	211	100	4,70	0,43	4,27	87,13	86,19	86,66	61,70	24,96	47	47
3	43	1	66	0	109	110	100	4,27	0,17	4,10	86,19	85,76	85,98	61,12	24,85	24	по вхк
4	216	1	-117	0	99	100	100	4,10	-0,30	4,40	85,76	86,50	86,13	61,06	25,07	22	по вхк
5	291	1	-192	0	99	100	100	4,40	-0,50	4,90	86,50	87,51	87,00	61,06	25,95	23	по вхк
6	248	1	-149	0	99	100	100	4,90	-0,39	5,28	87,51	88,16	87,83	61,06	26,78	24	по вхк
7	201	1	-102	0	99	100	100	5,28	-0,26	5,55	88,16	88,56	88,36	61,06	27,30	24	по вхк
8	277	1	-178	0	99	100	100	5,55	-0,46	6,01	88,56	89,19	88,88	61,06	27,82	25	по вхк
9	134	1	-35	0	99	100	100	6,01	-0,09	6,10	89,19	89,30	89,25	61,06	28,19	25	по вхк

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Вторая итерация сработки – наполнения водохранилища маловодного года

								Vвдхр		Zвб							
1	2	3	4	5	6	7	8	Vнач	10	11	12	13	14	15	16	17	18
t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк		dV, км ³	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Nгэс	Nгар
10	150	1	59	0	209	210	100	6,1	0,15	5,95	89,30	89,11	89,21	61,69	27,51	51	по вхк
11	145	1	50	0	195	196	100	5,95	0,13	5,82	89,11	88,94	89,03	61,62	27,40	47	47
12	145	1	105	0	250	251	100	5,82	0,27	5,55	88,94	88,56	88,75	61,89	26,85	59	59
1	68	1	188	0	256	257	100	5,55	0,49	5,06	88,56	87,79	88,17	61,92	26,25	59	59
2	64	1	142,00	0	206	207	100	5,06	0,37	4,69	87,79	87,12	87,45	61,68	25,77	47	47
3	57	1	152	0	209	210	100	4,69	0,39	4,30	87,12	86,26	86,69	61,69	24,99	46	по вхк
4	272	1	-63	0	209	210	100	4,30	-0,16	4,46	86,26	86,64	86,45	61,69	24,75	46	по вхк
5	482	1	-273	0	209	210	100	4,46	-0,71	5,17	86,64	87,97	87,30	61,69	25,61	47	по вхк
6	405	1	-196	0	209	210	100	5,17	-0,51	5,67	87,97	88,74	88,36	61,69	26,66	49	по вхк
7	250	1	-41	0	209	210	100	5,67	-0,11	5,78	88,74	88,89	88,82	61,69	27,12	50	по вхк
8	306	1	-97	0	209	210	100	5,78	-0,25	6,03	88,89	89,22	89,06	61,69	27,36	50	по вхк
9	156	1	-26	0	130	131	100	6,03	-0,07	6,10	89,22	89,30	89,26	61,25	28,01	32	по вхк

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Баланс мощности энергосистем

Месяц	ЭС			проект гэс			сущ гэс.все вместе				тэс			
	Ptmax	P ав.рез	P нагр.рез	Nраб	Nнагр	Nпрем	Nраб	Nав	Nнагр	Nпрем	Nраб	Nнагр	Nав	Nпрем
1	948	75,8	19,0	115	11,5		400	32	8		433	9	35	
2	935	74,8	18,7	102	10,2		400	32	8		433	9	35	
3	913	73,0	18,3	92	9,2	30	400	32	8		421	8	34	
4	887	71,0	17,7	81	8,1		400	32	8		406	8	32	37
5	865	69,2	17,3	75	7,5		400	32	8		390	8	31	60
6	852	68,2	17,0	71	7,1		400	32	8		381	8	30	75
7	852	68,2	17,0	71	7,1		400	32	8	22,0	381	8	30	75
8	865	69,2	17,3	75	7,5		400	32	8	22,0	390	8	31	60
9	887	71,0	17,7	82	8,2		400	32	8	22,0	405	8	32	37
10	913	73,0	18,3	92	9,2		400	32	8	30	421	8	34	
11	935	74,8	18,7	102	10,2		400	32	8		433	9	35	
12	948	75,8	19,0	115	11,5		400	32	8		433	9	35	

Окончание приложения Б

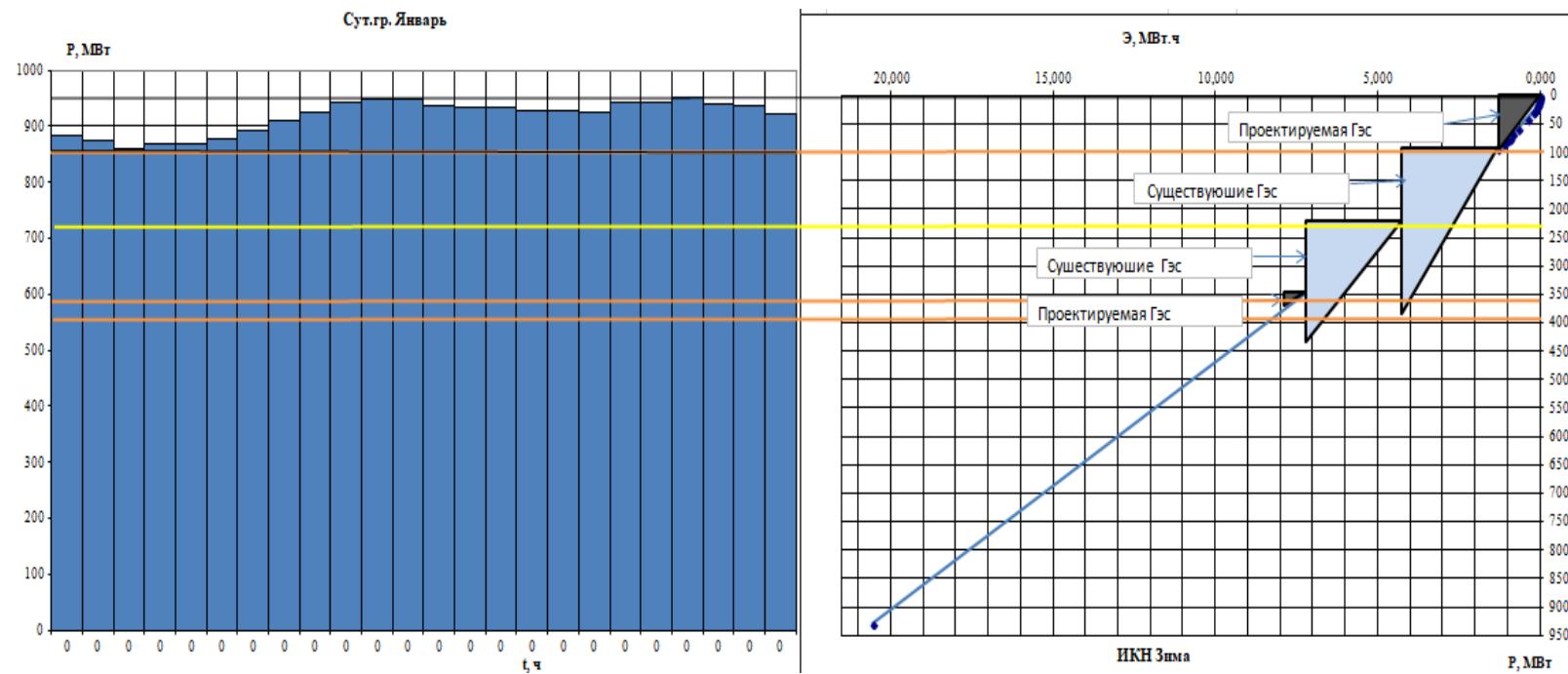


Рисунок Б.1 - Суточный график нагрузки и ИКН за январь с нанесением режима работы, проектируемой
Ондской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 - Результаты расчётов турбины ПЛ30а-В для ряда стандартных диаметров

D1	8	9	10	11
КПД т	4	4,25	4,5	4,75
N' агр	0,92	0,93	0,93	0,93
z' шт	30407,69	34348,41	38530,17	42953,06
Z а	3,95	3,49	3,11	2,79
N агр	4,00	4,00	4,00	3,00
d1	30000,00	30000,00	30000,00	40000,00
n' с	1,04	1,04	1,04	1,05
n синх	158,30	149,03	140,79	133,42
n' max	214,30	200,00	187,50	187,50
n' расч	158,86	157,48	156,28	164,91
n' min	170,57	169,09	167,80	177,07
Q*кпд расч	177,29	175,75	174,41	184,05
Q*кпд max	1,67	1,48	1,32	1,58

Продолжение приложения В

Таблица В.2 - Результаты расчётов турбины ПДЛ30б-В для ряда стандартных диаметров

D1	4,00	4,25	4,50	4,75
КПД т	0,92	0,92	0,93	0,93
N ^o агр	31431,39	35505,31	39828,47	44400,97
z' шт	3,82	3,38	3, 01	2,70
Z а	4,00	4,00	4,00	3,00
N агр	30000,00	30000,00	30000,00	40000,00
d1	1,04	1,04	1,04	1,04
n' с	163,02	153,47	144,99	137,40
n синх	166,70	166,70	150,00	142,80
n' max	123,81	131,51	125,26	125,83
n' расч	132,94	141,20	134,49	135,11
n' min	138,18	146,77	139,79	140,44
Q*кпд расч	1,67	1,48	1,32	1,52
Q*кпд max	1,35	1,20	1,07	1,28

Продолжение приложения В

Таблица В.3 – Результаты расчётов бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения											
	rвх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	7,9	7,49	7,08	6,67	6,25	5,84	5,43	5,02	4,61	4,2	3,79	3,38
bi	6,18	5,74	5,29	4,84	4,4	3,95	3,5	3,05	2,61	2,16	1,71	1,26
rk	5,03	4,91	4,79	4,67	4,55	4,43	4,31	4,19	4,07	3,95	3,83	3,71
rk/ra	1,31	1,28	1,24	1,21	1,18	1,15	1,12	1,09	1,06	1,03	1	0,96
ln(rk/ra)	0,27	0,24	0,22	0,19	0,17	0,14	0,11	0,08	0,06	0,03	0	-0,04
ri/ra	2,05	1,94	1,84	1,73	1,62	1,52	1,41	1,3	1,2	1,09	0,98	0,88
ln(ri/ra)	0,72	0,67	0,61	0,55	0,49	0,42	0,34	0,27	0,18	0,09	-0,02	-0,13
bi*ln(ri/ra)	4,44	3,82	3,22	2,66	2,13	1,65	1,2	0,81	0,47	0,19	-0,03	-0,17
rk*ctgy	18,77	18,32	17,88	17,43	16,98	16,54	16,09	15,64	15,19	14,75	14,3	13,85
rk*ctgy*ln(rk/ra)	5,02	4,46	3,91	3,37	2,84	2,32	1,82	1,33	0,85	0,38	-0,07	-0,51
mi	4,4	3,96	3,51	3,06	2,61	2,17	1,72	1,27	0,83	0,38	-0,07	-0,52
Ji	4,06	3,55	3,06	2,59	2,14	1,73	1,34	0,99	0,68	0,42	0,21	0,06
Φi	187,5	163,79	141,04	119,35	98,83	79,61	61,83	45,68	31,38	19,2	9,5	2,71

Окончание приложения В

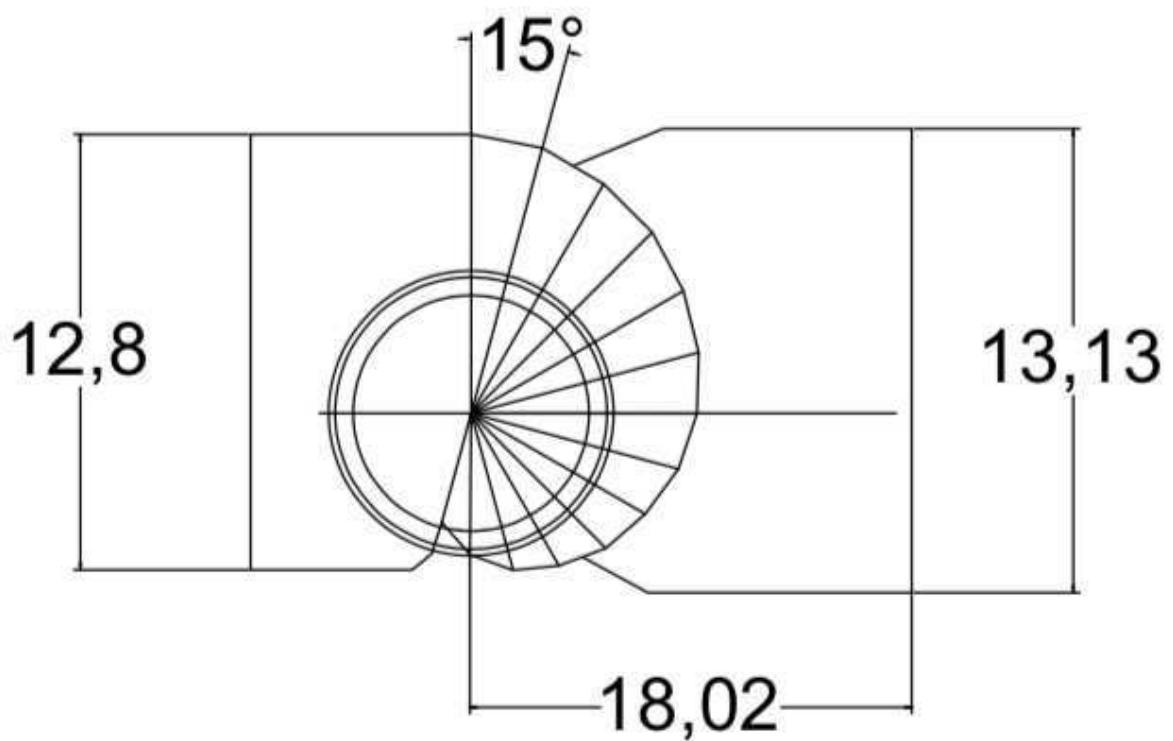
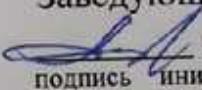


Рисунок В.1 – спиральная камера

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

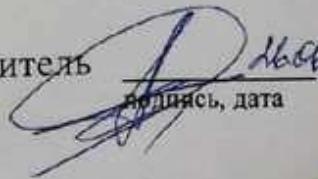
УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
A.А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия
«02» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01-Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОНДСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОНДА.
КОМПАНОВКА И РАСЧЕТ ПОКРЫТИЯ МАШИННОГО ЗАЛА.**

Руководитель



и.о.,
подпись, дата

Старший преподаватель

СШФСФУ

должность

Н.А Эклер

и.ф.н., фамилия

Выпускник

26.06.20
подпись, дата

В.С Туляков

и.ф.н., фамилия

Саяногорск 2020