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

Кафедра гидротехнических сооружений и гидравлических машин

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯКУТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШАЯ ЧУКОЧЬЯ. ЖЕЛЕЗОБЕТОН ДЛЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА. ЗОНИРОВАНИЕ БЕТОНА В ТЕЛЕ ПЛОТИНЫ. ТРЕБОВАНИЯ БЕТОНА В РАЗЛИЧНЫХ ЗОНАХ

Руководитель _____ _____ Н.Н. Королькова
подпись,дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ ЗСБ15-01 С.В. Иванков
подпись,дата номер группы инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Якутской ГЭС на реке Большая Чукочья. Железобетон для гидротехнического строительства. Зонирование бетона в теле плотины. Требования бетона в различных зонах»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Организация и производство гидротехнических работ	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Технико-экономическое Обоснование	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия

Нормоконтролер	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЯКУТСКОЙ ГЭС 6
ВВЕДЕНИЕ……..…..8
1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС 9
1.1 Природные условия, назначение, характеристики 9
1.1.1 Климат 9
1.1.2 Гидрологические данные 9
1.1.3 Характерные бытовые расходы воды: 9
1.1.4 Отметки: 10
1.1.5 Назначение гидроузла: энергетический. 10
1.1.6 Установленная мощность ($N_{уст}$) – 484 МВт; 10
1.1.7 Полезный объем водохранилища – 7,74 км^3; 10
1.1.8 Параметры здания ГЭС: 10
1.1.9 Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа 10
2 Водно-энергетические расчеты 11
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока 11
2.2 Построение нагрузки графиков энергосистемы 14
2.3 Расчет режимов работы ГЭС с учётом требований водохозяйственной системы 23
2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году и средневодном году 28
2.5 Построение режимного поля 32
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов 34
3 Выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования 36
3.1 Выбор числа и типа агрегатов 36
3.1.1 Построение режимного поля 36
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам 38
3.2 Гидротурбины и их проточная часть 43
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины 43
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части 44
3.2.3 Расчет вала и подшипников 46
3.2.4 Расчет подшипника 46
3.3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки 48
3.4 Выбор электрогидравлического регулятора 49
3.5 Выбор гидрогенератора 49
4 Компоновка сооружений гидроузла 50
4.1 Проектирование бетонной водосливной плотины 50
4.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения 50
4.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины 50
4.1.3 Определение отметки гребня бетонной плотины 53

4.2 Гидравлические расчёты 53
4.2.1 Определение ширины водосливного фронта. 54
4.2.2 Определение отметки гребня водослива. 55
4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода 57
4.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе 60
4.2.5 Расчет водобойного колодца 61
4.3 Конструктивные элементы плотины 63
4.3.1 Расчет водобойной плиты 63
4.3.2 Определение ширины подошвы плотины 65
4.3.3 Дренаж в теле бетонной плотины 65
4.3.4 Дренажные устройства в основании 66
4.3.5 Разрезка бетонной водосливной плотины швами 67
4.3.6 Пропуск расходов через глубинные водосбросы 69
4.4 Статические расчёты плотины 70
4.5 Расчёт прочности плотины 74
4.6 Критерии прочности плотины 76
4.7 Расчёт устойчивости плотины 77
5 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах 79
5.1 Периоды строительства ГЭС 79
5.2 Этапы возведения сооружений и пропуск строительных расходов 79
5.3 Первый этап. Возведение сооружений для перекрытия русла 83
5.4 Второй этап 91
5.5 Третий этап 92
5.6 Гидравлический расчет пропуска расходов II очереди через донные отверстия 92
5.7 Четвертый этап 94
5.8 Пятый этап 95
5.9 Определение объемов работ 95
6 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .. 96
6.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии 96
6.2 Текущие расходы по гидроузлу 96
6.3 Налоговые расходы 98
6.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности 99
6.5 Оценка инвестиционного проекта 100
6.5.1 Методология, исходные данные 100
6.5.2 Коммерческая эффективность 101
6.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства 101
6.7 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища 102
6.8 Отходы, образующиеся при строительстве 104
6.9 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации 105
7 Пожарная безопасность. Охрана труда. 107
7.1 Общие требования к пожарной безопасности 107

7.1.1 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС 109
7.2 Охрана труда Якутской ГЭС 111
8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Якутского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность 114
8.1 Общие сведения о районе строительства 114
8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства 115
8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища 116
8.4 Отходы, образующиеся при строительстве 118
8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации 119
9 Железобетон для гидротехнического строительства. 120
9.1 Общие сведения. 120
9.2 Применение. Преимущества и недостатки. 120
9.3 Классификация, технические характеристики 121
9.4 Компоненты 123
9.5 Зонирование бетона в теле плотины. 124
9.6 Требования к бетону в различных зонах. 126
9.7 Подбор состава тяжелого бетона 127
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 130
ПРИЛОЖЕНИЕ А Паспорт качества на цемент 132
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Паспорт качества щебень 20-40 133
ПРИЛОЖЕНИЕ В Паспорт качества на песок строительный 134

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЯКУТСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки……..……Большая Чукочья;
2. Местонахождение ГЭС……..……Республика Якутия;
3. Характерные расходы воды:

а) среднемноглетний……..……..…798 $м^3/с$
б) всех турбин……2100 $м^3/с$
в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%;…….…….1561 $м^3/с$
0,01%;…….....1407 $м^3/с$
г) минимальный……..……..100 $м^3/с$

4. Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока…….годовой;
б) отметка: НПУ……..…….50,00 м;
ФПУ…….51,00 м;
УМО…….33,45 м;
в) объёмы:

- полный……..……..16,4 $км^3$;
- полезный……7,74 $км^3$;

5. Напоры ГЭС:

а) максимальный……..……38,5 м;
б) расчётный……..……...25,5 м;
в) минимальный……..…….....20,7 м;

6. Энергетический характеристики:

а) мощность:
установленная……..484МВт;
гарантированная……..323МВт;
б) среднемноголетняя выработка энергии…….……....1,47 млрд кВт-ч.

7. Плотины:

а) бетонная водосливная плотина, …….……материал бетон;
б) бетонная станционная часть……..…….материал бетон;
в) здание ГЭС приплотинного типа……..……...материал бетон;

8. Водосбросные сооружения:

а) станционная……..……..материал бетон;
б) водосливная……..……..материал бетон;

9. Водосбросные сооружения:

а) тип…….поверхностный водослив;
б) число и размер пролётов…… ……2шт. по 10 м;
в) общая длина……493 м;
г) максимальная высота……52,8 м;

10. Основное оборудование:

а) тип турбины……Поворотно-лопастные;
б) тип генератора……..……СВ-1070/145-60;
в) мощность генератора…….…….89,3 МВт;
г) количество агрегатов……..……..6 шт.

11. Технико-экономические показатели:

а) удельные капиталовложения……...…140600,00 руб./кВт;
б) себестоимость энергии…… 0,084 руб./кВт-ч;
в) срок окупаемости……..4лет 11 месяцев.

ВВЕДЕНИЕ

Целью настоящей выпускной квалификационной работы является проектирование технологической части гидроэлектростанции в условиях, максимально приближенных к реальным. Основная особенность реальных условий проектирования состоит в необходимости учета работы ГЭС в двух больших системах: энергетической и водохозяйственной, каждая из которых представляет собой сложный комплекс производителей и потребителей определённой продукции для народного хозяйства.

Современный промышленный комплекс республики ориентирован на добычу и обогащение минерального сырья: уголь, оловянные и урановые руды. Месторождения угля разрабатываются в центре, на юге и на востоке Якутии. Оловянные руды добываются в районе Верхоянска. На базе бурого и каменного угля и Вилюйской ГЭС формируется современный топливно-энергетический комплекс. В настоящее время Республика Якутия имеет хорошо развитую алмазодобывающую промышленность и инфраструктуру. Алмазы добывают на востоке республики, в районе г. Мирный.

Согласно прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации, на период до 2032года, основными направлениями в сфере развития промышленности Республики Якутия являются: устойчивый рост промышленного производства и повышение его социально-экономической эффективности в добывающем секторе, наибольшую долю в котором занимают производство строительных материалов, лесная и деревообрабатывающая промышленность, добыча природного газа, угля и нефти. Основными направлениями деятельности являются:

- добыча алмазов, Якутия является лидером по объемам добычи, на долю местной промышленности приходится 82% всех добываемых алмазов.

- созданием новых мощностей лесопильных производств, переработка низкосортной древесины; повышение использования отходов лесопиления в биоэнергетике, развитие производства топливных гранул и брикетов;

- объемы производство нефтепродуктов останутся на оптимальном уровне, позволяющим обеспечить потребности региона и реализовать продукцию на территории Республики Якутия и в близлежащих регионах.

Для обеспечения успешной реализации потенциала развития Республики Якутия, а также энергетической безопасности России в целом, создания стратегического резерва мощностей, дальнейшего развития энергосистемы и создания в перспективе международной энергетической инфраструктуры необходимо строительство гидроэлектростанций.

Целью данной бакалаврской работы является проработка основных этапов проектирования Якутской ГЭС на реке Большая Чукочья, поиск оптимальных проектных решений.

1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Природные условия, назначение, характеристики

1.1.1 Климат

Климат в районе строительства Якутского гидроузла субарктический, с продолжительной холодной, малоснежной зимой и коротким холодным летом.

Характеристика климатических условий:

– Температура воздуха среднегодовая -12,7°С.

– Средняя температура самого теплого месяца – июля +13,9°С.

– Абсолютный максимум температуры +21,1°С.

– Средняя температура самого холодного месяца – января -35,8°С. Абсолютный минимум температуры -51,2°С.

1.1.2 Гидрологические данные

Большая Чукочья – река в Якутии, впадает в Восточно-Сибирское море. Равнинная река, берет свое начало из озера Усун-Кюель. Течет с юга на север по Колымской низменности, по тундре среди многочисленных тундровых озёр и впадает в Восточно-Сибирское море. Длина реки - 758 км, площадь бассейна - 19 800 кв. км. Питание реки смешанное: подземное – 20%, дождевое – 10 % и снеговое –70 %. Замерзает с октября по май. Множество притоков, из которых наиболее крупные Савва-Юрях, Олёр, Семен-Юрях.Крупные населённые пункты в ВБ и НБ отсутствуют.

В основании реки Большая Чукочья – мергели. По геологической карте определено, что в районе створа Якутской ГЭС нет зон тектонического контакта. Ширина створа по гребню – 493,0 м. Створ представлен на рисунке 1.1.

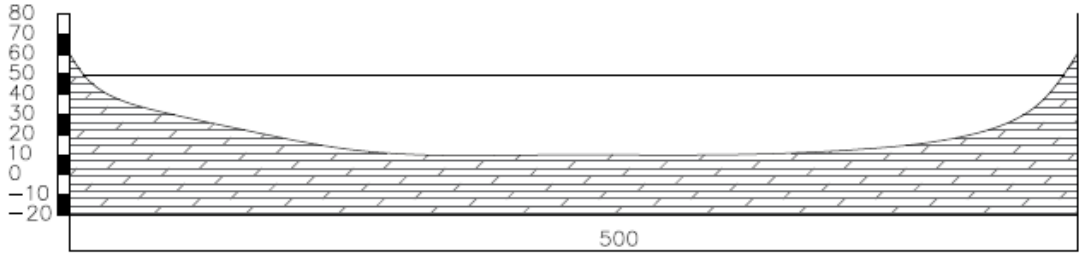


Рисунок 1.1 – Створ Якутского гидроузла

1.1.3 Характерные бытовые расходы воды:

а) максимальный основной расход – 1292 м^3/с;

б) максимальный поверочный расход – 1552 м^3/с;

в) расход вхк – 200 м^3/с;

1.1.4 Отметки:

а) нормального подпорного уровня (НПУ) – 50 м;
б) форсированного уровня воды (ФПУ) – 51 м;
в) отметка уровня мертвого объема (УМО) – 33,45 м;
г) отметка дна – 10 м.

1.1.5 Назначение гидроузла: энергетический.

1.1.6 Установленная мощность ($N_{уст}$) – 484 МВт;

1.1.7 Полезный объем водохранилища – 7,74 км^3;

1.1.8 Параметры здания ГЭС:

а) турбина – ПЛ40а-В-670;
б) Hmin=20,7 м;
в) Расход через 1 агрегат ГЭС ($Q_{1\ агрегат\ ГЭС}$): 202 м^3/с;
г) Количество турбин – 6.

1.1.9 Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

Кривые связи представлены на рисунке 1.2.

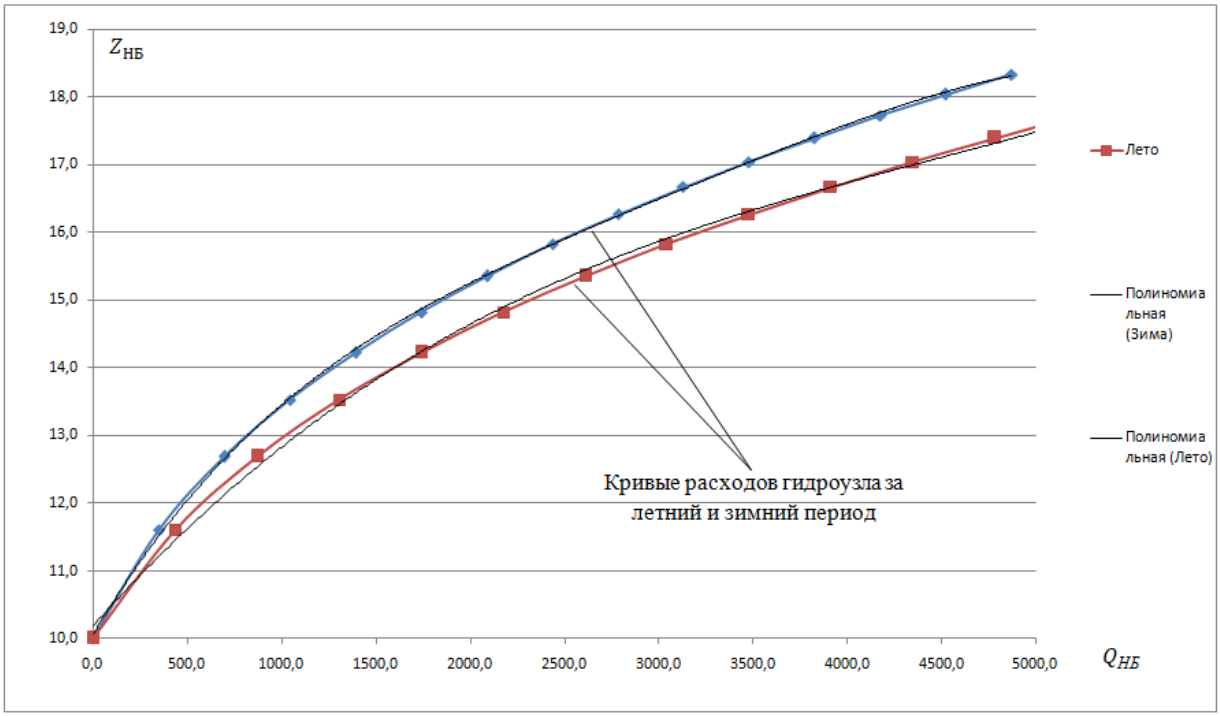


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

2 Водно-энергетические расчеты

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

Целесообразно разделить года на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Отнесу к половодью месяцы, в которых, расходы больше или равны среднегодовому расходу, тогда основные месяцы составят маловодный период. На период межени относятся месяцы: I, II,III,X,XI, XII. На период половодья: IV,V,VI,VII,VIII,IX. Так же вычислю средние расходы и обеспеченность каждого года.

Обеспеченность определяется по формуле:

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов;

n – общее число членов ряда.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодья и межени представлены на рисунке 2.1.

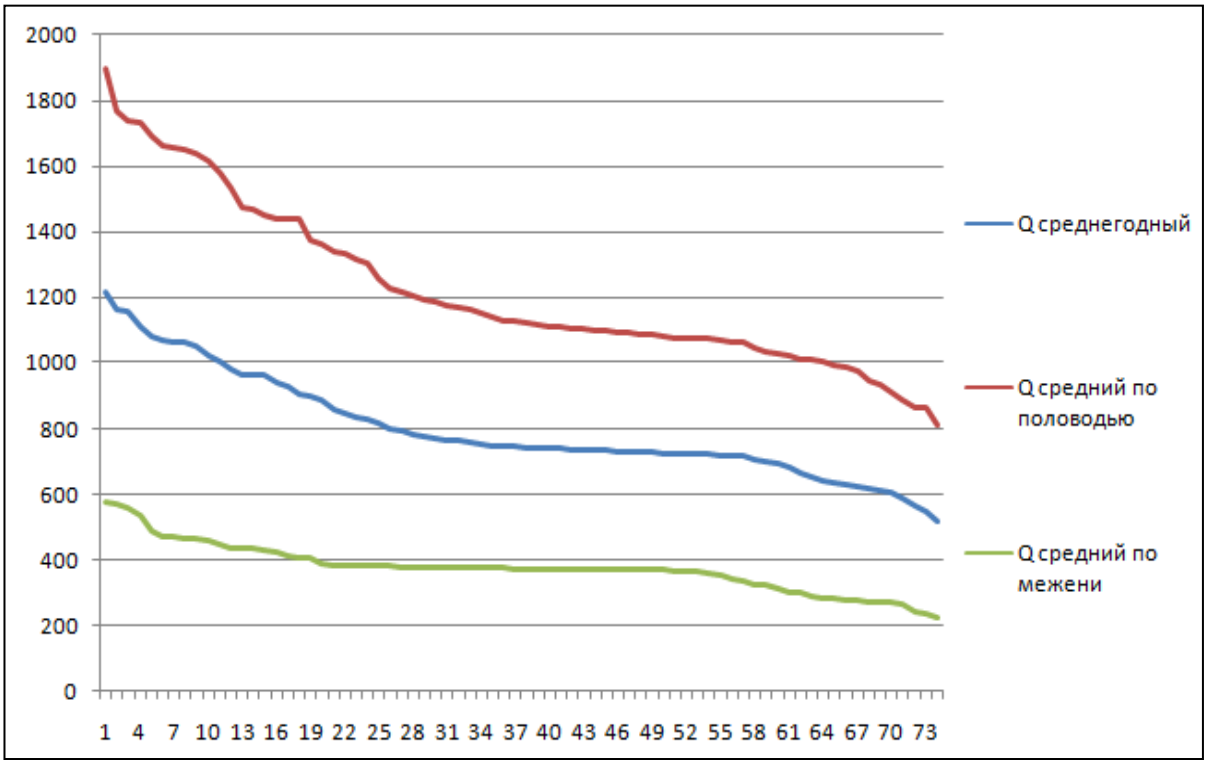


Рисунок 2.1 – Средние расходы по годам, по половодью и по межени

2.1.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

По кривой обеспеченности годовых расходов необходимо определить год расчётной обеспеченности 50%, т.к. он отсутствует, произведём выбор между

49% - 1953 и 51% - 1952. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 49% (1953 год).

По межени:

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{1995}}{Q_{1953}} = \frac{374}{371} = 1{,}008$$

По половодью:

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{1963}}{Q_{1953}} = \frac{1125}{1119} = 1{,}005$$

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 51% (1952 год).

По межени:

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{1953}}{Q_{1952}} = \frac{371}{371} = 1{,}00$$

По половодью:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{1953}}{Q_{1952}} = \frac{1119}{1115} = 1{,}004$$

За средневодный год (50%) принимаем 1952, поскольку его коэффициенты более близки к единице.

Корректировка расчётного средневодного года. Если в средневодном году, какой-либо месяц имеет расход меньший, чем в маловодном году, то необходимо увеличить его расход за счёт другого месяца, обязательно относящегося к тому же сезону.

Расходы средневодного года необходимы для расчёта среднемноголетней выработки гидроузла. Сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчётный средневодный год без приведения и с приведением по половодью и межени

янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
422	400	447	761	1241	1295	1397	1299	697	420	304	231
422	400	447	1143	1346	1220	1152	924	910	420	224	331

Примечание: зеленым цветом обозначено половодье.

2.1.2 Выбор расчётного маловодного года (P=90%)

По кривой обеспеченности годовых расходов необходимо определить год расчётной обеспеченности 90%, т.к. он отсутствует, произведём выбор между 89% - 1997 и 91% - 1983. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 89% (1997 год).

По межени:

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{1977}}{Q_{1997}} = \frac{279}{269} = 1{,}04$$

По половодью:

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{1997}}{Q_{1997}} = \frac{977}{977} = 1{,}00$$

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 91% (1983год).

По межени:

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{1994}}{Q_{1983}} = \frac{274}{243} = 1{,}12$$

По половодью:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{2001}}{Q_{1983}} = \frac{945}{987} = 0{,}96$$

За маловодный год (90%) принимаем 1997, поскольку его коэффициенты более близки к единице.

Расходы маловодного года используются в расчётах установленной мощности, проектируемой ГЭС. Расчеты сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётный маловодный год без приведения и с приведением по половодью и межени

янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
311	286	305	1033	1247	848	945	904	882	281	168	263
323	297	317	1033	1247	848	945	904	882	293	175	273

Примечание: зеленым цветом обозначено половодье.

2.2 Построение нагрузки графиков энергосистемы

Данные: Энергосистема (типовой график нагрузки) Восток. Годовой максимум генерации энергосистемы на 30 декабря 2017 года: 5454 МВт. Нагрузка электрических станций на максимум января 2010 года 4369 МВт (без учёта Николаевской ТЭЦ установленной мощностью 130 МВт). Число часов использования 6100 ч.

Суточный график:

Используя план генерации и потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы [1] можем получить суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов, строятся по данным таблиц 2.3 и 2.4, графики на рисунках 2.2 и 2.3.

Летние сутки:

Таблица 2.3 – План генерации и потребления ОЭС Востока на 01.07.2017 г.

Время Мск	Мощность генерации (МВт)	Мощность потребления (МВт)
01-07-2017 00:00	2656	2340
01-07-2017 01:00	2757	2439
01-07-2017 02:00	2972	2649
01-07-2017 03:00	3234	2874
01-07-2017 04:00	3361	3001
01-07-2017 05:00	3390	3029
01-07-2017 06:00	3359	2997
01-07-2017 07:00	3362	2997
01-07-2017 08:00	3319	2953
01-07-2017 09:00	3271	2910
01-07-2017 10:00	3289	2930
01-07-2017 11:00	3326	2967
01-07-2017 12:00	3376	3014
01-07-2017 13:00	3363	2998
01-07-2017 14:00	3404	3034
01-07-2017 15:00	3488	3120
01-07-2017 16:00	3507	3144
01-07-2017 17:00	3370	3004
01-07-2017 18:00	3102	2672
01-07-2017 19:00	2831	2488
01-07-2017 20:00	2717	2379
01-07-2017 21:00	2665	2329
01-07-2017 22:00	2640	2305
01-07-2017 23:00	2663	2328
02-07-2017 00:00	2807	2471

Целесообразно отдать предпочтение генерации потреблению, не учитывая различные потери на ЛЭП и КПД электроустановок, поскольку сеть загружена величиной именно сгенерированной мощности.

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам, представленным в таблице 2.4:

Таблица 2.4 – Координаты для построения ИКН летних суток

$P_{ранж}$, МВт	ΔP, МВт	Δt	ΔP·Δt	Э, МВт.ч	Координата по Р
3507	0	0	0	0	0
3488	19	1	19	19	19
3404	84	2	168	187	103
3390	14	3	42	229	117
3376	14	4	56	285	131
3370	6	5	30	315	137
3363	7	6	42	357	144
3362	1	7	7	364	145
3361	1	8	8	372	146
3359	2	9	18	390	148
3326	33	10	330	720	181
3319	7	11	77	797	188
3289	30	12	360	1157	218
3271	18	13	234	1391	236
3234	37	14	518	1909	273
3102	132	15	1980	3889	405
2972	130	16	2080	5969	535
2831	141	17	2397	8366	676
2757	74	18	1332	9698	750
2717	40	19	760	10458	790
2665	52	20	1040	11498	842
2663	2	21	42	11540	844
2656	7	22	154	11694	851
2640	16	23	368	12062	867
75422	2640	24	63360	75422	3507

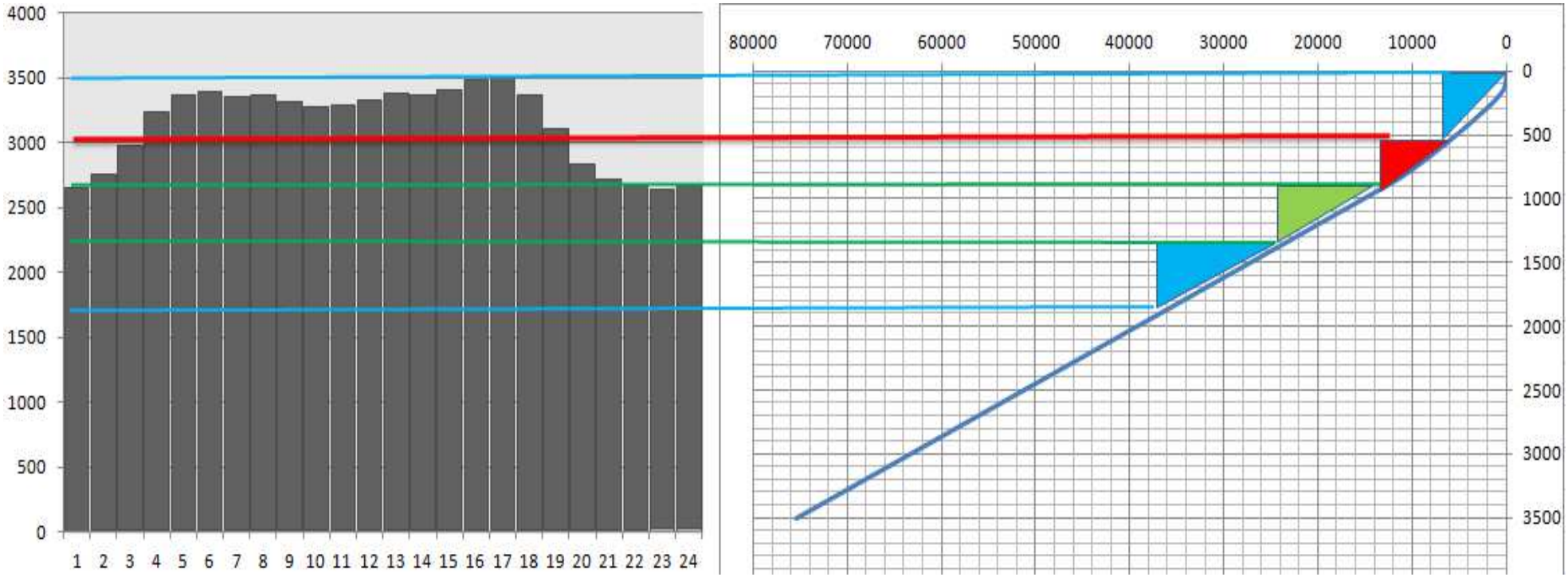


Рисунок 2.2 – ИКН летних суток

Синим цветом обозначена существующая Зейская ГЭС установленной мощностью 1330 МВт и суточной летней выработкой 12398 МВт.ч; зеленым цветом обозначена существующая Бурейская ГЭС + Нижне-Бурейская ГЭС установленной мощностью 2010 МВт, но фактически выдающая 1005 МВт и суточной летней выработкой 13858 МВт.ч.

Зимние сутки:

Таблица 2.5 – План генерации и потребления ОЭС Востока на 30.12.2017

Время Мск	Мощность генерации (МВт)	Мощность потребления (МВт)
30-12-2017 00:00	4601	4407
30-12-2017 01:00	4873	4679
30-12-2017 02:00	5123	4926
30-12-2017 03:00	5291	5084
30-12-2017 04:00	5302	5092
30-12-2017 05:00	5243	5031
30-12-2017 06:00	5202	4923
30-12-2017 07:00	5040	4826
30-12-2017 08:00	5046	4753
30-12-2017 09:00	4951	4737
30-12-2017 10:00	5026	4716
30-12-2017 11:00	5066	4758
30-12-2017 12:00	5340	5027
30-12-2017 13:00	5454	5131
30-12-2017 14:00	5363	5039
30-12-2017 15:00	5312	5016
30-12-2017 16:00	5126	4834
30-12-2017 17:00	4928	4638
30-12-2017 18:00	4665	4378
30-12-2017 19:00	4502	4226
30-12-2017 20:00	4463	4117
30-12-2017 21:00	4247	4056
30-12-2017 22:00	4305	4040
30-12-2017 23:00	4342	4076
31-12-2017 00:00	4380	4190

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в таблице 2.6:

Таблица 2.6 – Координаты для построения ИКН зимних суток

$P_{ранж}$, МВт	ΔP, МВт	Δt	ΔP·Δt	Э, МВт.ч	Координата по Р
3507	0	0	0	0	0
3488	19	1	19	19	19
3404	84	2	168	187	103
3390	14	3	42	229	117
3376	14	4	56	285	131
3363	7	6	42	357	144
3362	1	7	7	364	145
3361	1	8	8	372	146
3359	2	9	18	390	148
3326	33	10	330	720	181
3319	7	11	77	797	188
3289	30	12	360	1157	218
3271	18	13	234	1391	236

Окончание таблицы 2.6

$P_{ранж}$, МВт	ΔP, МВт	Δt	ΔP·Δt	Э, МВт.ч	Координата по Р
3234	37	14	518	1909	273
3102	132	15	1980	3889	405
2972	130	16	2080	5969	535
2831	141	17	2397	8366	676
2757	74	18	1332	9698	750
2717	40	19	760	10458	790
2665	52	20	1040	11498	842
2663	2	21	42	11540	844
2656	7	22	154	11694	851
2640	16	23	368	12062	867
75422	2640	24	63360	75422	3507

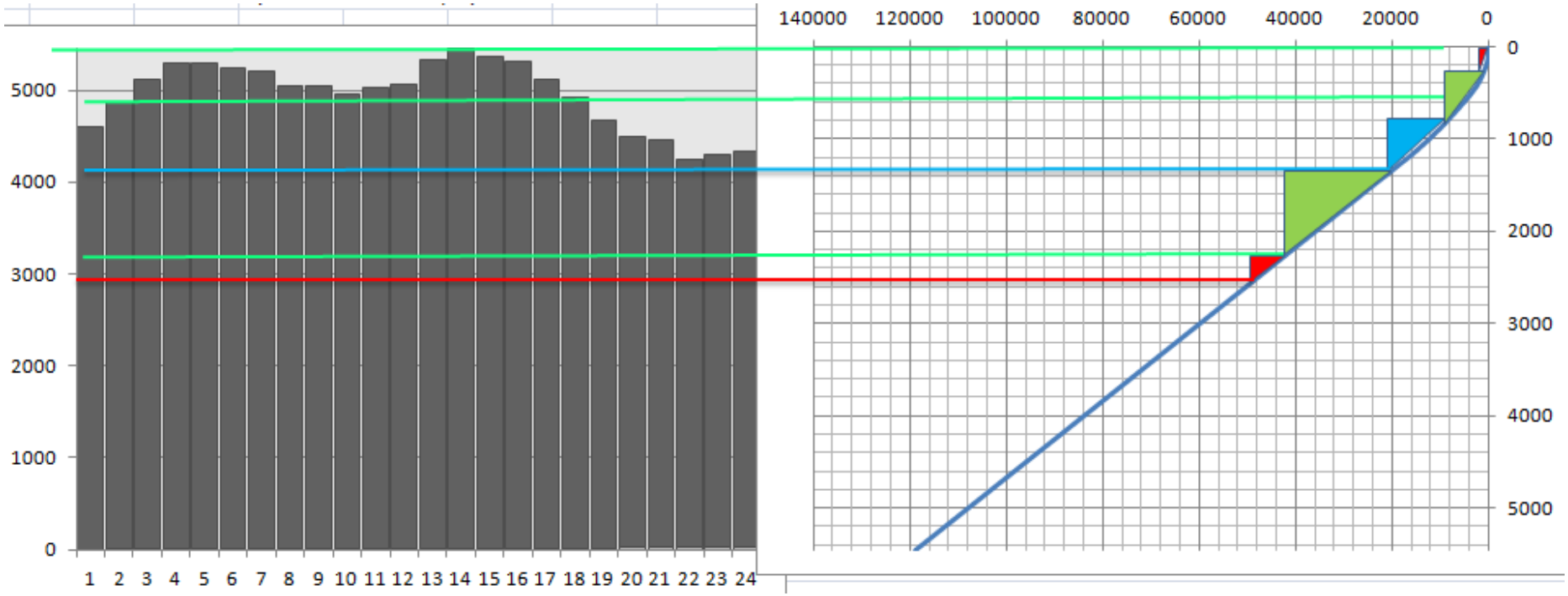


Рисунок 2.3 – ИКН зимних суток

Синим цветом обозначена существующая Зейская ГЭС установленной мощностью 1330 МВт и суточной зимней выработкой 12866 МВт.ч; зеленым цветом обозначена существующая Бурейская ГЭС + Нижне-Бурейская ГЭС установленной мощностью 2010 МВт, но фактически выдающая 1005 МВт и суточной зимней выработкой 15777 МВт.ч.

Годовые графики:

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^o \cdot \mathrm{t} - 15^o) \quad (2.2)$$

где t – порядковый номер месяца в году,

$$a = \frac{P_c^{max} + P_л^{max}}{2} = \frac{5454 + 3507}{2} = 4480{,}5, \quad (2.3)$$

$$b = \frac{P_c^{max} - P_л^{max}}{2} = \frac{5454 - 3507}{2} = 973{,}5, \quad (2.4)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$\overline{P_t} = P_t^{max} \cdot B_t^{сут} \cdot \sigma_{мес} \quad (2.5)$$

где $B_t^{сут}$– коэффициент плотности суточного графика нагрузки t–го месяца,

$\sigma_{мес}$- коэффициент внутри месячной неравномерности нагрузки ($\sigma_{мес} = 0{,}95$)

Поскольку $B_t^{сут}$ известен только для лета (июня-июля) и зимы (января-декабря), то промежуточные значения найду следующим образом:

$$B_{t\,зим}^{сут} = \frac{P_{t\,ср\,зим}}{P_{t\,зим}^{max} \cdot \sigma_{мес}} = \frac{4950}{5454 \cdot 0{,}95} = 0{,}955 \quad (2.6)$$

где $P_{t\,ср\,зим}$- средняя мощность из суточного графика зимы,

$P_{t\,зим}^{max}$-максимальная мощность из суточного графика зимы;

$$B_{t\,лет}^{сут} = \frac{P_{t\,ср\,лет}}{P_{t\,лет}^{max} \cdot \sigma_{мес}} = \frac{3143}{3507 \cdot 0{,}95} = 0{,}943, \quad (2.7)$$

где $P_{t\,ср\,лет}$- средняя мощность из суточного графика лета,

$P_{t\,лет}^{max}$-максимальная мощность из суточного графика зимы.

Далее распределю равномерно величину $B_t^{сут}$ в промежутке от лета, до зимы. Зная что между июлем и январём находится 5 месяцев, найду разницу между $B_{t\,зим}^{сут}$ и $B_{t\,лет}^{сут}$ и разделю значение на 5, тем самым получив шаг:

$$шаг = (B_{t\,зим}^{сут} - B_{t\,лет}^{сут})/5 = (0{,}955 - 0{,}943)/5 = 0{,}0024 \quad (2.8)$$

Вычислив шаг, могу увеличивать от $B_{t\,\text{лет}}^{\text{сут}}$ до $B_{t\,\text{зим}}^{\text{сут}}$ каждый месяц на величину шага, тем самым получив равномерное распределение (таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Максимальная нагрузка энергосистемы, среднемесячные нагрузки энергосистемы, коэффициент плотности

Номер месяца, t	Максимальная нагрузка энергосистемы P_t^{max},МВт	Среднемесячные нагрузки энергосистемы P_t, МВт	Коэффициент плотности суточного графика нагрузки $B_t^{\text{сут}}$
1	5422	4919	0,955
2	5170	4678	0,953
3	4733	4273	0,950
4	4229	3808	0,948
5	3792	3406	0,945
6	3540	3171	0,943
7	3540	3171	0,943
8	3792	3406	0,945
9	4229	3808	0,948
10	4733	4272	0,950
11	5170	4678	0,953
12	5422	4919	0,995

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.4. Так же на рисунке 2.4 представлена проверка вышеизложенных расчётов, прямая линия, отображающая среднюю мощность за летний суточный график должна совпадать с началом (самое маленькое значение) среднемесячной нагрузкой энергосистемы; а линия, представляющая среднюю мощность за зимний суточный график, должна совпадать с концом (самое большое значение) среднемесячной нагрузкой энергосистемы. Наряду с этим, максимумы летнего и зимнего графика нагрузки энергосистемы должны являться началом и соответственно концом графика максимальной нагрузки энергосистемы.

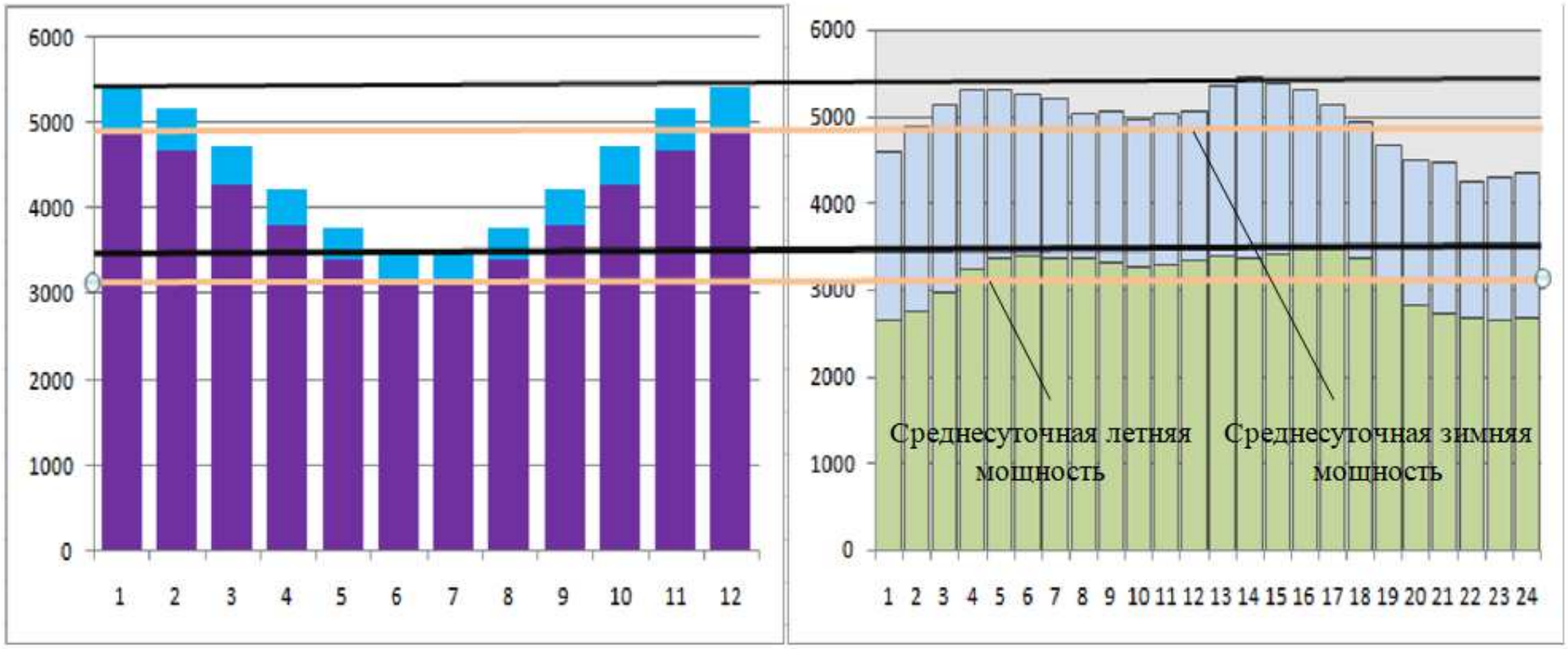


Рисунок 2.4 – Графики максимальных и среднемесячных мощностей в сопоставлении с суточными зимним и летним графиком нагрузки ЭС Восток (голубым цветом представлен суточный зимний график, зелёным – летний)

2.3 Расчет режимов работы ГЭС с учётом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках курсового проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

По заданным координатам (таблица 2.8) построю кривую расходов гидроузла (рис. 2.5).

Таблица 2.8 – Координаты кривой расходов гидроузла

Zнб, м	$Q_{\text{зимы}}$, м3/с	$Q_{\text{лета}}$, м3/с
10,0	0,0	0,0
11,6	348,0	435,0
12,7	696,0	870,0
13,5	1044,0	1305,0
14,2	1392,0	1740,0
14,8	1740,0	2175,0
15,4	2088,0	2610,0
15,8	2436,0	3045,0
16,3	2784,0	3480,0
16,7	3132,0	3915,0
17,0	3480,0	4350,0
17,4	3828,0	4785,0
17,7	4176,0	5220,0
18,0	4524,0	5655,0
18,3	4872,0	6090,0

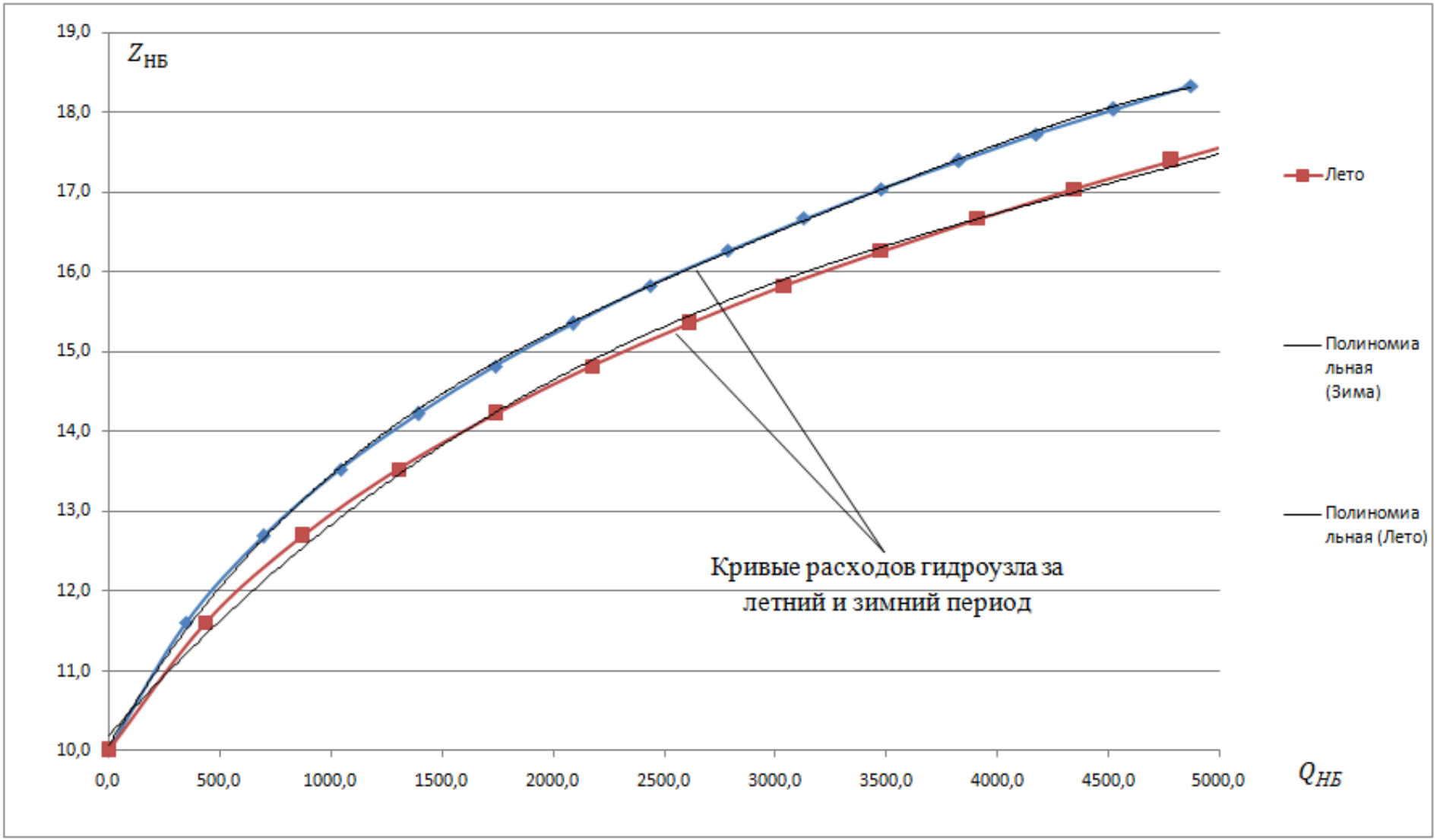


Рисунок 2.5 – Кривая расходов гидроузла в нижнем бьефе

Опишу кривую расходов гидроузла для зимы полиномом 4-го порядка, опытным путём подобран именно полином 4-го порядка, который хоть и не в точности описывает кривую расходов, зато выдаёт формулу самой большой точности, и что самое важное, верность уравнения подтверждена на значениях, выходящих за предел кривой по исходным данным, а кривую расходов лета – полиномом 3-го порядка.

Полученная полиномиальная формула для кривой расходов зимнего и летнего периодов:

$$Z_{НБ\ зимы} = 2{,}53287693575725E-14Q^4 + 3{,}2311860314666E- \\ -10Q^3 - 1{,}58433967197078E-06 \cdot Q^2 + \\ + 0{,}00466852019012737 \cdot Q + 10{,}0630281512763; \quad (2.9)$$

$$Z_{НБ\ лета} = 3{,}90733181576027E-11Q^3 - 5{,}29641280716989E- \\ -7Q^2 + 1{,}58433967197078E-06 \cdot Q^2 + \\ + 0{,}00312849857734676 \cdot Q + 10{,}1905188039143 \quad (2.10)$$

Рассчитаю режим проектируемой ГЭС. Вычисляю значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.11)$$

где k_N=8,2 - коэффициент мощности.

$$Q_{\text{полез}} = Q_{90\%\ \text{быт}} - Q_{\text{потреб}} - -Q_{\text{фил}} - Q_{\text{исп}} \pm Q_{\text{льда}}, \quad (2.12)$$

где H – подведённый напор.

Подведённый напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h; \quad (2.13)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇НПУ,

$Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{полез}})$ уровень нижнего бьефа,

Δh - потери напора в подводящем тракте.

Затем рассчитываю мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{вхк}} \cdot H, \quad (2.14)$$

где $Q_{\text{вхк}}$ – расход ожидаемый водопотребителями хозяйственных нужд в нижнем бьефе.

Расчёты сведу в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Расчёт режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q 90% быт	323	297	317	1033	1247	848	945	904	882	293	175	273
Q потреб	1	1	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1
Q фильтрации	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q испарения	0	0	0	0	3	5	5	3	3	0	0	0
Q льд	-5	-1	0	1	3	5	3	3	0	0	-2	-7
Q полезный	316	294	313	1030	1243	844	940	901	876	291	171	264
Zвб	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Zнб	11,4	11,3	11,4	12,9	13,3	12,5	12,7	12,6	12,6	11,3	10,8	11,2
H	38,1	38,1	38,1	36,6	36,1	37,0	36,8	36,8	36,9	38,2	38,6	38,3
Nгэс быт МВт	99	92	98	309	368	256	283	272	265	91	54	83
Qвхк	200	200	300	500	500	500	600	400	300	290	100	100
Nгэс вкх МВт	63	63	94	155	155	155	185	125	94	94	32	32

Примечание: голубым цветом обозначены месяцы, относящиеся к зимнему периоду, жёлтым – к летнему периоду.

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку обеспеченностью 90% и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Сравнение режимов работы по $Q_{\text{быт}}$ и $Q_{\text{вхк}}$

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сумма
$N_{\text{разницы}}$	36	29	34	230	289	177	204	193	171	-3	22	51	1433

Примечание: 10 месяц – месяц начала сработки водохранилища, поскольку это месяц с расходами ВХК превышающими сток, он назначен месяцем начала сработки.

Колонка сумма в таблице 2.11 показывает дефицитную мощность, которую мы можем распределить на месяцы регулирования в энергосистеме.

Отображу режим работы существующих станций и проектируемой на годовом графике нагрузок рис. 2.6. Для этого необходимо знать среднемесячную выработку существующих ГЭС, представленных в таблице 2.11.

На годовом графике мощностей указана гарантированная мощность проектируемой ГЭС – мощность из ячейки «сумма» таблицы 2.11 – это свободная мощность, распределяемая на количество месяцев регулирования, их количество принимаем равное четырём.

Таблица 2.11 – Гарантированные мощности и выработка, существующих ГЭС энергосистемы Восток

месяца	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
Э Бурейская + Нижне-Бурейская ГЭС МВт·ч	473000	473000	473000	411000	411000	411000	425000	425000	425000	465000	465000	465000
Э Зейская ГЭС МВт·ч	434000	406000	420000	370000	400000	399000	380000	390000	399000	420000	432000	450000
Nгарант Зейская ГЭС МВт	583	604	565	514	538	554	511	524	554	565	600	605
Nгарант Бурейская + Нижне-Бурейская ГЭС МВт	219	219	219	188	188	188	192	192	192	211	211	211
Суммарная мощность МВт	802	823	784	702	726	742	703	716	746	776	811	816

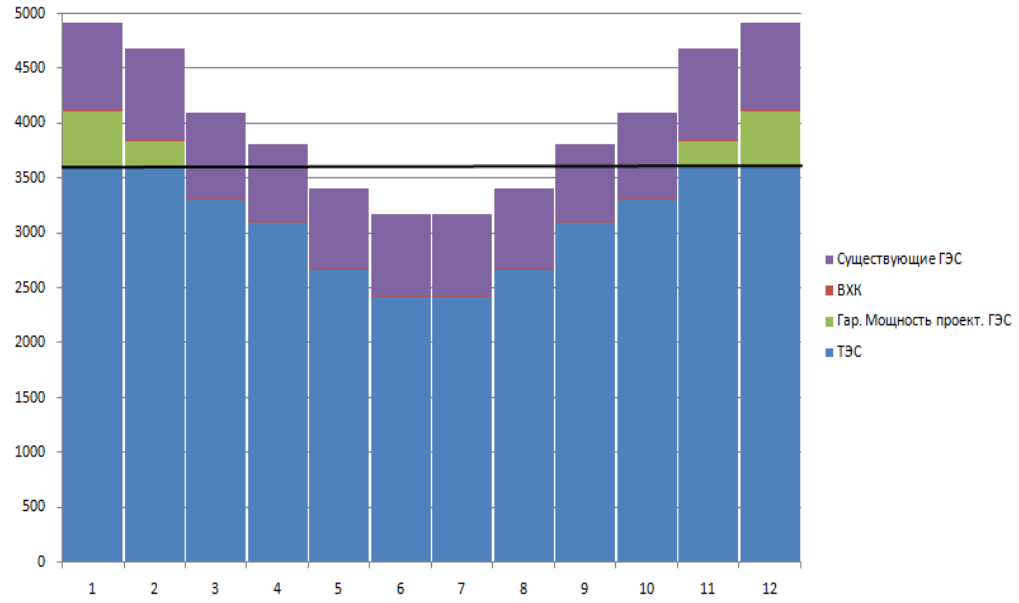


Рисунок 2.6 – Годовой график мощностей ЭС Восток

2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году и средневодном году

Расчёт начинаю с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен НПУ = 50 м.

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является определение гарантированной мощности проектируемой ГЭС, отметки УМО, и полезного объёма водохранилища.

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку. Данные для построения кривых объемов сведены в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Данные для построения кривой объёмов гидроузла

Zвб, м	W, км3
10,0	0,0
15,1	1,3
19,4	2,5
23,1	3,8
26,6	5,1
29,8	6,4
32,9	7,6
35,8	8,9
38,6	10,2
41,3	11,4
44,0	12,7
46,5	14,0
49,0	15,2
51,5	16,5
53,8	17,8

Сработка водохранилища за маловодный и средневодный года представлена в таблице 2.13 – 2.14 и на рисунке 2.7.

Рассчитывая сработку по предоставленным исходным данным и соблюдая все условия: обеспечение стока в нижнем бьефе не меньше чем требования ВХК, не превышение отметки НПУ 50 метра в период сработки, подбор колебания напора в течении года позволяющий выбрать основное оборудование (турбину и генератор) невозможно обеспечить выработку гарантированных мощностей, уменьшим каждый месяц на 145 МВт, таким образом месяцев гарантированной мощности остаётся по-прежнему 4.

Таблица 2.13 – Сработка маловодного года с обеспеченностью годового стока 90%

мес	Q быт	Q ф	Q потр	Q испар	Q лёд	Q полезн	Q вхк	Q гэс	Q вдхр	Qнб	ΔV, км3	V нач	V кон	Z ВБ нач,м	Z ВБ кон	Z ВБ ср	Z НБ	H гэс	N гар	N, МВт	Э, МВт.ч
X	293	1	1	0	0	291	300	299	0	8	300	0,02	15,6	15,58	50	49,7	49,8	11,3	38,0	по ВХК	66911,61
XI	175	1	1	0	-2	171	100	291	0	120	292	0,32	15,58	15,26	49,7	49,0	49,4	11,3	37,5	89	64373,68
XII	273	1	1	0	-7	264	100	1335	0	1072	1336	2,87	15,26	12,39	49,0	43,3	46,2	14,2	31,5	345	248135,9
I	323	1	1	0	-5	316	200	1779	0	1463	1780	3,92	12,39	8,47	43,3	34,9	39,1	14,9	23,6	345	248101,1
II	297	1	1	0	-1	294	200	505	0	211	506	0,57	8,47	7,90	34,9	33,5	34,2	12,1	21,6	89	64375,71
III	317	1	3	0	0	313	300	329	0	16	330	0,04	7,90	7,86	33,5	33,45	33,5	11,4	21,5	по ВХК	41725,86
IV	1033	1	3	0	1	1030	500	529	0	-501	530	-1,34	7,86	9,20	33,4	36,5	35,0	11,7	22,7	по ВХК	71014,94
V	1247	1	3	3	3	1243	500	539	0	-704	540	-1,89	9,20	11,09	36,5	40,6	38,6	11,7	26,3	по ВХК	83722,85
VI	848	1	3	5	5	844	500	539	0	-305	540	-0,82	11,09	11,91	40,6	42,3	41,5	11,7	29,2	по ВХК	92870,13
VII	945	1	2	5	3	940	600	610	0	-330	611	-0,88	11,91	12,79	42,3	44,1	43,2	11,9	30,8	по ВХК	110829,5
VIII	904	1	2	3	3	901	400	416	0	-485	417	-1,30	12,79	14,09	44,1	46,7	45,4	11,4	33,5	по ВХК	82259,94
IX	882	1	2	3	0	876	300	299	0	-577	300	-1,55	14,09	15,6	46,7	50	48,3	11,1	36,6	по ВХК	64662,62

Сумм Э = 1236972

Таблица 2.14 – Сработка средневодного года с обеспеченностью годового стока 50%

мес	Q быт	Q ф	Q потр	Q испар	Q лёд	Q полезн	Q вхк	Q гэс	Q вдхр	Qнб	ΔV, км3	V нач	V кон	Z ВБ нач,м	Z ВБ кон	Z ВБ ср	Z НБ	H гэс	N гар	N, МВт	Э, МВт.ч
X	420	1	1	0	0	418	300	426	0	8	427	0,02	15,6	15,58	50	49,7	49,8	11,8	37,5	по ВХК	131,1
XI	224	1	1	0	-2	220	100	290	0	70	291	0,19	15,58	15,39	49,7	49,3	49,5	11,3	37,6	89	89,4
XII	331	1	1	0	-7	322	100	1314	0	992	1315	2,66	15,39	12,74	49,3	44,0	46,7	14,1	32,0	345	344,7
I	422	1	1	0	-5	415	200	1670	0	1255	1671	3,36	12,74	9,37	44,0	36,9	40,5	14,8	25,2	345	344,6
II	400	1	1	0	-1	397	200	448	0	51	449	0,14	9,37	9,24	36,9	36,6	36,8	11,9	24,3	89	89,4
III	447	1	3	0	0	443	300	957	0	514	958	1,38	9,24	7,86	36,6	33,45	35,0	13,3	21,1	по ВХК	165,8
IV	1143	1	3	0	1	1140	500	620	0	-520	621	-1,39	7,86	9,25	33,4	36,6	35,0	11,9	22,6	по ВХК	114,7
V	1346	1	3	3	3	1342	500	692	0	-650	693	-1,74	9,25	10,99	36,6	40,4	38,5	12,1	25,9	по ВХК	146,7
VI	1220	1	3	5	5	1216	500	906	0	-310	907	-0,83	10,99	11,82	40,4	42,2	41,3	12,6	28,1	по ВХК	209,0
VII	1152	1	2	5	3	1147	600	812	0	-335	813	-0,90	11,82	12,72	42,2	44,0	43,1	12,4	30,1	по ВХК	200,7
VIII	924	1	2	3	3	921	400	436	0	-485	437	-1,30	12,72	14,02	44,0	46,6	45,3	11,5	33,3	по ВХК	119,0
IX	910	1	2	3	0	904	300	304	0	-600	305	-1,61	14,02	15,6	46,6	50	48,2	11,1	36,5	по ВХК	91,0

Сумм Э =1426928

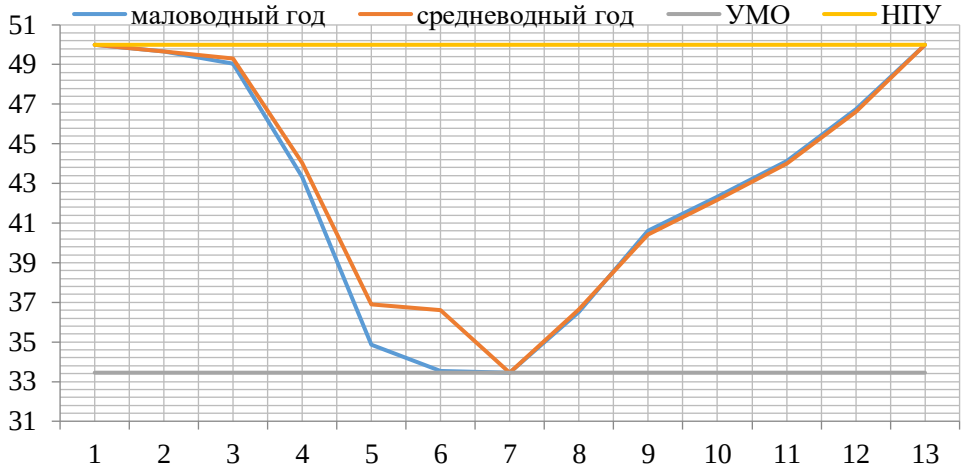


Рисунок 2.7 – График сработки и наполнения водохранилища

Из представленных выше данных принимаю:

- Отметка УМО 33,45 м;
- Объём УМО 7,86 км^3
- Полезный объём 7,74 км^3;
- Среднемноголетняя выработка электроэнергии 1,47 млрд кВт.ч.

2.5 Построение режимного поля

Результаты построения сведены в таблицу 2.15 и представлена на рисунке 2.8.

Таблица 2.15 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчёту установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб м3/с	Zнб, м	Ннпу,м	Нумо,м	Hzвб1,м	Qнб м3/с	Н,м	Q м3/с	Н,м
0	10,1	39,4	26,4	30,9	1537	35,0	1924	21,4
180	10,9	38,6	25,6	30,1	1567	34,3	1937	21,7
360	11,6	37,9	24,9	29,4	1599	33,6	1950	22,0
540	12,2	37,3	24,3	28,8	1632	33,0	1962	22,3
720	12,7	36,7	23,7	28,2	1666	32,3	1975	22,6
900	13,2	36,2	23,2	27,7	1702	31,6	1988	22,9
1080	13,6	35,8	22,8	27,3	1739	30,9	2000	23,1
1260	14,0	35,4	22,4	26,9	1778	30,2	2013	23,4
1440	14,4	35,1	22,1	26,6	1819	29,6	2025	23,7
1620	14,7	34,8	21,8	26,3	1862	28,9	2038	24,0
1800	15,0	34,5	21,5	26,0	1907	28,2	2050	24,3
1980	15,2	34,2	21,2	25,7	1954	27,5	2062	24,6
2160	15,5	34,0	21,0	25,5	2004	26,8	2074	24,9
2340	15,7	33,8	20,8	25,3	2056	26,2	2086	25,2
2520	15,9	33,5	20,5	25,0	2111	25,5	2098	25,5

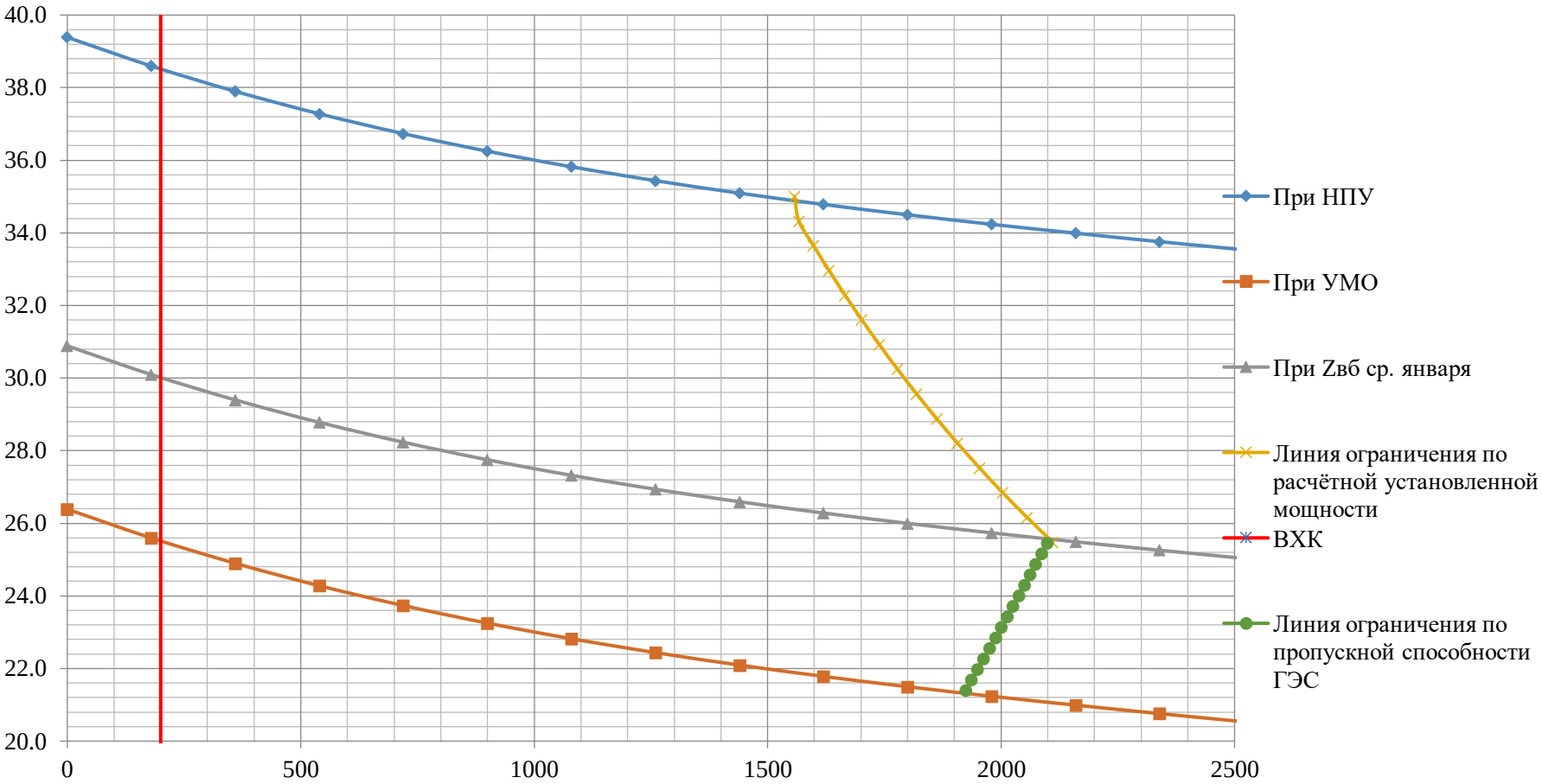


Рисунок 2.8 – Режимное поле Якутской ГЭС по напору и расходу

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1% P_t^{max}, аварийный резерв составляет 6% от P_t^{max}. Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.15)$$

Так как на проектируемой станции мы аварийный резерв не устанавливаем, поэтому установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 484 \text{ МВт}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС} + N_{нагр.рез.}^{ТЭС} \quad (2.16)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 7 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{7} \cdot 1мес = \frac{2220}{7} = 333{,}6 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.17)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{7} \cdot 1мес = \frac{484}{7} = 58{,}0 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.18)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$\text{F}_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{\text{N}_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2}\text{мес} + \frac{\text{N}_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1\text{мес}\right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{3165}{4} + \frac{3165}{2}\right) \cdot \frac{1}{2} = \quad (2.19)$$

$= 1187 МВт \cdot мес/год$

Расчёты представлены в таблице 2.16 и на рисунке 2.9.

Таблица 2.16 – Расчёты для баланса мощности в маловодном году

мес	Max сис	Раб мощ-сть проек ГЭС	Нагр.резерв проект. ГЭС	Нагр. резерв ТЭС	Авар. резерв	Мощ-ть ТЭС	Рем. Мощ-ти проект. ГЭС	Рем. Мощ-ти ТЭС	Сущ ГЭС
I	5422	447	13,6	0	380	2755	0	0	2220
II	5170	322	10,8	0	362	2739	0	0	2109
III	4733	303	10,5	0	331	2388	28	0	2042,4
IV	4229	284	10,1	0	296	1947	0	324	1998
V	3792	247	9,4	0	265	1658	0	276	1887
VI	3540	221	9,0	0	248	1543	0	257	1776
VII	3540	221	9,0	0	248	1543	0	257	1776
VIII	3792	247	9,4	0	265	1658	0	276	1887
IX	4229	284	10,1	0	296	1947	0	325	1998
X	4733	303	10,5	0	331	2387	28	0	2042,4
XI	5170	322	10,8	0	362	2739	0	0	2109

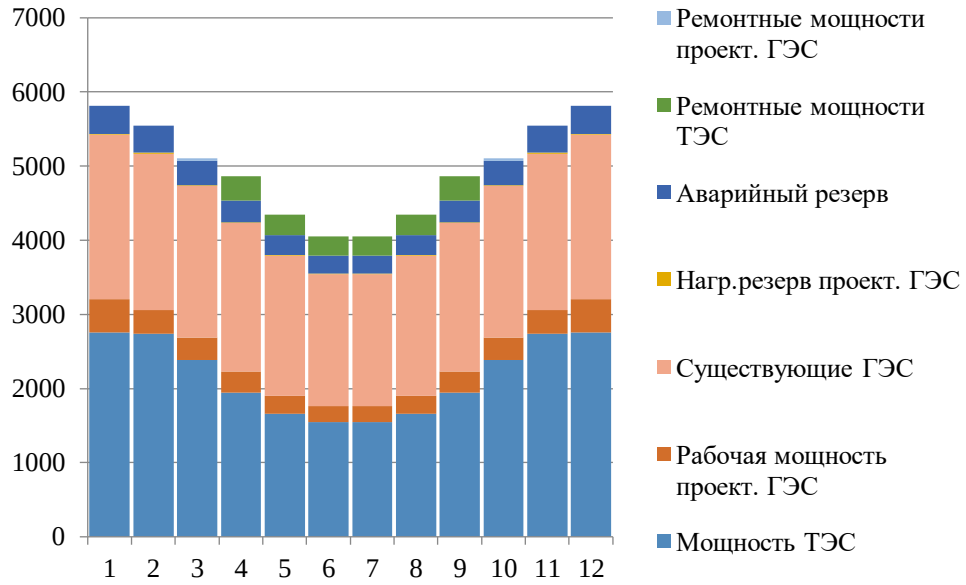


Рисунок 2.9 – Баланс мощности энергосистемы Восток в маловодном году

3 Выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе;

$z_{нб}(Q_{нб})$ - отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

$\Delta h_{вс}$ - потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где k_N – коэффициент мощности ($k_N = 8{,}8$);

$Q_{ГЭС}$ - ограничение по пропускной способности ГЭС:

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

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

$H_р$ – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчёту установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб м3/с	Zнб, м	Ннпу,м	Нумо,м	Hzвб1,м	Qнб м3/с	Н,м	Q м3/с	Н,м
0	10,1	39,4	26,4	30,9	1537	35,0	1924	21,4
180	10,9	38,6	25,6	30,1	1567	34,3	1937	21,7
360	11,6	37,9	24,9	29,4	1599	33,6	1950	22,0
540	12,2	37,3	24,3	28,8	1632	33,0	1962	22,3
720	12,7	36,7	23,7	28,2	1666	32,3	1975	22,6
900	13,2	36,2	23,2	27,7	1702	31,6	1988	22,9
1080	13,6	35,8	22,8	27,3	1739	30,9	2000	23,1
1260	14,0	35,4	22,4	26,9	1778	30,2	2013	23,4
1440	14,4	35,1	22,1	26,6	1819	29,6	2025	23,7
1620	14,7	34,8	21,8	26,3	1862	28,9	2038	24,0
1800	15,0	34,5	21,5	26,0	1907	28,2	2050	24,3
1980	15,2	34,2	21,2	25,7	1954	27,5	2062	24,6
2160	15,5	34,0	21,0	25,5	2004	26,8	2074	24,9
2340	15,7	33,8	20,8	25,3	2056	26,2	2086	25,2
2520	15,9	33,5	20,5	25,0	2111	25,5	2098	25,5

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

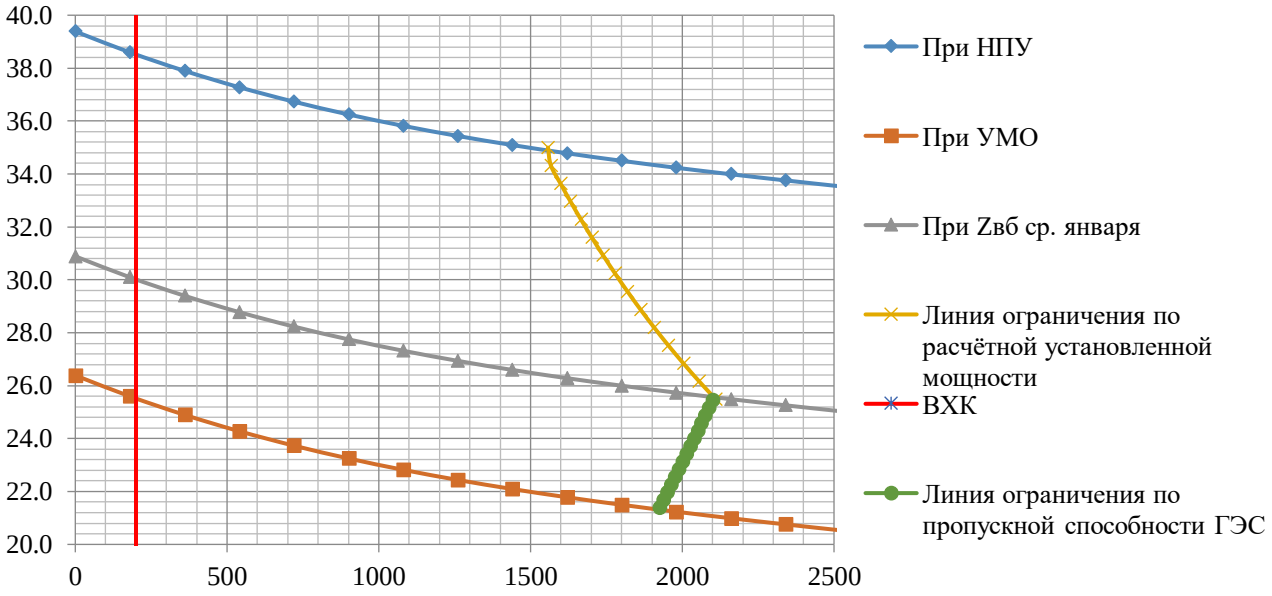


Рисунок 3.1 – Режимное поле Якутской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор $\mathrm{H_{max}} = 38{,}5$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

– расчётный напор $\mathrm{H_{расч}} = 25{,}8$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор $\mathrm{H_{min}} = 20{,}7$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, 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.

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

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{\text{пред}}$, м	40	40
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{I\,opt}$, об/м	125	123
$Q_{I\,opt}$, л/с	1020	1150
$\eta_{\text{м}\ opt}$	0,913	0,904
Q'_{1max}, л/с	1800	1700
$\sigma\ (Q'_{1max})$	0,65	0,65
$D_{1\,m}$, м	0,46	0,46
$H_{\text{мод}}$, м	4	4
$t_{\text{мод}}$, ℃	10	20
$V_{\text{м}}$, м^2/с	1,3	1,01
$V_{\text{н}}$, м^2/с	1,384	1,384
$Q`_i$ р	1,01	1,15

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

КПД натурной турбины η_T:

$$\eta_{\text{нт}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{\text{Н}_{\text{м}}}{\text{Н}_{\text{р}}^{N}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\upsilon_{\text{н}}}{\upsilon_{\text{м}}}}\right], \quad (3.4)$$

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

ε=0,75 – коэффициент, выражающий отношение потерь трения жидкости к гидравлическим потерям;

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

$\text{Н}_{\text{р}}^{N}$, $\text{Н}_{\text{м}}$ – напоры расчетный при установленной мощности и модельной гидротурбины соответственно;

$\upsilon_{\text{н}}$, $\upsilon_{\text{м}}$ – коэффициенты кинематической вязкости, зависящие от температуры, для натурной и модельной гидротурбины соответственно.

Мощность одного агрегата вычисляется по формуле:

$$N_{\text{агр}} = 9{,}81 \cdot Q_{\text{р.т.}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{т}}, \quad (3.5)$$

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

$\eta^{\text{ср}}$ – средний КПД гидрогенератора.

Приведенное число гидроагрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_{\text{агр}}}, \quad (3.6)$$

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

Отсюда уточненная мощность агрегата:

$$N_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{Z_{\text{агр}}}. \quad (3.7)$$

Расчетная синхронная частота вращения вычисляется по формуле:

$$n'_{1\text{с}} = n'_{1\text{р}} \cdot \sqrt{\text{Н}_{\text{р}}^{N} \cdot \Delta_{\text{р}} \cdot \frac{1}{D_1}}. \quad (3.8)$$

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

Расчетная синхронная частота вращения применяется в соответствии со стандартным рядом.

Приведенная частота вращения вычисляется для максимального, расчетного и минимального напоров по формулам:

$$n'_{I\,max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_{\text{р}} H_{min})^{0,5}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{I\,\text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_{\text{р}} H_{\text{р}})^{0,5}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{I\,min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_{\text{р}} H_{max})^{0,5}};. \quad (3.11)$$

Расчеты сведены в таблицу 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ40а

ПЛ40а	1	2	3	4	5	6
D1	6	6,3	**6,7**	7,1	7,5	**8**
КПД т	0,93	0,93	**0,93**	0,93	0,93	**0,93**
N' агр	72125,14	79554,27	**90028,34**	101152,44	112926,81	**128559,56**
z' шт	6,71	6,08	**5,38**	4,78	4,29	**3,76**
Z а	7,00	7,00	**6,00**	5,00	5,00	**4,00**
N агр	69142,86	69142,86	**80666,67**	96800,00	96800,00	**121000,00**
д1	1,05	1,05	**1,05**	1,05	1,05	**1,05**
n' с	108,34	103,20	**97,07**	91,63	86,76	**81,36**
n синх	125,00	125,00	**100,00**	125,00	125,00	**83,30**
n' max	118,06	123,94	**105,42**	139,60	147,43	**104,77**
n' расч	144,22	151,40	**128,77**	170,53	180,09	**127,98**
n' min	161,01	169,02	**143,76**	190,38	201,06	**142,88**
Q·кпд расч	1,56	1,41	**1,46**	1,56	1,39	**1,53**
Q·кпд max	0,85	0,77	**0,80**	0,85	0,76	**0,84**

Таблица 3.4 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ40б

ПЛ40б	1	2	3	4	5	6
D1	6	6,3	**6,7**	7,1	7,5	**8**
КПД т	0,93	0,93	**0,93**	0,93	0,93	**0,93**
N' агр	69926,68	77126,74	**87277,50**	98057,83	109467,94	**124616,54**
z' шт	6,92	6,28	**5,55**	4,94	4,42	**3,88**
Z а	7,00	7,00	**6,00**	5,00	5,00	**4,00**
N агр	69142,86	69142,86	**80666,67**	96800,00	96800,00	**121000,00**
д1	1,04	1,04	**1,05**	1,05	1,05	**1,05**
n' с	106,41	101,37	**95,34**	89,99	85,21	**79,91**
n синх	125,00	125,00	**93,80**	125,00	125,00	**78,90**
n' max	118,28	124,16	**99,06**	139,86	147,70	**99,42**
n' расч	144,48	151,67	**121,01**	170,85	180,43	**121,45**
n' min	161,30	169,33	**135,10**	190,74	201,44	**135,59**
Q*кпд расч	1,56	1,41	**1,46**	1,56	1,39	**1,53**
Q*кпд max	0,85	0,77	**0,80**	0,85	0,76	**0,84**

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа; ПЛ40а-В-670, ПЛ40а-В-800, ПЛ40б-В-670, ПЛ40б-В-800.

Данный выбор связан с тем, что число агрегатов проектируемой ГЭС должно выбираться кратным двум или трем, что упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает условия и снижает затраты при проведении его ремонта.

После предварительного выбора необходимо построить рабочую зону работы гидротурбины. Для этого нужно найти расчетную и максимальную точки, которые рассчитывается при помощи уравнения:

$$Q_1' \cdot \eta_{\text{нт}} = \frac{N_{\text{агр}}}{9{,}81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{р}}^N \cdot \sqrt{H_{\text{р}}^N} \cdot \eta_{\text{г}}^{\text{ср}}}; \quad (3.12)$$

$$Q_{1max}' \cdot \eta_{\text{нт}} = \frac{N_{\text{агр}}}{9{,}81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max} \cdot \sqrt{H_{max}} \cdot \eta_{\text{г}}^{\text{ср}}}; \quad (3.13)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $\text{n}'_{\text{I р}}$, чтобы произведение $\text{Q}'_{\text{I}} \cdot \eta_{\text{T}}$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной

Приведённый расход:

$$\text{Q}'_{\text{I}} = \frac{\text{Q}_{\text{min}}}{\text{D}_1^2 \cdot \sqrt{\text{H} \cdot \Delta}}; \quad (3.14)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу.

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

В данном курсовом проекте минимальный расход – это расход на водохозяйственный комплекс, равный 100 м^3/с.

Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах соответственно:

$$Q'_{max.\text{сан}} = \frac{Q_{min}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_{\text{р}} \cdot H_{max}}}; \quad (3.15)$$

$$Q'_{min.\text{сан}} = \frac{Q_{min}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_{\text{р}} \cdot H_{min}}}; \quad (3.16)$$

Все результаты сведены в таблицу 3.5 и представлены на рисунках 3.2 и 3.3.

Таблица 3.5 – Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах

Наименование	$Q'_{max.\text{сан}}$, л/с	$Q'_{min.\text{сан}}$ л/с
ПЛ40а-В-670	357,24	487,21
ПЛ40а-В-800	250,62	341,72

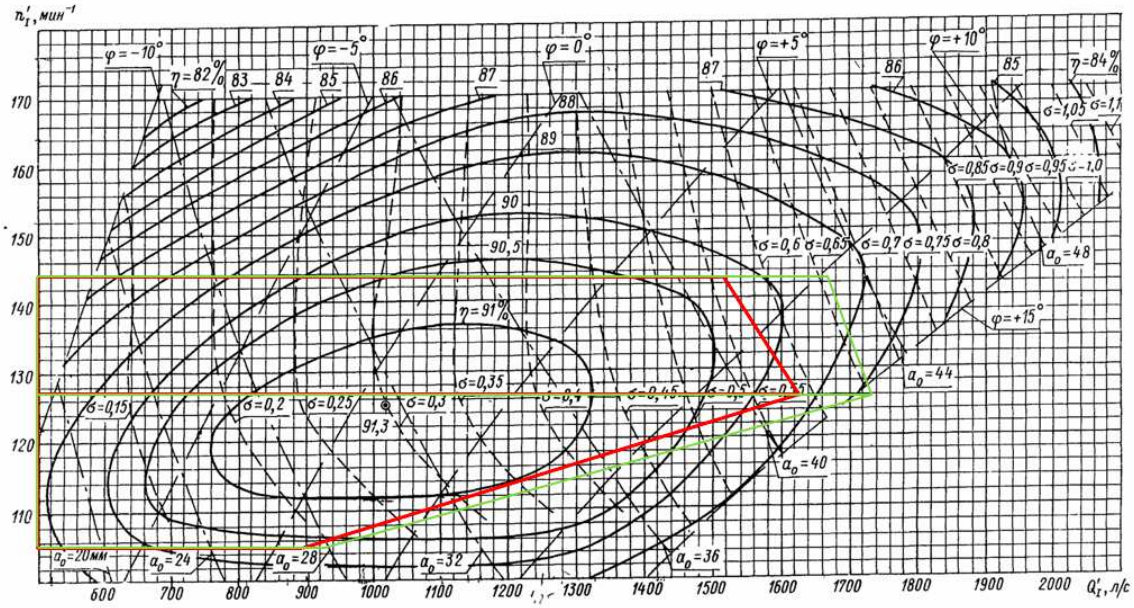


Рисунок 3.2 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ40а-В-670 и ПЛ40а-В-800

На рисунке 3.2 видно, что при построении зоны работы ПЛ40а-В- 800 расчётная точка выходит за пределы главной универсальной характеристики. Гидротурбину ПЛ40а-В- 800 далее не рассматриваем.

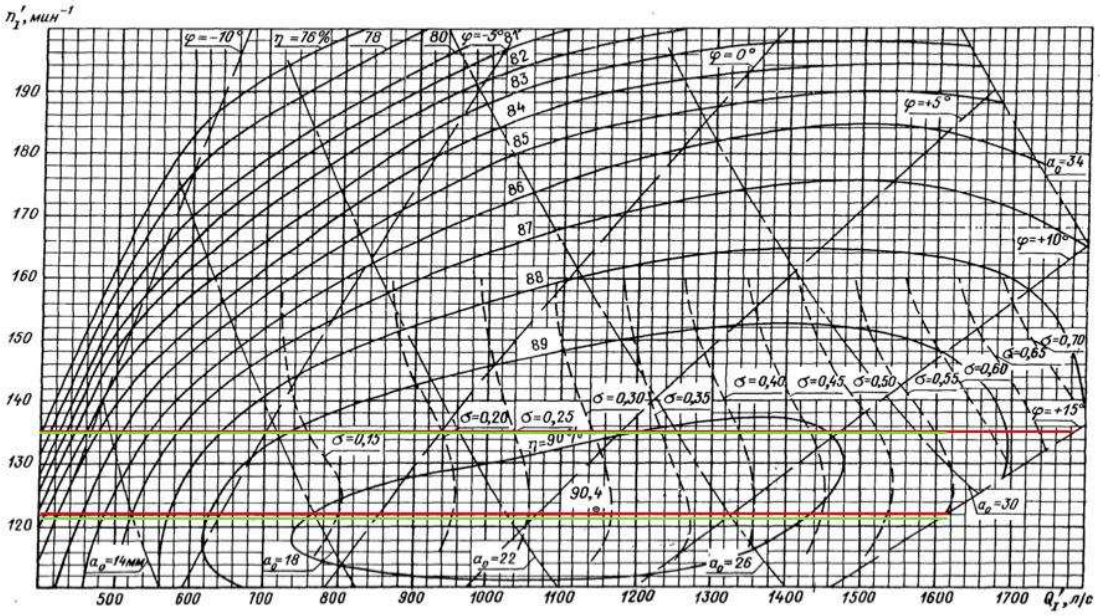


Рисунок 3.3 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ40б-В-670 и ПЛ40б-В-800

При построении зоны работы гидротурбины ПЛ40б-В- 670 и ПЛ40б-В-800 видно, что линия приведенной частоты вращения, соответствующая максимальному напору, выходит за зону главной универсальной характеристики. Данную гидротурбину далее не рассматриваем.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{Р.К.} = Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.}) + H_S,$$
(3.17)

где $Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{Н.Б.}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S. Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с Nр при НПУ;
2. Работа одного агрегата с Nр и Hр;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с Nр и Hmin.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10{,}33 - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1{,}5,$$
(3.18)

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

$\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе;

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

Рассчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$Z_{РК}(H_{min}) = Z_{нб}\left(Q\left(H_{min}\right)\right) + H_s(H_{min}), \quad (3.19)$$

$$Z_{РК}(H_{расч}) = Z_{нб}\left(Q\left(H_{расч}\right)\right) + H_s(H_{расч}), \quad (3.20)$$

$$Z_{РК}(H_{max}) = Z_{нб}\left(Q\left(H_{max}\right)\right) + H_s(H_{max}), \quad (3.21)$$

Составим таблицу 3.6 для ПЛ40а-В-670

Таблица 3.6 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В-670

	ns'	σ	Q'	Q	∇	Hs	$\nabla Z_{р.к.}$
Нмакс	105	0,175	0,88	245,1109	10,5	2,08	12,58
Нрасч	129	0,57	1,63	371,6611	11,4	-5,89	5,51
Нмин	144	0,56	1,52	310,4405	11,25	-1,27	9,98

Из всех полученных значений $\nabla Z_{Р.К.}$ принимается минимальное, $\nabla Z_{Р.К.} = 5{,}51$.

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, указанные в таблицах приложении 2, и расчет определения отметки установки рабочего колеса, был проведен инженерно- технический расчет выбора гидротурбины на проектируемой «Якутской ГЭС». В данном расчете к сравнению было представлено 28 диаметров системы гидротурбин ПЛ.

На основе анализа был сделан вывод о том, что наиболее целесообразно использовать турбину ПЛ40а-В-670, с диаметром рабочего колеса D_1=6,7 м, так как в зоне работы находится точка оптимума, данный диаметр обеспечит минимально возможное заглубление под УНБ, данный размер РК обеспечивает экономически выгодное число агрегатов Z_a = 6, синхронная частота вращения n_c = 100 об/мин.

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2{,}3 \cdot D_1 = 2{,}615 \cdot 6{,}7 = 17{,}52 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{с.к} = 210°. \quad (3.23)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{сп} = 2{,}885 \cdot D_1 = 2{,}885 \cdot 6{,}7 = 19{,}32 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4{,}548 \cdot D_1 = 4{,}548 \cdot 6{,}7 = 30{,}47 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2{,}5 \cdot D_1 = 2{,}5 \cdot 4{,}25 = 16{,}75 \text{ м}. \quad (3.26)$$

Расчет спиральной камеры сведен в таблицу 3.7

Таблица 3.7 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения											
	гвх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	11,986	11,305	10,624	9,943	9,262	8,581	7,900	7,219	6,538	5,857	5,176	4,495
bi	5,058	4,821	4,585	4,348	4,112	3,875	3,639	3,402	3,166	2,929	2,693	2,456
rk	5,777	5,714	5,650	5,587	5,524	5,460	5,397	5,334	5,270	5,207	5,143	5,080
rk/ra	1,124	1,112	1,099	1,087	1,075	1,062	1,050	1,038	1,025	1,013	1,001	0,988
ln(rk/ra)	0,117	0,106	0,095	0,083	0,072	0,060	0,049	0,037	0,025	0,013	0,001	-0,012
ri/ra	2,332	2,199	2,067	1,934	1,802	1,669	1,537	1,404	1,272	1,140	1,007	0,875
ln(ri/ra)	0,847	0,788	0,726	0,660	0,589	0,513	0,430	0,340	0,241	0,131	0,007	-0,134
bi·ln(ri/ra)	4,283	3,800	3,329	2,869	2,421	1,986	1,564	1,156	0,762	0,383	0,019	-0,329
rk*ctgɣ	21,561	21,324	21,088	20,851	20,615	20,378	20,142	19,905	19,668	19,432	19,195	18,959
rk·ctgɣ·ln(rk/ra)	2,520	2,257	1,997	1,739	1,484	1,232	0,982	0,736	0,492	0,251	0,013	-0,223
mi	2,378	2,141	1,905	1,668	1,432	1,195	0,959	0,722	0,486	0,249	0,013	-0,224
Ji	4,500	4,044	3,596	3,158	2,728	2,309	1,900	1,501	1,115	0,740	0,378	0,029
Φi	210	188,72	167,84	147,36	127,33	107,75	88,65	70,07	52,03	34,54	17,65	1,34

По рассчитанным промежуточным значениям спирали построен график, представленный на рисунке 3.4. Спиральная камера представлена на рисунке 3.5.

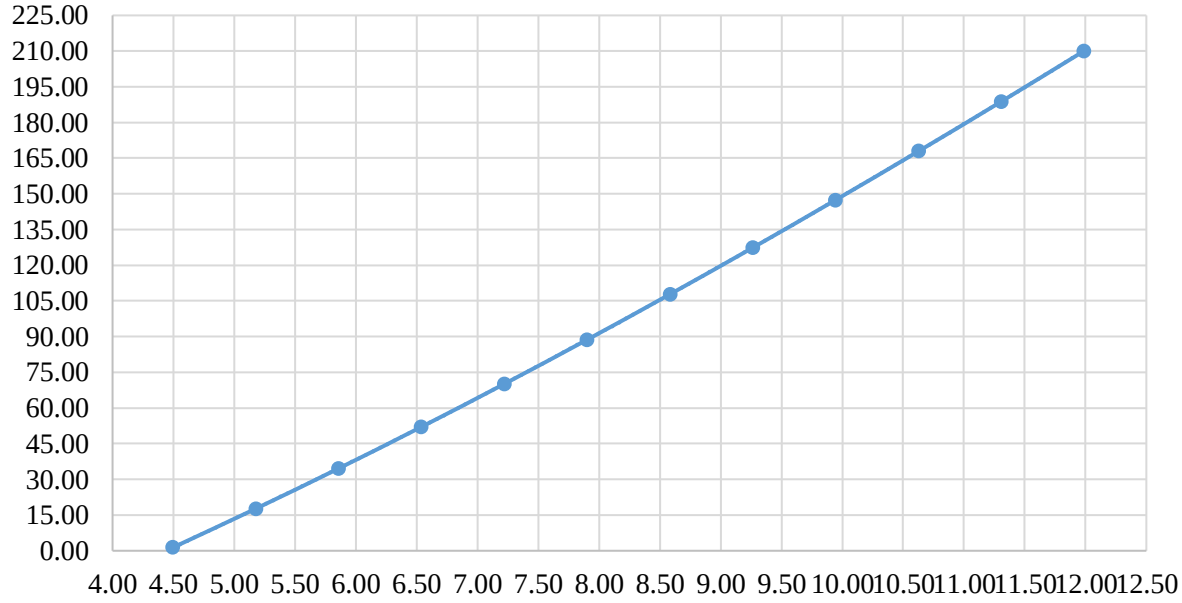


Рисунок 3.4 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

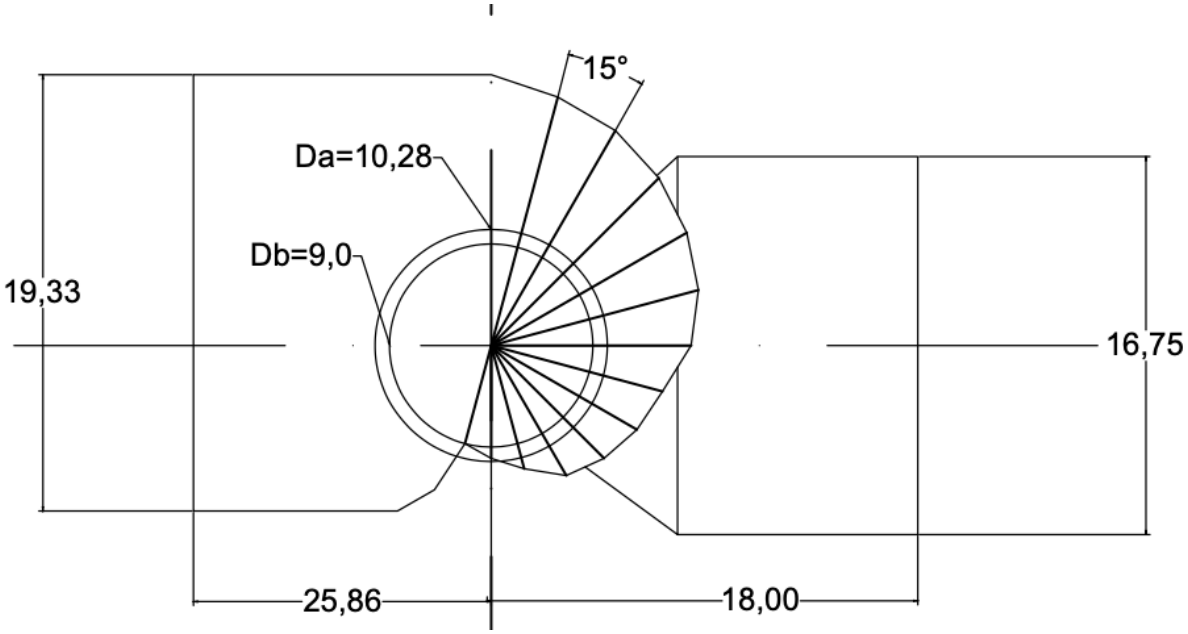


Рисунок 3.5 – Спиральная камера

3.2.3 Расчет вала и подшипников

Наружный диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^{*} \geq \left(\frac{5{,}1 \cdot \text{M}_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]}\right)^{0{,}33},$$

(3.27)

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35$ МПа,

$$\text{M}_{\text{кр}} = 0{,}00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}} = 0{,}00974 \cdot \frac{80666{,}67}{100} = 7{,}85.$$

(3.28)

$$D_{\text{в}}^{*} = \left(\frac{5{,}1 \cdot 7{,}85}{30}\right)^{0{,}33} = 1{,}2 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_{\text{в}} = 1{,}2 \text{ м}.$$

3.2.4 Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0{,}8 \cdot \left(\frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1}\right) = \frac{0{,}8 \cdot 80666}{100 \cdot 6{,}7} = 96{,}31 \text{ кН}. \quad (3.29)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}$, принимаем $d_{\text{п}}$=1,22 мм

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$\text{p}_{\text{уд}} = \frac{\text{R}_{\text{рад}}}{\text{d}_{\text{п}} \cdot \text{h}_{\text{п}}} \leq [\text{p}_{\text{уд}}], \text{кПа}, \quad (3.30)$$

где $\text{h}_{\text{п}}$ принимается 500 мм., при $\text{D}_{\text{в}} = (1200 - 1600)$ мм.

$$[\text{p}_{\text{уд}}] = 29 \cdot \text{U}, \text{кПа}. \quad (3.31)$$

$$\text{U} = \pi \cdot \text{n}_{\text{синх}} \cdot \frac{\text{d}_{\text{п}}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (3.32)$$

Расчет:

$$p_{\text{уд}} = \frac{96{,}31}{1{,}22 \cdot 0{,}5} = 157{,}88\text{кПа}.$$

$$U = 3{,}14 \cdot 100 \cdot \frac{1{,}22}{30} = 12{,}76 \frac{\text{м}}{\text{сек}}.$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 12{,}76 = 370 \text{ кПа}.$$

Условие $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ соблюдается.

Расчет сегментного подшипника:

$$h_{\text{п}} = 500 \text{ мм}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 10$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$\text{R}_1 = \frac{\text{R}_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2\cos(2a)}, \text{ кН} \quad (3.33)$$

где $\text{a} = \frac{360}{\text{Z}_{\text{сегм}}}$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{кПа} \quad (3.34)$$

$$\text{l}_{\text{сегм}} = (0{,}85 - 0{,}90)\pi \cdot \frac{\text{d}_{\text{п}}}{\text{Z}_{\text{сегм}}}, \text{м} \quad (3.35)$$

$$[\mathrm{p_{уд}}] = 50 \cdot \mathrm{U}, \text{кПа} \quad (3.36)$$

Расчет:

$$a = \frac{360^O}{10} = 36^O$$

$$R_1 = \frac{96{,}31}{1+2\cdot cos(36^O)+2\cos(36^O)} = 22{,}93 \text{ кН}$$

$$\mathrm{l_{сегм}} = 0{,}90 \cdot 3{,}14 \cdot \frac{1{,}22}{10} = 0{,}34 \text{ м}$$

$$\mathrm{p_{уд}} = \frac{96{,}31}{0{,}34\cdot 0{,}5} = 566{,}53 \text{ кПа}$$

$$[\mathrm{p_{уд}}] = 50 \cdot 12{,}76 = 638{,}00 \text{ кПа}$$

Условие $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ соблюдается.

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

3.3 Выбор типа и габаритных размеров 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 котле.

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

По номограмме [7] определяем маслонапорную установку

МНУ10/1–40 –12,5–2.

Эта маслонапорная установка номинальным объемом 10 м^3 давление 40 кгс/см^2.

3.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛД, то выбран ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 150 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-150.

3.5 Выбор гидрогенератора

$$\mathrm{n_c} = 100\ \frac{\text{об}}{\text{мин}},$$

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{cos\varphi},$$

(3.37)

где $cos\varphi = 0{,}8 - 0{,}9$;

$$S_{\text{ном}} = \frac{80666{,}67}{0{,}9} = 89{,}269\ \text{МВ} \cdot \text{А}.$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c};$$

(3.38)

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

Выбран гидрогенератор по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ-1070/145-60.

4 Компоновка сооружений гидроузла

4.1 Проектирование бетонной водосливной плотины

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчётами

На начальном этапе проектирования, выбрав тип плотины, определяют положение гребня плотин и ширину водосливного фронта. На последующих стадиях конструируют профиль водослива, проектируют устройства нижнего бьефа; конструируют подземную часть плотины, её быки и устои, выбирают типовое или проектируют индивидуальное гидромеханическое оборудование.

4.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты (Н=40 м) и типа грунтов оснований (скальное основание – мергель) [7], присвоен: III.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [7]. По установленной мощности (N=484 МВт), присвоен: II.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений 1500 человек, что от 500 до 3000), присвоен: II.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это II класс. Следовательно, обеспеченность расхода для основного расчетного случая принимаем равной 1%, для поверочного – 0,1%.

4.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью ∇ГГП:

$$\nabla\text{ГГП} = \nabla\text{НПУ} + h_s, \tag{4.1}$$

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

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run1\%} + a, \tag{4.2}$$

где Δh_{set}– высота ветрового нагона;

$h_{run1\%}$– высота наката волн на напорной грани;

а – конструктивный запас, принимаемый наибольшим из 0,5 м и $0{,}1h_{1\%}$. 2,04·0,1=0,204 м, принимаем 0,5 м.

Для скорости ветра $V_w = 25$ м/с принимаю

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0{,}3 \cdot 25) \cdot 10^{-7} = 25{,}5 \cdot 10^{-7}.$$

Длина разгона: $L = 4500$ м.

Средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$\mathrm{d} = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна}}{2} = \frac{50 - 10}{2} = 20\ \text{м}/ \tag{4.3}$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta\mathrm{h_{set}} = \mathrm{K_W} \cdot \frac{\mathrm{v}^2 \cdot \mathrm{L}}{\mathrm{g} \cdot \mathrm{d}} \cdot \cos\alpha_\mathrm{w}, \tag{4.4}$$

где $\mathrm{v} = 25\text{м/с}$ – расчетная скорость ветра.

$$\Delta\mathrm{h_{set}} = 25{,}5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{25^2 \cdot 4500}{9{,}81 \cdot 20} \cdot cos0° = 0{,}037\ \text{м}.$$

Высота наката ветровых волн определяется по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \tag{4.5}$$

где $k_r = 1\ u\ k_p = 0{,}9$ – коэффициент шероховатости и проницаемости откоса, принимаемый по СП, учетом того, что откос укреплен железобетонными плитами [2];

$k_{sp} = 1{,}5$ – коэффициент, учитывающий скорость ветра и принимаемый по СП, с учётом того, что заложение верхового откоса m=3, крепление верхового откоса–ж/б плиты [2];

k_{run} −коэффициент, принимаемый по графикам [2] в зависимости от пологости волны.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{\mathrm{gL}}{\mathrm{v}^2} = \frac{9{,}81 \cdot 4500}{25^2} = 70{,}6,$$

$$\frac{\mathrm{gt}}{\mathrm{v}} = \frac{9{,}81 \cdot 6 \cdot 3600}{25} = 8476,$$

где t = 6 ч - период развития волн на водохранилище.

2. По графику ([6] рис.1) по верхней огибающей кривой и значениям $\frac{\mathrm{gL}}{\mathrm{v}^2}$ и $\frac{\mathrm{gt}}{\mathrm{v}}$ определяются параметры $\frac{\mathrm{g}\bar{\mathrm{h}}}{\mathrm{v}^2}$ и $\frac{\mathrm{g}\bar{\mathrm{T}}}{\mathrm{v}}$.

При $\frac{gL}{v^2} = 70{,}6$ определим $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0{,}016$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1{,}45$

При $\frac{gt}{v} = 8476$ определим $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0{,}08$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 4{,}0$

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ вычислим средний период волны $\bar{T}$ и среднюю высоту волны $\bar{h}$:

$$\bar{h} = \frac{0{,}016 \cdot v^2}{g} = \frac{0{,}016 \cdot 25^2}{9{,}81} = 1{,}02 \text{ м}, \quad (4.6)$$

$$\bar{T} = \frac{1{,}45 \cdot v}{g} = \frac{1{,}45 \cdot 25}{9{,}81} = 3{,}70 \text{ с}. \quad (4.7)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9{,}81 \cdot 3{,}70^2}{2 \cdot 3{,}14} = 21{,}33 \text{ м}. \quad (4.8)$$

4. Условие $d = 20 \text{ м} > 0{,}5 \cdot \overline{\lambda_d} = 10{,}66 \text{ м}$ выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} k_i = 1{,}02 \cdot 2{,}0 = 2{,}04 \text{ м}, \quad (4.9)$$

где $k_i = 2{,}0$ – коэффициент принимаемый по графику([6] рис. 2).

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

$$\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{21{,}33}{2{,}04} = 10{,}46$$

Принимаем $k_{run} = 1{,}4$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0{,}9 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}4 \cdot 2{,}04 = 3{,}86 \text{ м/}$$

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 3{,}86 + 0{,}037 + 0{,}5 = 4{,}40 \text{ м}$$

$$\nabla ГГП = 50 + 4{,}40 = 54{,}4 \text{ м}.$$

4.1.3 Определение отметки гребня бетонной плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью ∇ГБП:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta\text{h}_{\text{set}} + \text{a}, \quad (4.10)$$

где a – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для II класса – 0,7 м.

$$\nabla\text{ГБП} = 50 + 2{,}04 + 0{,}037 + 0{,}72 = 52{,}80 \text{ м},$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1{,}6 \cdot H_{\text{ст}} = 46 + 1{,}6 \cdot 4 = 52{,}4 \text{ м}, \quad (4.11)$$

где $H_{\text{ст}} = 4$ м, стандартный напор на гребне водослива.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 52,8 метра.

4.2 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта определяю:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей;
- способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчётного расхода при основном расчётном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверки расчётного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ_{max} всеми пропускными сооружениями.

4.2.1 Определение ширины водосливного фронта.

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{\text{р.осн.}} = Q_{max.\text{осн.}} - Q_{\text{ГЭС}} = 1292 - (6-1) \cdot 202 = 287 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.12)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 1% обеспеченности,

$Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6 включительно [3].

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{\text{в}} = 1{,}25 \cdot q_{\text{р}}, \quad (4.13)$$

где $q_{\text{р}}$ – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (4.14)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику *Q= f(H)*,УНБ = 13,5 м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla\text{дна} = 13{,}5 - 10{,}0 = 3{,}5 \text{ м}, \quad (4.15)$$

где $[v_h]$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,0 м/с.

$$q_{\text{р}} = 5{,}0 \cdot 3{,}5 = 17{,}5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда

$$q_{\text{в}} = 1{,}25 \cdot 17{,}5 = 21{,}88 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$\text{В} = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}} = \frac{287}{21{,}88} = 13{,}11 \text{ м}. \quad (4.16)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия b = 10 м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{\text{В}}{b} = \frac{13{,}11}{10} = 1{,}31 \approx 2. \quad (4.17)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$\text{В} = b \cdot n = 10 \cdot 2 = 20 \text{ м}; \quad (4.18)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского:

$$\delta_{\text{Б}} = 0{,}25 \cdot 10 + (0{,}5 - 2)\text{м} = 0{,}25 \cdot 10 + 1{,}5 = 4 \text{ м}.$$

Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$\text{В}_{\text{Б}} = \text{В} + (n - 1) \cdot \delta_{\text{Б}} = 20 + (2 - 1) \cdot 4 = 24 \text{ м}. \quad (4.19)$$

4.2.2 Определение отметки гребня водослива.

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2\text{g}}}\right)^{2/3}, \quad (4.20)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа *В*($m \approx 0{,}49$).

$$H_{01} = \left(\frac{287}{0{,}49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 3{,}52 \text{ м},$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе, представлено на рисунке 4.1:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot \sigma_{\text{ф}} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2\text{g}}}\right)^{2/3}, \quad (4.21)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$– коэффициент бокового сжатия;

σ_n– коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1$;

$\sigma_{\text{ф}}$– коэффициент формы водосливной ($\sigma_{\text{ф}} = 1$).

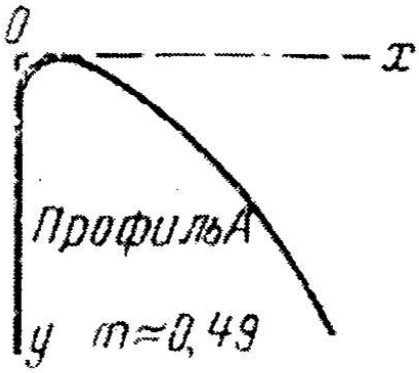


Рисунок 4.1 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0{,}2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \tag{4.22}$$

где ξ = 0,45 – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая) (рис.4.2).

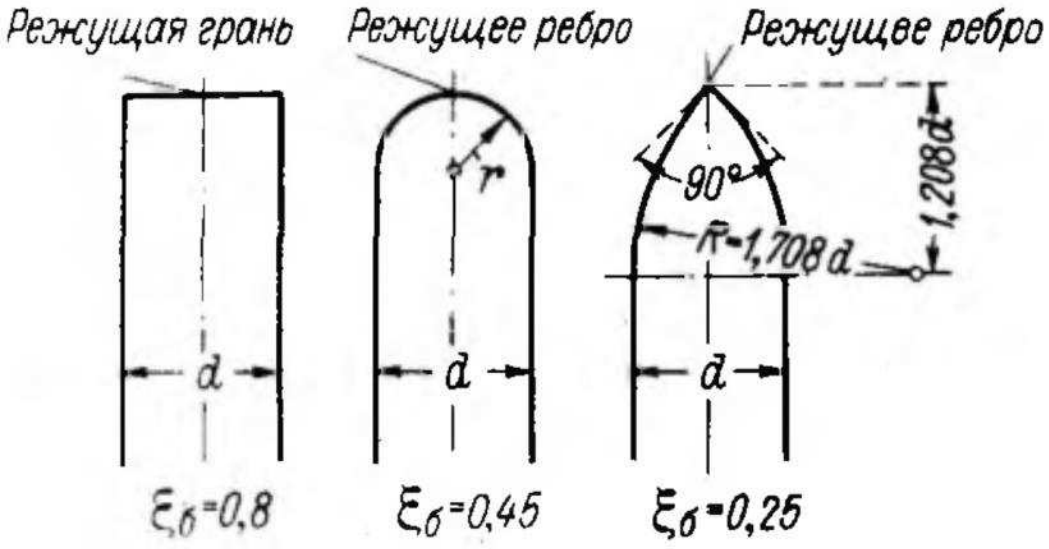


Рисунок 4.2 – Очертание быков в плане

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0{,}2 \cdot 3{,}52 \cdot 0{,}45}{10} = 0{,}968,$$

$$H_{02} = \left(\frac{287}{0{,}49 \cdot 1 \cdot 0{,}968 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 3{,}60 \text{ м}.$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу ν_0:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \tag{4.23}$$

где α = 1,1 – коэффициент Кориолиса.

$$v_0 = \frac{Q_р}{(\nabla НПУ - \nabla дна)(B + (n-1)\cdot \delta_Б)}, \tag{4.24}$$

$$v_0 = \frac{287}{(50-10)(20+(2-1)\cdot 4)} = 0{,}299 \text{ м/с},$$

$$H = 3{,}0 - \frac{1{,}1\cdot 0{,}299^2}{2\cdot 9{,}81} = 3{,}59 \text{ м}.$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:
$H_{ст} = 4{,}0$ м.

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 50{,}0 - 4{,}0 = 46{,}0 \text{ м}. \tag{4.25}$$

4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.max} - Q_{ГЭС} = 1552 - (6-2)\cdot 126 = 547 \text{ м}^3/\text{с}. \tag{4.26}$$

Определим напор на гребне водослива при пропуске проверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m\cdot B\cdot\sqrt{2g}}\right)^{2/3} = \left(\frac{547}{0{,}49\cdot 20\cdot\sqrt{2\cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 5{,}41 \text{ м}. \tag{4.27}$$

Во втором приближении определим напор $H_{02пов.}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m_{пов}\cdot\sigma_ф\cdot\sigma_{сж}\cdot\sigma_n\cdot B\cdot\sqrt{2g}}\right)^{2/3}, \tag{4.28}$$

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0{,}2\cdot 5{,}41\cdot 0{,}45}{10} = 0{,}951,$$

где $m_{\text{пов}}$– коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{\text{пов}} = m\left[0{,}805 + 0{,}245\frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} - 0{,}05\left(\frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}}\right)^2\right], \quad (4.29)$$

$$m_{\text{пов}} = 0{,}49 \cdot \left[0{,}805 + 0{,}245 \cdot \frac{5{,}41}{4} - 0{,}05 \cdot \left(\frac{5{,}41}{4}\right)^2\right] = 0{,}512,$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{547}{0{,}512 \cdot 1 \cdot 0{,}951 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 5{,}44 \text{ м}.$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (4.30)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(\text{В} + (n-1)\delta_{\text{Б}})}, \quad (4.31)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{547}{(51{,}0 - 10{,}0) \cdot (20 + (2-1) \cdot 4)} = 0{,}556 \text{ м/с},$$

$$H_{\text{пов}} = 5{,}44 - \frac{1{,}1 \cdot 0{,}556^2}{2 \cdot 9{,}81} = 5{,}40 \text{ м}.$$

Проверим, не превышается ли отметка $\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}}$заданную ∇ФПУ = 251,0 м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 46 + 5{,}40 = 51{,}40 \text{ м}. \quad (4.32)$$

$\nabla\text{ФПУ} > \nabla\text{ФПУ}_{\text{р}}$, пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода $Q_{\text{пов}} = 1552$ м^3/с.

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{\text{ст}}$. Расчеты сведем в таблицу 4.1, очертание оголовка изображен на рисунке 4.3.

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

№точки	x	y	№точки	x	y	№точки	x	y
1	0	0,50	21	8,00	4,94	41	16,00	19,69
2	0,40	0,14	22	8,40	5,48	42	16,40	20,58
3	0,80	0,03	23	8,80	6,03	43	16,80	21,48
4	1,20	0,00	24	9,20	6,61	44	17,20	22,38
5	1,60	0,02	25	9,60	7,58	45	17,60	23,28
6	2,00	0,11	26	10,00	7,84	46	18,00	24,18
7	2,40	0,24	27	10,40	8,49	47	18,40	25,07
9	3,20	0,58	29	11,20	9,85	49	19,20	26,87
10	3,60	0,79	30	11,60	10,44	50	19,60	27,77
11	4,00	1,02	31	12,00	11,30	51	20,00	28,67
12	4,40	1,28	32	12,40	12,05	52	20,40	29,56
13	4,80	1,58	33	12,80	12,83	53	20,80	30,46
14	5,20	1,90	34	13,20	13,62	54	21,20	31,36
15	5,60	2,26	35	13,60	14,44	55	21,60	32,26
16	6,00	2,64	36	14,00	15,27	56	22,00	33,16
17	6,40	3,06	37	14,40	16,12	57	22,40	34,05
18	6,80	3,49	38	14,80	17,00	58	22,80	34,95
19	7,20	3,95	39	15,20	17,88	59	23,20	35,85
20	7,60	4,43	40	15,60	18,79	60	23,60	36,75

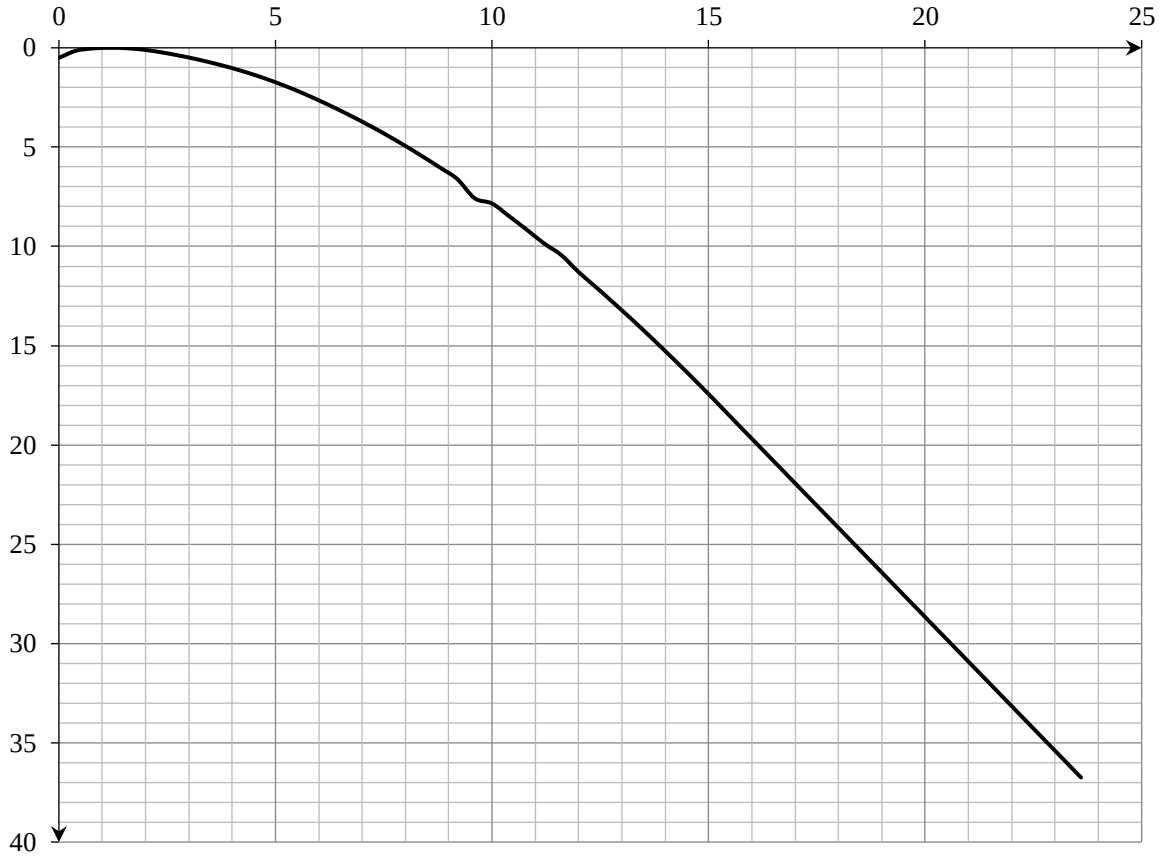


Рисунок 4.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля

4.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Установлю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 4.4). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

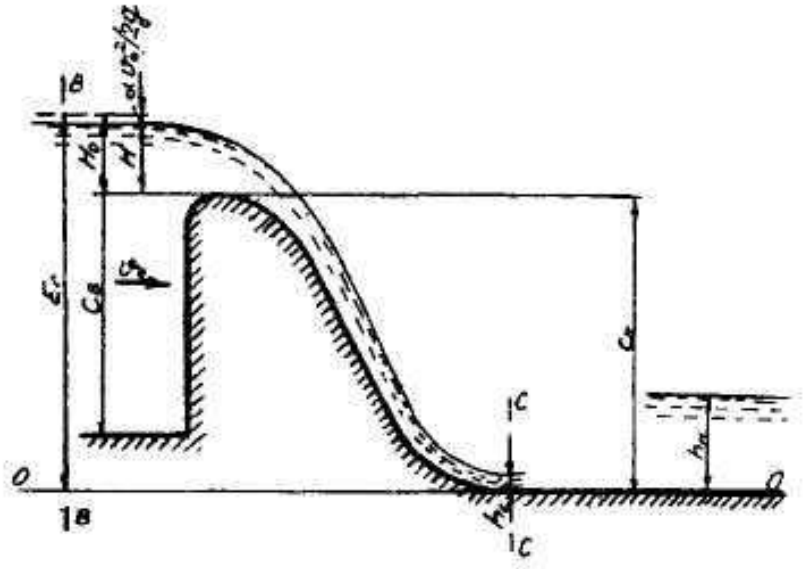


Рисунок 4.4 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{осн.р.}}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_{\text{б}})^2}} = \sqrt[3]{\frac{1{,}1 \cdot 287^2}{9{,}81 \cdot (24)^2}} = 2{,}52 \text{ м}. \quad (4.33)$$

Определю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 50{,}0 - 10{,}0 = 40{,}0 \text{ м}. \quad (4.34)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{40{,}0}{2{,}52} = 15{,}87 \text{ м}. \quad (4.35)$$

По графику [4, рис. 12.3 , стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину $h_c^{``}$ - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины $\xi_{T_0}$, определяю $\xi_c = 0{,}212$ и $\xi_{T_0}^{``} = 3{,}0$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c^{`} = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0{,}212 \cdot 2{,}52 = 0{,}53 \text{ м}, \quad (4.36)$$

$$h_c^{``} = \xi_c^{``} \cdot h_{\text{кр}} = 3{,}0 \cdot 2{,}52 = 7{,}56 \text{ м}. \quad (4.37)$$

Глубина в НБ при $Q_{\text{осн}}$=1292 (м^3/с), $h_{\text{НБ}}$ = 3,5 м, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c^{''}$>$h_{\text{НБ}}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Гашение энергии в нижнем бьефе будет осуществляться водобойным колодцем.

4.2.5 Расчет водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определённых расчетом, не должно превышать 5-10 %.

Первоначально, глубину колодца определим по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c^{``} - (h_{\text{нб}} + Z'), \quad (4.38)$$

где σ – коэффициент, увеличивающий глубину в колодце, что обеспечивает образование затопленного прыжка, $\sigma = 1{,}1$;

Z' - перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной d.

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{\text{нб}}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c^{"2}} \right) \quad (4.39)$$

где φ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, зависящий от кромки уступа, принимается 0,92.

$$q = \frac{Q_{\text{осн.р.}}}{B + \sum \delta_{\text{б}}} = \frac{287}{24} = 11{,}95 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.40)$$

$$Z' = \frac{11{,}95^2}{2 \cdot 9{,}81} \cdot \left(\frac{1}{0{,}92^2 \cdot 3{,}5^2} - \frac{1{,}1}{1{,}1^2 \cdot 7{,}56^2} \right) = 0{,}59 \text{ м}$$

Тогда, глубина колодца будет равна:

$$d = 1{,}1 \cdot 7{,}56 - (, 55 + 0{,}59) = 4{,}23 \text{ м}.$$

Находим полную удельную энергию для второго приближения:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 50{,}0 - 10{,}0 + 4{,}23 = 44{,}23 \text{ м} \quad (4.41)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{\mathrm{E}_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{44{,}23}{2{,}52} = 17{,}55 \text{ м}. \quad (4.42)$$

По графику [4, рис. 12.3 , стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину $h_c^{``}$ - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины $\xi_{T_0}$, определяю $\xi_c = 0{,}205$ и $\xi_{T_0}^{``} = 3{,}05$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c^{`} = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0{,}205 \cdot 2{,}52 = 0{,}52 \text{ м}, \quad (4.43)$$

$$h_c^{``} = \xi_c^{``} \cdot h_{\text{кр}} = 3{,}05 \cdot 2{,}52 = 7{,}69 \text{ м}. \quad (4.44)$$

$$Z' = \frac{11{,}95^2}{2 \cdot 9{,}81} \cdot \left(\frac{1}{0{,}92^2 \cdot 3{,}5^2} - \frac{1{,}1}{1{,}1^2 \cdot 7{,}69^2}\right) = 0{,}59 \text{ м}$$

$$d = 1{,}1 \cdot 7{,}69 - (3{,}5 + 0{,}59) = 4{,}37 \text{ м}.$$

В третьем приближении полная удельная энергия:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 50{,}0 - 10{,}0 + 4{,}37 = 44{,}37 \text{ м}. \quad (4.45)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{\mathrm{E}_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{44{,}37}{2{,}52} = 17{,}60 \text{ м}. \quad (4.46)$$

По графику [4, рис. 12.3 , стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину $h_c^{``}$ - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины $\xi_{T_0}$, определяю $\xi_c = 0{,}203$ и $\xi_{T_0}^{``} = 3{,}07$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c^{`} = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0{,}203 \cdot 2{,}52 = 0{,}51 \text{ м}, \quad (4.47)$$

$$h_c^{``} = \xi_c^{``} \cdot h_{\text{кр}} = 3{,}07 \cdot 2{,}52 = 7{,}74 \text{ м}. \quad (4.48)$$

$$Z' = \frac{11{,}95^2}{2 \cdot 9{,}81} \cdot \left(\frac{1}{0{,}92^2 \cdot 3{,}5^2} - \frac{1{,}1}{1{,}1^2 \cdot 7{,}74^2}\right) = 0{,}59 \text{ м}$$

$$d = 1{,}1 \cdot 7{,}74 - (3{,}5 + 0{,}59) = 4{,}43 \text{ м}.$$

Так как разница между глубина колодца в третьем и втором приближениях составляет около 3%, то принимаем $d = 4{,}4$ м.

Отметка пола водобоя:

$$\text{ПВ} = \text{ДНО} - d = 10{,}0 - 4{,}43 = 5{,}6 \text{ м} \quad (4.49)$$

Длина водобоя при наличии в нем гасителя:

$$l_{\text{в}} = (0{,}75 \div 1{,}0) \cdot l_{\text{пр}} \quad (4.50)$$

$$l_{\text{пр}} = 2{,}5 \cdot \left(1{,}9 \cdot h_c^{``} - h_c^{`}\right) = 2{,}5 \cdot (1{,}9 \cdot 7{,}74 - 0{,}51) = 35{,}5 \text{ м} \quad (4.51)$$

$$l_{\text{в}} = (0{,}75 \div 1{,}0) \cdot 35{,}48 = 28{,}9 \text{ м}$$

4.3 Конструктивные элементы плотины

4.3.1 Расчет водобойной плиты

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

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплытия. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского.

$$t_{\text{в}} = 0{,}15 \cdot V_{\text{сж}} \cdot \sqrt{h_c^{`}} \quad (4.52)$$

где $V_{\text{сж}}$ – скорость потока в сжатом сечении

$$V_{\text{сж}} = \frac{q}{h_c^{`}} = \frac{11{,}95}{0{,}51} = 23{,}36 \text{ м/с} \quad (4.53)$$

$$t_{\text{в}} = 0{,}15 \cdot 23{,}36 \cdot \sqrt{0{,}51} = 2{,}5 \text{ м}.$$

Устойчивость на всплытие определяется по условию:

$$\frac{\Sigma W_{\text{уд}} \cdot \gamma_{cd}}{\Sigma W_{\text{всп}} \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.54)$$

где $\Sigma W_{\text{уд}}$ – сумма сил, удерживающих плиту от всплытия;

γ_{cd} – коэффициент условия работы I группы предельных состояний, $\gamma_{cd} = 0{,}9$;

$\Sigma W_{\text{всп}}$ – сумма сил, вызывающих всплытие плиты;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий при расчет по I группе предельных состояний, $\gamma_{lc} = 1$;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности, при расчетах для I группы предельных состояний для плотины II класса, равен $\gamma_n = 1{,}2$.

Удерживающие силы:

Вес плиты водобоя с учетом взвешивания:

$$G_{пл} = (\rho_{б} - \rho_{в}) \cdot g \cdot l_{в} \cdot t_{в} \cdot \gamma_f = \\ = (2{,}4 - 1{,}0) \cdot 9{,}81 \cdot 28{,}9 \cdot 2{,}51 \cdot 0{,}95 = 944{,}86 \text{ кН} \quad (4.55)$$

Силы, вызывающие всплытие плиты:

Дефицит давления:

$$W_{д} = 0{,}5 \cdot \rho_{в} \cdot g \cdot l_{в} \cdot 0{,}7 \cdot \left(h_c^{``} - h_c^{`}\right) = \\ = 0{,}5 \cdot 1{,}0 \cdot 9{,}81 \cdot 28{,}90 \cdot 0{,}7 \cdot (7{,}74 - 0{,}51) = 717{,}02 \text{ кН} \quad (4.56)$$

Фильтрационное давление:

$$W_{ф} = 0{,}5 \cdot \rho_{в} \cdot g \cdot l_{в} \cdot 0{,}05 \cdot \left(\text{Т} - h_c^{``}\right) \cdot \gamma_f = \\ = 0{,}5 \cdot 1{,}0 \cdot 9{,}81 \cdot 28{,}90 \cdot 0{,}05 \cdot (44{,}43 - 7{,}74) \cdot 1 = 260{,}0 \text{ кН} \quad (4.57)$$

$$\text{Т} = \text{НПУ} - \text{ПВ} = 50 - 5{,}57 = 44{,}43 \text{ м} \quad (4.58)$$

Вертикальная пульсационная нагрузка:

$$W_{п} = \alpha \cdot \frac{V_{сж}^2}{2} \cdot \rho_{в} \cdot \omega = 0{,}06 \cdot \frac{23{,}36^2}{2} \cdot 1{,}0 \cdot 2{,}51 = 41{,}01 \text{ кН} \quad (4.59)$$

где $\alpha = (0{,}05 \div 0{,}07)$, принимаем $\alpha = 0{,}06$

$\omega = t_{в} = 2{,}51$ м.

$$\frac{G_{пл} \cdot \gamma_{cd}}{(W_{д} + W_{ф} + W_{п}) \cdot \gamma_{lc}} = \frac{944{,}86 \cdot 0{,}9}{(717{,}02 + 260{,}0 + 41{,}01) \cdot 1} = 0{,}84 \quad (4.60)$$

0,84≤1,2, значит следует увеличить толщину водобойной плиты.

Принимаем $\gamma_n = 1{,}2$, определяем вес плиты во взвешенном состоянии

$$G_{пл} = \frac{1{,}2 \cdot \left(W_{д} + W_{ф} + W_{п}\right) \cdot \gamma_{lc}}{\gamma_{cd}} = \quad (4.61)$$

$$= \frac{1{,}2 \cdot (717{,}02 + 260{,}0 + 41{,}0) \cdot 1}{0{,}9} = 1357{,}38 \text{ кН}.$$

Толщина плиты:

$$t_{\text{в}} = \frac{G_{пл}}{(\rho_{\text{б}} - \rho_{\text{в}}) \cdot g \cdot l_{\text{в}} \cdot \gamma_f} = \frac{1357{,}38}{(2{,}4 - 1{,}0) \cdot 9{,}81 \cdot 28{,}9 \cdot 0{,}95} = \tag{4.62}$$

$= 3{,}60$ м

Толщина плиты водобоя принимается 3,60 м.

4.3.2 Определение ширины подошвы плотины

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

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla\text{под} = \nabla\text{дна} - d - t_{\text{в}} - \text{а} = 10{,}0 - 4{,}43 - 3{,}60 - 2 = 0 \text{ м}, \tag{4.63}$$

где d – глубина колодца;

$t_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты;

а – конструктивный запас, (2÷3)м;

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 50{,}0 - 0 = 50{,}0 \text{ м}. \tag{4.64}$$

При соотношении $\frac{\text{В}}{\text{h}_{\text{пл}}} = (0{,}67 \div 0{,}7)$ плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости.

Ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{пл}} = 0{,}7 \cdot h_{\text{пл}} = 0{,}7 \cdot 50{,}0 = 35{,}0 \text{ м}. \tag{4.65}$$

4.3.3 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани предусматриваются вертикальные дрены, которые имеют выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{\text{др}}$ необходимо принимать не менее минимально допустимого, которое равно 2 м, и при соблюдении следующего условия:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{40 \cdot 1{,}2}{25} = 1{,}92 \text{ м}, \quad (4.66)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для второго класса принимается равным 1,2;

$J_{cr.m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины;

H_{max} – напор над расчетным сечением:

$$H_{max} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО} = 50{,}0 - 10{,}0 = 40{,}0 \text{ м}. \quad (4.67)$$

Таким образом, $a_{\text{др}}$ принимается равным 3,5 м, что удовлетворяет условию $a_{\text{др}} \geq 1{,}92$ м.

4.3.4 Дренажные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 4.5.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0{,}05 \div 0{,}1) \cdot B = 0{,}1 \cdot 35 = 3{,}5 \text{ м}, \quad (4.68)$$

где B – ширина подошвы плотины.

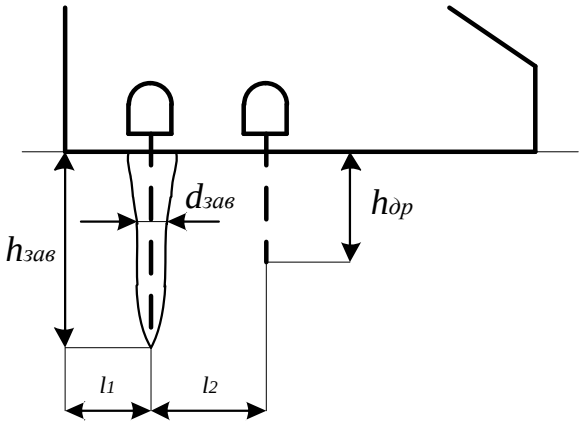


Рисунок 4.5 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 5$ м.

Глубина завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0{,}5 \cdot H = 0{,}5 \cdot 39{,}2 \approx 19{,}6 \text{ м}. \quad (4.69)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n \,, \tag{4.70}$$

где $\Delta H = (НПУ - УНБвхк) \cdot 0{,}6 = (50{,}0 - 10{,}8) \cdot 0{,}6 = 23{,}5$ м. (4.71)

$J_{кр} = 15$ критический градиент для завесы;

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

Таким образом:

$\delta_{зав} = 23{,}5 \cdot 1{,}2/15 = 1{,}9$ м $- 1$ ряд ц. з..

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0{,}5 \cdot h_{зав} = 0{,}5 \cdot 19{,}6 \approx 9{,}8 \text{ м}. \tag{4.72}$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют насосами.

4.3.5 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-усадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_в; \tag{4.73}$$

где b_c −ширина секции с учетом разрезного быка,

b −ширина пролета в свету,

$\delta_в$ −толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$b_c = 10 + 4 = 14$ м.

При ширине основания В=35 м, принимаем 2 столба шириной 18 м и 17 м. Омоноличивание профиля плотины обеспечивается бетонированием швов шириной 1,5 м.

Быки:

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м. Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

Устои:

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и раздельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 раздельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 20 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу оборудования. Примем шириной – 3 м, высотой – 3,5 м. Галереи находятся на отметке: ∇2,0 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,5 м, высотой – 2,5 м. Смотровые галереи находятся на отметках: ∇20,0 м; ∇40,0 м.

Рисберма:

Рисберма – участок за водобойной стенкой, укреплённый бетонными плитами, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Длина участка с плитами рисберм:

$$L\text{p} = \frac{0{,}4}{n} \cdot h_c^{``} = \frac{0{,}4}{0{,}1} \cdot 7{,}74 = 30{,}95 \text{ м}. \quad (4.74)$$

Количество плит рисбермы по длине:

$$\text{N} = \frac{\text{Lp}}{12} = \frac{30{,}95}{12} = 2{,}58. \quad (4.75)$$

Принимается количество плит - 3.

Ширина рисбермы равна ширине водосливного фронта.

Толщина плит рисбермы: для первого ряда толщина плит принимается равной половине толщины плиты водобоя – 1,8 м, для второго и третьего – 1,3 м.

4.3.6 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{\text{р.в.}} = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}}}{t_{\text{сраб}}} + Q_{\text{пр}} = \frac{7{,}74000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 168 = \quad (4.76)$$

$= 665{,}7$ м^3/с.

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \text{Н}_{\text{ВО}}}, \quad (4.77)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие;

$\text{Н}_{\text{ВО}}$ – напор над центром входного отверстия;

$\omega_{\text{во}}$ – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное четырем. Тогда расход через одно водопропускное отверстие:

$$Q_{1\ \text{отв}} = \frac{Q_{\text{р.в.}}}{4} = 166{,}42\ \text{м}^3/\text{с}. \quad (4.78)$$

Для того, чтобы определить $\text{Н}_{\text{ВО}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия h=5,0 м, тогда нижняя отметка донного отверстия 1,5 м. отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla\text{ЦВО} = 1{,}5 + \frac{h}{2} = 4{,}0\ \text{м}. \quad (4.79)$$

Напор над центром выходного отверстия:

$$\text{Н}_{\text{ВО}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ЦВО} = 50{,}0 - 4{,}0 = 46{,}0\ \text{м}. \quad (4.80)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{1\ \text{отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \text{Н}_{\text{ВО}}}} = \frac{166{,}42}{0{,}8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81 \cdot 46{,}0}} = 14{,}22\ \text{м}^2. \quad (4.81)$$

Так как высота отверстия 5 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{во}}}{h} = \frac{14{,}22}{5} = 2{,}8\ \text{м}. \quad (4.82)$$

Округлим до 3,0 м.
Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 3 \cdot 5 = 15\ \text{м}^2. \quad (4.83)$$

Исходя из расчета получаем 4 водосбросных сооружения h=5 м, b=3,0 м.

4.4 Статические расчёты плотины

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

Вес сооружения:
Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$S_{\text{пл}} = 1031{,}87\ \text{м}^2$,

$S_{\text{б}} = 1620{,}54\ \text{м}^2$.

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1031{,}87 \cdot 10 \cdot 9{,}81 \cdot 2400}{10 + 4} = 17353{,}11\,\frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.84)$$

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

$Y_{пл} = 6{,}98$ м.

Вес быка и точку его приложения определю аналогичным образом:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \rho_{б} \cdot g}{b + \delta_{б}} = \frac{1620{,}54 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9{,}81}{10 + 4} = 10901{,}14 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.85)$$

$Y_{б} = 4{,}13$ м.

Вес плоского затвора:

$$Q_{з} \approx 0{,}055 \cdot f\sqrt{f} \cdot g\ , \quad (4.86)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0{,}5) \cdot b = (51{,}4 - 46{,}0 + 0{,}5) \cdot 10 = 59\ \text{м}^2. \quad (4.87)$$

Таким образом:

$$Q_{з} = 0{,}055 \cdot 59 \cdot \sqrt{59} \cdot 9{,}81 = 244{,}52\ \text{кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_{з}^{\text{расч}} = \frac{Q_{з}}{b + \delta_{б}} = \frac{244{,}52}{10 + 4} = 17{,}47 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.88)$$

Сила гидростатического давления воды:
Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
- с верхнего бьефа:

$$T_{в} = \frac{\rho_{w} \cdot g \cdot H_{в}^{2}}{2} = \frac{1000 \cdot 9{,}81 \cdot 50{,}0^{2}}{2} = 12275{,}30\ \text{кН/м}\ , \quad (4.89)$$

где $H_{в} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 50{,}0 - 0 = 50{,}0$ м. (4.90)

- с нижнего бьефа:

$$T_{н} = \frac{\rho_{w} \cdot g \cdot H_{н}^{2}}{2} = \frac{1000 \cdot 9{,}81 \cdot 10{,}8^{2}}{2} = 574{,}90\ \text{кН/м}\ , \quad (4.91)$$

где $H_{н} = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 10{,}8 - 0 = 10{,}8$ м. (4.92)

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_{З} = S \cdot \gamma_{в} = 97{,}58 \cdot 9{,}81 = 957{,}30\ \text{кН/м}; \quad (4.93)$$

где $S-$ площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа, определяется при помощи программы AutoCAD.

Сила взвешивающего и фильтрационного давления:

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ} = 50{,}0 - 10{,}8 = 39{,}2 \text{ м}. \quad (4.94)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой и дренажом:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0{,}40,$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0{,}15,$$

$$H_{as} = 0{,}4 \cdot H_d = 0{,}4 \cdot 39{,}2 = 15{,}68 \text{ м}, \quad (4.95)$$

$$H_{dr} = 0{,}15 \cdot H_d = 0{,}15 \cdot 39{,}2 = 5{,}88 \text{ м}, \quad (4.96)$$

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{ф}}, \quad (4.97)$$

$$W_{\text{ф}} = 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 227{,}90 = 2235{,}60 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюр определим, как:

$$\text{р}_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{под}) = 1000 \cdot 9{,}81 \cdot (10{,}8 - 0) = \\ = 106{,}20 \text{ кН}, \quad (4.98)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{вз}} = 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 378{,}90 = 3717{,}13 \ \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.99)$$

Давление грунта:

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2\left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2}\right) = 10 \cdot 5 \cdot \tan^2\left(45 - \frac{20}{2}\right) = \\ = 24{,}5\ \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \tag{4.100}$$

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

$h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$$h_{\text{н}} = \nabla\text{заил} - \nabla\text{дна} = 15{,}0 - 10{,}0 = 5{,}0\ \text{м}, \tag{4.101}$$

где $\varphi_{\text{н}} = 20°$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{5{,}0 \cdot 24{,}5}{2} = 61{,}25\,\frac{\text{кН}}{\text{м}}. \tag{4.102}$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта боковое давление грунта определяется дважды, считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, погруженному весом наносов

$$\text{P}'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2\left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right) = 10 \cdot 5 \cdot tg^2\left(45 - \frac{45}{2}\right) = \\ = 8{,}57\ \text{кН/м}^2, \tag{4.103}$$

где $\varphi_{\text{гр}} = 45°$.

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$ где действуют вес наносов и грунта

$$\text{P}''_{\text{гр}} = \left(\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}\right) \cdot tg^2\left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right) = \\ = (10 \cdot 5 + 16{,}1 \cdot 10{,}0) \cdot tg^2\left(45 - \frac{45}{2}\right) = 36{,}23\ \text{кН/м}^2. \tag{4.104}$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0)\gamma_w = 23{,}5 - (1 - 0{,}25) \cdot 9{,}81 = \\ = 16{,}1\ \text{кН/м}^3, \tag{4.105}$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 23{,}5\,\frac{кН}{м^3}$;

n_0 – пористость условиях естественной влажности грунта, $n_0 = 0{,}25$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 10{,}0$ м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 45°$;

$\gamma_в$ – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_а = \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{8{,}57 + 36{,}23}{2} \cdot 10{,}0 = 224{,}60 \text{ кН/м} \quad (4.106)$$

Волновое давление:

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3{,}14 \cdot 2{,}04^2}{21{,}33} = 0{,}61 \text{ м} \quad (4.107)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right) = \quad (4.108)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 2{,}04 \cdot \left(\frac{21{,}33}{3{,}14} + \frac{0{,}61}{2}\right) = \ 70{,}99 \ \frac{кН}{м}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{21{,}33}{6{,}28} - \frac{3}{8} \cdot 2{,}04 = 2{,}6 \text{ м}. \quad (4.109)$$

4.5 Расчёт прочности плотины

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

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

Для удобства расчёта составлю таблицу 4.2, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 4.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	12275,29	16,68	204694,95
Тн	1,00	←	574,89	-3,61	-2074,59
$W_З$	1,00	↓	957,26	12,20	11678,57
Gб	0,95	↓	10356,08	-4,13	-42770,63
Gпл	0,95	↓	16485,45	-6,98	-115068,44
Wвзв	1,00	↑	3717,13	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	2235,60	9,61	21484,12
Qз	0,9	↓	15,72	-15,09	-237,20
$E_а$	1,20	→	269,51	3,34	900,72
$W_{волн}$	1,00	→	70,99	47,39	3364,45
$E_н$	1,20	→	73,50	11,69	859,42
F	← →		12114,41		
N	↓↑		21592,26		
M	Σ		82831,38		

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\sigma^u{}_y = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{21592{,}26}{35{,}0} + \frac{6 \cdot 82831{,}38}{35{,}0^2} = \quad (4.110)$$
$$= -211{,}22 \text{ кН/м}^2,$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9{,}81 \cdot 50{,}0 = \quad (4.111)$$
$$= -490{,}76 \ \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где $\gamma_w = 9{,}81$ кН/м^3 – удельный вес воды,

$$H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 50{,}0 - 0{,}0 = 50{,}0 \text{ м} \quad (4.112)$$

$$m_u = tan\, \alpha_1, \quad (4.113)$$

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

$$\tau_{xy}^{u} = \left(\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u\right) \cdot m_u = 0 \quad (4.114)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -211{,}22 \text{ кН/м}^2; \quad (4.115)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9{,}81 \cdot 50{,}0 = -490{,}76 \text{ кН/м}^2. \quad (4.116)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{21592{,}26}{35{,}0} - \frac{6 \cdot 82831{,}38}{35{,}0^2} = \quad (4.117)$$
$$= -1022{,}63 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \quad (4.118)$$
$$= -1022{,}63 \cdot 0{,}78^2 - 9{,}81 \cdot 10{,}8 \cdot (1 - 0{,}78^2) = -663{,}76 \text{ кН/м}^2,$$

$$m_t = \tan \alpha_2, \quad (4.119)$$

где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$H_d^t = \nabla\text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla\text{ПОД} = 10{,}8 - 0 = 10{,}8 \text{ м} \quad (4.120)$$

$$\tau_{xy}^t = -\left(\gamma_w \cdot H^t{}_d + \sigma^t{}_y\right) \cdot m_t = -(9{,}81 \cdot 10{,}8 - 1022{,}63) \cdot \quad (4.121)$$
$$\cdot 0{,}78 = 714{,}81 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H^t{}_d \cdot m_t^2 = \quad (4.122)$$
$$= -1022{,}63 \cdot (1 + 0{,}78^2) + 9{,}81 \cdot 10{,}8 \cdot 0{,}78^2 = -1580{,}18 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9{,}81 \cdot 10{,}8 = -106{,}20 \text{ кН/м}^2 \quad (4.123)$$

Расчёт краевых напряжений сведу в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-211,22	-1022,63
σ_x	-490,76	-663,76
τ_{xy}	0	714,81
σ_1	-211,22	-106,20
σ_3	-490,76	-1580,18

4.6 Критерии прочности плотины

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.124)$$

$$1{,}2 \cdot 1 \cdot |-1580{,}18| \leq 7500 \cdot 0{,}9,$$

$$1975{,}22 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа}.$$

Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

$$-211{,}22 \text{ кПа} < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$\left|\sigma_y^u\right| \geq 0{,}25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (4.125)$$

$$211{,}22 \text{ кПа} \geq 0{,}25 \cdot 10 \cdot 50{,}0 = 125{,}07 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

4.7 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.126)$$

$$R = \left(G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + W_{\text{З}} + Q_{\text{з}}\right) \cdot \tan\varphi + c \cdot \omega = \\ = (16485{,}45 + 10356{,}08 - 3717{,}13 - 2235{,}60 + 957{,}26 + 15{,}72) \cdot \\ \cdot 0{,}6 + 70 \cdot 35{,}0 = 15405{,}36 \text{ кН/м}, \quad (4.127)$$

где $tan\varphi = 0{,}6$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - мергель) [3];

$c = 70$ кН/м^2– сцепление для скалы [3];

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 35{,}0$ м^2 – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} + E_{\text{а}} = 12275{,}29 - 574{,}89 + 70{,}99 + \\ +73{,}50 + 269{,}51 = 12114{,}41 \text{ кН/м}. \quad (4.128)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{15405{,}36 \cdot 0{,}95}{12114{,}41 \cdot 1{,}0} \geq 1{,}21$$

$1{,}21 \geq 1{,}2$.

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

5 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах

Так как гидроэлектростанция является средненапорной (высота 54,4 м), принято решение применить русловую компоновку гидроузла с приплотинным зданием ГЭС.

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

Пропуск строительных расходов осуществляем методом секционирования русла. Расчет секционированного русла будем выполнять в два этапа. На первом этапе выполним расчет пропуска строительных расходов через стесненное русло, а на втором – через донные отверстия недостроенной водосливной части.

5.1 Периоды строительства ГЭС

Задачей подготовительного периода является подготовка строительства к ведению работ на основных сооружениях. Подготовительный включает в себя организационную подготовку строительства:

-отвод в натуре площадки для строительства

-оформление финансирования строительства

-заключение договоров подряда и субподряда на строительство

-оформление разрешений и допусков на производство работ

-решение вопросов о переселении лиц и организаций, размещенных в подлежащих сносу зданиях

-обеспечение строительной площадки подъездными путями, электро-, водо- и теплоснабжением, системой связи и помещениями бытового обслуживания кадров строителей

-организацию поставки на строительство оборудования, конструкций, материалов и готовых изделий

Задачей основного периода является возведение основных сооружений в объеме необходимом для пуска объекта на полную мощность. Основной период включает в себя строительство основных сооружений ГЭС и заканчивается поочередным пуском всех агрегатов во временную эксплуатацию. Делится на более мелкие этапы. Продолжительность периода: от начала работ разработки котлована, до ввода объекта во временную эксплуатацию.

Заключительный период - ввод объекта в промышленную эксплуатацию.

5.2 Этапы возведения сооружений и пропуск строительных расходов

Строительство гидроузла основной период разбиваем на 5 этапов:

Iэтап– возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап – перекрытие русла;

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

IV этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

Vэтап - наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов

Компоновка гидроузла и состав сооружений

В состав сооружений напорного фронта Якутской ГЭС входит:

- Левобережная бетонная плотина
- Бетонная станционная часть
- Раздельный устой
- Бетонная водосливная плотина
- Правобережная бетонная плотина

Здание ГЭС запроектировано приплотинного типа. Компоновка русловая, пропуск строительных расходов со стеснением русла.

Принципиальная компоновочная схема: ГЭС с бетонными глухими плотинами, бетонной станционной и водосливной частью и приплотинным зданием ГЭС

Пропуск строительных расходов предлагаем осуществлять в 2 очереди.

Пропуск строительных расходов 1й очереди:

Назначаем класс временных сооружений-перемычек: IV класс, срок эксплуатации до 10лет, следовательно обеспеченность максимального строительного расхода равна 10%. Максимальный строительный расход Q10%=1046 м3/с;

∇УВ (Q10%)=13,0 м, ∇Дна реки 10,0м.

$$h = \nabla\text{УВ}\ (Q10\%) - \nabla\text{Дна} = 13{,}0 - 10{,}0 = 3{,}0\ \text{м}. \quad (5.1)$$

Глубина реки 3,0 м.

B_0=215м. при УВ (Q10%)=13,0 м ,B0 – ширина реки

Для скальных и полускальных грунтов русла реки (для Якутской ГЭС – мергель, полускальное основание) величина сужения русла принимается 65%.

$$\text{B}_{\text{сж}} = \text{B}_0 \cdot 0{,}65\% = 215 \cdot 0{,}65 = 139{,}8\ \text{м}, \quad (5.2)$$

$$V_{\text{сж}} = \frac{Q10\%}{W\text{сж}} = \frac{1046}{419{,}25} = 2{,}49\ \text{м}^3/\text{с}, \quad (5.3)$$

где $V_{\text{сж}}$– скорость течения в сжатом русле

$$W_{\text{сж}} = B_{\text{сж}} \cdot h = 139{,}8 \cdot 3 = 419{,}25, \quad (5.4)$$

где $V_{сж}$ = 2,49м/с, что меньше 3,0м/с (допустимая скорость по условиям судоходства) следовательно судоходство в строительный период допускается.

Допустимая неразмывающаясредняя скорость для грунтов русел реки мергели плотные при глубине до 3,0м равна3,5м/с, следовательно русло не размывается.

Определяем перепад перед ВП (верховой перемычкой):

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

где φ – коэффициент скорости, для трапецеидальных перемычекφ = 0,8 – 0,85, принимаемφ равным 0,85

V_0 – бытовая скорость воды в реке;

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{w_0} = \frac{1046}{645} = 1{,}62 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.6)$$

$$Z = \frac{2{,}49^2}{0{,}85^2 \cdot 2 \cdot 9{,}81} - \frac{1{,}62^2}{2 \cdot 9{,}81} = 0{,}303$$

где $w_0 = B0 \cdot h = 215 \cdot 3 = 645\text{м}^2$ (5.7)

Определяем отм ГВП 1очереди:

$$\nabla ГВП_{1оч} = УВ_{быт} + Z + d \quad (5.8)$$

$$\nabla ГВП = 13{,}6 + 0{,}303 + 3{,}5 = 17{,}4$$

где d – запас высоты гребня

$$d = h_н + \Delta h + a \quad (5.9)$$

где hн - высота наката верховой волны на откос

Δh – Высота ветрового нагона

a – запас

d- принимаем 3,5м с учетом ледохода

$$\nabla ГНП1оч = УВбыт + d \quad (5.10)$$

$$\nabla ГНП1оч = 13{,}6 + 2{,}5 = 16{,}1$$

Назначаем конструкцию перемычек:

В качестве перемычек назначаем каменно-земляные перемычки трапецеидального сечения

Определяем длину перемычек по ген.плану:
*L*вп=184м.
*L*нп=192м
*L*прод=263м.

Определяем объем перемычек:
*V*вп=31249м3
*V*нп=24215м3
*V*пп=44665м3
*V*общ=100129м3

Определяем время возведения перемычек по ГЭСН 36-01-004-002 Возведение плотин, дамб, насыпей способом отсыпки грунтов в воду: в искусственных прудках слоями до 2 м

Бульдозеры при работе на гидроэнергетическом строительстве и горно-вскрышных работах 79 кВт (108 л.с.) 17,49м·час/1000м^3

$$\mathrm{T} = 100129 \cdot 17{,}49/1000 = 1751{,}2 \text{ м} \cdot \text{час} \qquad (5.11)$$

Определяем тип и конструкцию перемычек:

Принимаем каменно-земляные перемычки с шириной по гребню 6 м. Верховой откос перемычки 1:2, низовой 1:1. Представлены на рисунке 5.1-5.2.

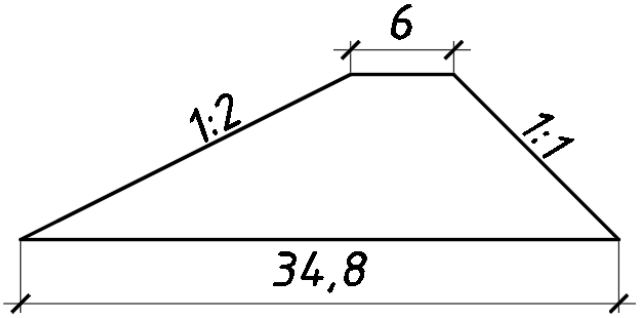


Рисунок 5.1 – Поперечное сечение верховой перемычки

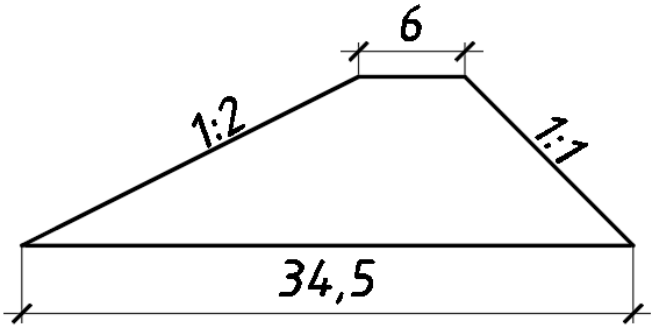


Рисунок 5.2 – Поперечное сечение низовой перемычки

5.3 Первый этап. Возведение сооружений для перекрытия русла

Состав работ:
-отсыпка верховой, продольной и низовой перемычки 1ой очереди
- водоотлив из котлована 1ой очереди
-водопонижение в котловане 1ой очереди
- земельно-скальные работы
- буровзрывные работы
- земляные работы
- бетонные работы, в том числе арматурные работы, опалубочные работы

1) Водоотлив из котлована 1й очереди:

Осушение котлована 1ой очереди

Определяем площадь поверхности воды, заключенной между перемычками I очереди котлована S=41280м^{2}с помощью программы AutoCaD. Определяем глубину воды в котловане h =3 м при расходе воды в реке Q =1046м^3/с.

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована (с учетом притока на фильтрацию):

$$V = h \cdot S; \tag{5.12}$$

$$V = 3 \cdot 41280 \cdot 2 = 247680 \text{ м}^3.$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (К 300/30аимеющие производительность W=300 м3/час в количестве 4 шт.

Рассчитываем время откачки с использованием 4 насосов.

$$\mathrm{t} = \frac{\mathrm{V}}{W \cdot n}; \tag{5.13}$$

$$\mathrm{t} = \frac{247680\ /(300 \cdot 4)}{24} = 9 \text{ суток}.$$

Находим интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{h}{t} = \frac{3}{9} = 0{,}33\,\frac{\text{м}}{\text{смен}} \tag{5.14}$$

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

2) Водопонижение в котловане I очереди:

Для поддержания котлована в сухом состоянии необходимо выполнять

водопонижение (водоотлив) до затопления котлована. Для грунтов основания из мергелей, лучшим способом водопонижения используют открытый водоотлив.

Подбираем насосы для водоотлива

Принимаем насос К10 производительность 10 м3/час.

3) Земельно-скальные работы:

Цикл земельно-скальных работ состоит из буровзрывных работ и разработки котлована экскаваторами с погрузкой в автотранспорт и транспортировки его в бурт.

4) Определяем объемы земельно-скальных работ:

Определим объем разрабатываемого грунта с учетом объёма грунта для прокладки дороги (40% от врезки).

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = S \cdot b; \tag{5.15}$$

$$V = 8816 \cdot 70 = 617120 \text{ м}^3.$$

С учетом объёма грунта для прокладки дороги:

$$V = 617120 \cdot 0{,}6 + 617120 = 987392 \text{ м}^3.$$

5) Буровзрывные работы (БВР):

БВР выполняем методом скважинных зарядов, основное время при буровзрывных работах затрачивается на бурение скважин. Для подбора бурового станка назначаем сетку бурения скважин 4х4 м.

$$L_{\text{скв}} = H_{\text{уст}} + h_{\text{п}} = 6 + 10 \cdot 0{,}150 = 7{,}5 \text{ м}. \tag{5.16}$$

где $h_{\text{п}} = (10 - 12) \cdot d$ (5.17)

d –диаметр скважины, определяется маркой бурового станка (для БТС 150 равна 160 мм).

Определяем класс породы по трудности бурения Пб.

Мергели относятся к легкобуримым породам Пб=3. Принимаем буровой станок БТС-150, с технической скоростью бурения 12м/ч

Определяем производительность бурового станка:

Сменная производительность бурового станка метры/смену определяется

$$\text{П}_{\text{б.см}} = \frac{\text{Т}_{\text{см}}}{\text{Т}_0 + \text{Т}_{\text{в}}} \cdot \text{К}_{\text{и.б}} = \frac{8}{0{,}08 + 0{,}016} \cdot 0{,}8 = 66{,}7 \text{ м/см}. \tag{5.18}$$

где $\text{Т}_{\text{см}}$=8час – продолжительность смены;

$Т_0$, $Т_в$ – продолжительность выполнения основных и вспомогательных операций, приходящихся на 1м скважины, в час;

$К_{и.б}$ = 0,8 – коэффициент использования сменного времени.

$$Т_0 = \frac{1}{V_б} = \frac{1}{12} = 0{,}08 \text{ час} \quad (5.19)$$

$$Т_в = 0{,}016 \text{ час.}$$

где $V_б$=12 м/ч. – техническая скорость бурения.

Определяем объем буровых работ в п.м. бурения:

Определяем объем выемки, приходящийся на одну скважину:

$$W_{скв} = 4 \cdot 4 \cdot L_{скв} = 16 \cdot 7{,}5 = 120 \text{ м}^3 . \quad (5.20)$$

$$N_{скв} = \frac{\sum W_{выемки}}{W_{скв}} = \frac{987392}{120} = 8228 \text{ шт. скв/.} \quad (5.21)$$

$$N_{скв} \cdot L_{скв} = 8228 \cdot 7{,}5 = 61710 \text{ м. бурения.} \quad (5.22)$$

Определяем время, необходимое для выполнения буровых работ:

$$\text{п. м. бурения } /\text{Пб. см} = 61710/66{,}7 = 925 \quad (5.23)$$

6) Земляные работы:

Подбираем экскаватор.

Подбираем экскаватор по емкости ковша (свыше 500тыс до 3млн емкость ковша 5м^3)

ЭКГ-5:

Определяем производительность экскаватора:

Теоретическая производительность:

$$П_к = \frac{3600q}{Т_ц} = 3600 \cdot 5/25 = 720\text{м3/час.} \quad (5.24)$$

где *q*- вместимость ковша м3

*Т*ц – продолжительность рабочего цикла

Техническая производительность экскаватора:

$$Пт = Пк \cdot \frac{Кн}{Кр} = 720 \cdot \frac{1}{1{,}2} = 600\text{м3/час.} \quad (5.25)$$

где Кр=1,2– коэффициент разрыхления грунта

Кн= 1– коэффициент наполнения ковша

Определяем эксплуатационную производительность экскаватора м3/час

$$\text{Пэ} = \text{Пт} \cdot \text{Тр} \cdot \text{Кв} = 600 \cdot 1 \cdot 0{,}8 = 480\text{м}^3/\text{час}. \quad (5.26)$$

где Тр=1час - длительность периода работы в часах

Кв = 0,8 – коэффициент использования рабочего времени

Подбираем необходимое количество автосамосвалов:

При погрузке в транспорт наибольшая производительность экскаватора достигается, если объем кузова транспорта в 4-5раз больше емкости ковша экскаватора

Принимаем автосамосвал БелАЗ 75483 объемом кузова 20м3, грузоподъемностью 40тн.

Количество автосамосвалов определяем из формулы:

$$(n-1)\text{Тп} = \frac{L1}{V1} + \frac{L2}{V2} + T\text{р} + \text{Тз} = \frac{2}{40} + \frac{2}{20} + 0{,}17 + 0{,}011 = 0{,}33. \quad (5.27)$$

$$\text{Тп} = \frac{W}{\text{Пэ}} = \frac{20}{480} = 0{,}04. \quad (5.28)$$

$$n - 1 = \frac{0{,}33}{0{,}04} = 8,$$

где n=9шт

L_1,L_2 – длинна пути туда и обратно принимаем 2км

V1,V2 – техническая скорость автосамосвала груженого и порожняком

Тр 40сек – время разгрузки самосвала в часах

Тз=10мин – время задержки в пути в часах

Определяем объем выемки в месяц одного экскаватора

$$W = \text{Пэ} \cdot \text{Тр} = 480 \cdot 8 \cdot 21 = 80640\ \text{м}^3/\text{месяц}. \quad (5.29)$$

$$\text{Тр} = 8\text{час} \cdot 21\text{день}.$$

Определяем время, необходимое для выемки грунтов из котлована

$$\frac{W\text{в}}{W} = \frac{987392}{80640} = 12{,}24\ \text{месяц}\,. \quad (5.30)$$

Определяем интенсивность земельно-скальных работ в месяц/м^3, час/м^3

$$\frac{12{,}24}{987392} = 0{,}000012 \text{ мес/м3}.$$

7) Бетонные работы:

Определение объемов бетонных работ.

Площадь сечения бетонных сооружений по разрезу посчитана в Автокаде составляет 1008м^2.

Длинна бетонных сооружений 70м.п.

Общий объем бетонной смеси составляет 1008·70=70560м3

Определяем технологию укладки бетона:

Для подачи бетона в блоки используем башенные бетоноукладочные краны КБГС450, с грузоподъемностью10-25тн

8) Арматурные работы:

Монтаж арматурных изделий выполняем башенными бетоноукладочными кранами КБГС450 с г/п 10-25тн.

Объем арматурных работ определяем исходя из интенсивности армирования, в зависимости от массивности бетонных конструкций

$$Wарм = Wбет \cdot Jарм = 70560 \cdot 13 = 917280кг = 917{,}3 \text{ тн.} \quad (5.31)$$

Интенсивность армирования Jарм для массивных плотин принимается 10-15кг арматуры на 1м3 бетона, принимаем Jарм=13,0кг/м3

Назначаем технологию монтажа арматурных конструкций

Монтаж арматурных работ выполняем краном КБГС-450. Представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Выбор крана

Показатели	КБГС-101М	КБГС-450	КБГС-500 ХЛ	КБГС-1000 А	
				Исполнение I	Исполнение II
Вылет крюка, м					
наибольший	40,0	40,0	40,0	40,0	
наименьший	6,7	7,0	6,0	6,0	
при наибольшей грузоподъемности	18,0	18,0	-	20,0	
Грузоподъемность, т					
при наибольшем вылете	10,0	10,0	12,5	25,0	
при наименьшем вылете	25,0	25,0	25,0	50,0	
Высота подъема крюка, м	45,0	45,0	45,0	33,5	18,5
Скорости подъема груза, м/мин					
до 6 т	-	-	60	-	
до 10 т	10,4-60	12,5-17,5-30,2	-	180	
свыше 10 т	5,2-30	25-35,5-60,5	-	-	
до 25 т	-	-	30	80	100
до 50 т	-	-	-	50	
Скорость передвижения грузовой тележки, м/мин	30,0	30,0	52,4	55,5	

Окончание таблицы 5.1

Показатели	КБГС-101М	КБГС-450	КБГС-500 ХЛ	КБГС-1000 А	
				Исполнение I	Исполнение II
Скорость поворота стрелы, об/мин	0,4	0,4	от 0,06 до 0,6	0,54	
Скорость передвижения крана, м/мин	9,0	9,0	11,0	10,5	
База, м	10,0	10,0	10,0	10,0	
Колея, м	10,0	10,0	10,0	11,6	
Масса крана, т	265	268,0	313,0	544,0	518
Завод-изготовитель	Днепропет-ровский механический	Чеховский завод Гидросталь-конструкция		Зуевский энергомеханический	

Определяем время на выполнение арматурных работ:

По ГЭСН-37-01-027-02 посчитаем время на монтаж арматурных конструкций.

81,53м·ч на 100тн. армоизделий. Время выполнения арматурных работ

$$t_{арм} = 917{,}3 \cdot \frac{81{,}53}{100} = 747{,}9м \cdot час.$$

Состав работ: Установка кранами башенными бетоноукладочными 10-25 т армокаркасов и армоферм массой до 5 т, сварка стыков.

9) Опалубочные работы:

Монтаж опалубки выполняем башенными бетоноукладочными кранами КБГС450 с г/п 10-25тн.

Объем опалубочных работ определяется исходя из коэффициента опалубливаемой поверхности Коп в зависимости от массивности бетонных конструкций.

Для массивных плотин Коп принимается 0,4-0,6м2 опалубки на 1м3 бетона, Коп=0,5

$$S_{рпал} = W_{бет} \cdot К_{оп} = 70560 \cdot 0{,}5 = 35280м^2. \quad (5.32)$$

10) Подбор вида опалубки:

Принимаем щитовую деревометаллическую опалубку, имеющую заводское изготовление и высокую оборачиваемость, площадь щита до 10м2

Назначаем технологию монтажа опалубочных конструкций:

Установка опалубки выполняется краном КБГС-450

По ГЭСН-37-01-021-01 посчитаем время на монтаж опалубочных конструкций.

15,81м·час на 100м2 опалубливаемой поверхности. Время выполнения опалубочных работ:

$$t_{опалубки} = 35280 \cdot \frac{15{,}81}{100} = 5577{,}8 \cdot час$$

Состав опалубочных работ: Установка и разборка щитовой плоской опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 10-25 т: деревометаллической площадью щита до 10 м2. 01. Устройство опалубки с подачей ее кранами и крепление. 02. Разборка опалубки с вывинчиванием анкерных болтов

11) Приготовление бетонной смеси:

Приготовление бетонной смеси осуществляется на Бетонном заводе, который характеризуется производительностью 20м3/ час.

Принимаем завод фирмы ZZBO кампакт-20 в зимнем исполнении. Характеристики:

- производительность 20м3·час
- бункер инертных материалов 2шт. по 4м3 с подогревом
- принудительный бетоносмеситель объемом 0,5м3
- дозатор автоматический
- система дополнительного дозирования добавок

12) Транспортирование бетонной смеси:

Для транспортирования бетонной смеси от бетонного завода на расстоянии 2,5км до места укладки принимаем автобетоносмесители объемом 3 м3 на базе КАМАЗ 65115

Определяем количество автобетоносмесителей

Определяем объем бетонной смеси, перевозимой одним автобетоносмесителем в смену

$$Q = q \cdot 60 \cdot T \cdot \frac{K}{t}\text{цикла} \; = \; 3 \cdot 60 \cdot 8 \cdot \frac{0{,}8}{31} = 37{,}2 \; (\text{м}^3 \text{ в смену}). \qquad (5.33)$$

где q=3м3 – объем порции бетонной смеси, перевозимой за один рейс в м3

T=8час – продолжительность смены в часах

K=0,8 – коэффициент использования рабочего времени

t загрузки=5мин

$$t \text{ цик(в мин)} = \; t\text{загр} + t\text{проб} + t\text{выгр} + t\text{пор пробег} + t\text{оч куз} =$$

$$= 5 + \left(\frac{3\text{км}}{\frac{20\text{км}}{\text{ч}}}\right) + 3\text{мин} + \left(\frac{3\text{км}}{\frac{50\text{км}}{\text{ч}}}\right) + 3\text{мин} = \qquad (5.34)$$

$$= 5 + 9 + 3 + 3{,}6 + 10{,}4 = 31\text{мин}.$$

$$\text{N} = \frac{\text{I}}{\text{Q}}, \qquad (5.35)$$

где N – количествоавтобетоносмесителей,

I – интенсивность бетонных работ м3 / смену.

13) Подача бетонной смеси в блоки:

Для подачи бетонной смеси в блоки бетонирования используем схему размещения бетоноукладочных кранов непосредственно на сооружениях. Схемы возведения бетонных сооружений с размещением бетоноукладочныхкрановнасооружении применяются для высоких сооружений свыше 30м, когда бетоноукладочные краны с отметок дна котлована не могут обеспечить возведение сооружений по высоте и по ширине.

К достоинствам данной схемы относятся:

-не требуется возведение дорогостоящих эстакад

- раньше можно начинать бетонирование

- бетонирование не связано с пропуском строительных расходов

- возможность наполнения водохранилища и пуска первых ГА задолго до окончания бетонных работ и соответственно отказа от системы водоотлива в более ранние сроки.

К недостаткам относят:

- ограничение маневренности бетоноукладочных кранов в горизонтальной плоскости

- требуется перестановка кранов и переустройство транспортных путей

Принимаем бетоноукладочный кран КБГС-450

Определяем время выполнения укладки tукладкбетона в блоки краном КБГС-450 г/п 10-25тн

по ГЭСН37-01-008-01 5,41м·час на 100м3 бетона. Вибрирование 28,68 м·час / 100м3 бетона.

$$t_{укладк} = W_{бет} \cdot \frac{5{,}41}{100} = 70560 \cdot \frac{5{,}41}{100} = 3817{,}3 \text{ м} \cdot \text{час}, \quad (5.36)$$

$$t_{вибрир} = 70560 \cdot \frac{28{,}68}{100} = 20236{,}6 \text{м} \cdot \text{час}.$$

Определяем суммарное время выполнения бетонных работ:

$$T_б = t_{арм} + t_{опалубка} + t_{укладк} + t_{вибрир} = \text{м} \cdot \text{час}, \quad (5.37)$$

$$T_б = 747{,}9 + 5577{,}8 + 3817{,}3 + 20236{,}6 = 30379{,}6 \text{ м} \cdot \text{час}.$$

Определяем интенсивность выполнения бетонных работ в маш·час/м^3:

$$I_б = \frac{30379{,}6}{70560} = 0{,}43 \text{маш} \cdot \text{час}/\text{м}^3.$$

14) Подготовка блоков к бетонированию:

Перед подачей бетонной смеси в подготовленную опалубку, необходимо блок подготовить для укладки бетона. Опалубку и поддерживающие леса тщательно осматривают, проверяют надежность установки стоек и лесов и клиньев под ними, креплений, отсутствие щелей в опалубке, наличие закладных частей и пробок, предусмотренных проектом. Геометрические размеры проверяют стальным метром, или рулеткой, правильность положения вертикальных плоскостей — рамочным отвесом, горизонтальность плоскостей — уровнем или геодезическими инструментами. Для прочного соединения ранее уложенного затвердевшего бетона монолитных конструкций и сборных элементов сборно-монолитных конструкций с новым горизонтальные поверхности затвердевшего монолитного бетона и сборных элементов перед укладкой бетонной смеси очищают от мусора, грязи и цементной пленки. Работы по установке и закреплению опалубки и поддерживающих ее конструкций оформляют записью в журнале работ.

15) Подача бетонной смеси в блок:

Для подачи бетонной смеси непосредственно в блок, применяем бадьи емкостью 3,2м3 (вес с бетоном 17тн.), что позволяет подавать бетонную смесь в блоки на вылете крана КБГС-450 до 30м (ширина бетонных сооружений 56м.)

16) Уплотнение бетонной смеси

Для обеспечения получения проектного бетона с соответствующими физико-механическими свойствами необходимо качественное уплотнение бетонной смеси. Применены глубинные вибраторы ИВ 80. Продолжительность уплотнения принимают для поверхностных вибраторов 60 с.Вибрирование бетонной смеси проводятся до появления на ее поверхности блеска и прекращения ее оседания и выделения пузырьков воздуха.

17) Уход за бетоном

Получение бетона с высокими характеристиками прочности требует осуществления правильных работ по уходу за бетоном в период его твердения. В жаркий период важно помнить о достаточном уровне влаги, поэтому свежеуложенный бетон будет поливаться водой, а внутри крупных блоков предусмотрена установка трубчатых змеевиков для подачи по ним охлаждающей воды, в зимнее время о дополнительном утеплении опалубки. В этой связи предусмотрено возведение шатров над блоками бетонирования, для поддержания температуры, достаточной для твердения бетона.

5.4 Второй этап

Перекрытие русла

Перекрытие русла осуществляем пионерным способом с одного берега.

Состав работ:

- Возведение перемычек II очереди

- отсыпка каменного банкета в проране (перекрытие проорана)

Конструкцию перемычек II очереди принимаем аналогично, перемычкам I очереди. Длину перемычек верховой и низовой IIочереди определяем по генплану. В качестве продольной перемычки в котловане II очереди используем раздельный устой.

5.5 Третий этап

Наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;

Состав работ:

-осушение котлована II очереди и организация водоотлива в котловане II очереди

- разработка котлована II очереди (БВР+земляные работы)

- возведение сооружений в котловане II очереди (глухая бетонная плотина, бетонная станционная плотина, приплотинное здание ГЭС) и наращивание сооружений котлована I очереди по всему фронту.

Технология выполнения работ принимается аналогичной котловану I очереди, объемы работ и время представлены в таблицах земляных и бетонных работ витоговых таблицах.

Пропуск строительных расходов осуществляем через донные отверстия недостроеннойводосливной плотины

5.6 Гидравлический расчет пропуска расходов II очереди через донные отверстия

Определяем n_{min} - минимально допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости искусственного крепления (бетон В30):

$$n_{min} = \frac{Q_{\text{стр}}}{V_{\text{доп}} \cdot h_{\text{р}} \cdot l} = \frac{1046}{25 \cdot 3{,}6 \cdot 4} = 2{,}9 \text{ отв}, \quad (5.38)$$

Принимаем 3 шт

где $V_{\text{доп}}$ - допустимая средняя скорость для грунтов русла реки.

$h_{\text{р}}$ – глубина воды в русле реки;

l – ширина донного отверстия, м.

Определяем отметку порога донных отверстий расчетную ∇ПДО:

$$\nabla\text{УВБ}(Q_{\text{пер}}) = \nabla\text{УНБ}\,(Q_{\text{пер}}) + Zmax = 10{,}8 + 2 = 12{,}8 \text{ м}, \quad (5.39)$$

где ∇УНБ $(Q_{\text{пер}})$ – уровень воды в реке при расходе перекрытия, определяем по кривой связи расходов ∇УНБ=10,8 м при Qпер=168 м^3/с.

Zmax – максимальный перепад при перекрытии русла, обычно бывает 2 м.

Определяем глубину воды над порогом донного отверстия Нп:

$$H_{\text{п}} = \left(\frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot b \cdot \sqrt{2g}}\right)^{2/3} = \left(\frac{168}{0.35 \cdot 4 \cdot 4\sqrt{2 \cdot 9.81}}\right)^{2/3} = 3{,}58, \text{м}, \quad (5.40)$$

где b = 16 м– ширина донных отверстий;
n – количество донных отверстий
l – ширина донного отверстия, м
m – коэффициент расход водослива, для водослива с широким порогом 0,3-0,35.

$$\nabla\text{ПДО} = \nabla\text{УВБ}(\text{Q}_{\text{пер}}) - H_{\text{п}} = 12{,}8 - 3{,}58 = 9{,}22 \text{ м}, \quad (5.41)$$

∇дна =10,0м, принимаем ∇ПДО=9,22м

Определяем условия пропуска мах строительного расхода Q10%
Определяем отметку верха донного отверстия, для чего назначаем высоту донного отверстия h= 8,0 м

$$\nabla\text{верха ДО} = \nabla\text{ПДО} + h_{\text{отв}} = 9{,}22 + 8{,}0 = 17{,}22 \text{ м}, \quad (5.42)$$

∇верха ДО > ∇УНБ – отверстия не затоплены.

Определяем величину перепада между уровнями ВБ и НБ -$Z_{во}$:

$$H_{\text{до}} = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \cdot {\omega_{\text{во}}}^2 \cdot 2g} = \frac{1046^2}{0{,}63^2 \cdot 128^2 \cdot 2 \cdot 9{,}81} = 8{,}6 \text{ м}. \quad (5.43)$$

$$\mu = \frac{1}{1 + \xi_{\text{вх}} + \frac{2gL}{C^2 R}} = \frac{1}{(1 + 0{,}5 + 2 \cdot 9{,}81 \cdot 53/87{,}3^2 \cdot 1{,}6} = 0{,}63, \quad (5.44)$$

где $\mathcal{E}_{вх}$ – потери напора на входе $\mathcal{E}вх$=0,5,
L=53м – определяем по чертежу,
c=87,3 – коэффициент Шези.

$$R = \frac{\omega}{\text{x}} = \frac{b \cdot h}{b + 2h} = \frac{4 \cdot 8}{4 + 2 \cdot 8} = 1{,}6 \text{ м} \quad (5.45)$$

где n – коэффициент шероховатости бетонной поверхности n=0,0125.

$$\nabla\text{УВБ} = \nabla\text{ПДО} + \text{Ндо} + \frac{1}{2h} = 9{,}22 + 8{,}6 + \frac{1}{2} \cdot 8 = 21{,}82 \text{ м.} \quad (5.46)$$

Вывод: пропуск строительных расходов II очереди пропускаем через 4 донных отверстия размером 4х8,0м .

Отметка гребня верховой перемычки II очереди:

$$\nabla\text{ГВП}_{\text{IIоч}} = \nabla\text{УВБ}\left(\text{Q}_{\text{стр}}\right) + d = 21{,}82 + 3{,}5 = 25{,}32 \text{ м.} \quad (5.47)$$

Отметка гребня низовой перемычки II очереди:

$$\nabla\text{ГНП}_{\text{IIоч}} = \nabla\text{УНБ}\left(\text{Q}_{\text{стр}}\right) + a = 10{,}8 + 2{,}5 = 13{,}3 \text{ м.} \quad (5.48)$$

где d, a-аналогичны значениям, определенным для перемычек I очереди.

Технология выполнения работ на последующих этапах аналогично работам I этапа.

Lвп=319 м,
Lнп=311м,
Lпп=263 м,
Vвп=160776 м^3,
Vнп=11693 м^3,
Vобщ=172469 м^3,

$$\nabla\text{Т} = 172469 \cdot \frac{17{,}49}{1000} = 3016{,}5 \text{ м} \cdot \text{час.}$$

Определяем отметку бетонных сооружений котлована I очереди. Отметка бетона равна отметке ГВП II очереди +1м и равна 26,32м.

Технология выполнения работ по возведению перемычек
выполнены аналогично работам 1й очереди.
Объемы и время определены в сводной таблице

5.7 Четвертый этап

Наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

Состав работ:

- Наращивание всех сооружений по всему напорному фронту
- Регулируемые пропуск строительных расходов для обеспечения наполнения водохранилища для поочередного пуска ГА.
- поочередный пуск ГА.

5.8 Пятый этап

Наращивание сооружений и наполнение водохранилища для поочередного пуска всех ГА

-наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту до проектных отметок;

-поочередный пуск гидроагрегатов.

5.9 Определение объемов работ

Время выполнения работ рассчитаю и сведено в таблицу в соответствии с интенсивностями производства работ рассчитанными выше

Время определяем исходя из интенсивности БВР 925 смен /987392м^3=0,00094смен /м^3 и земляных работ равна 0,000012мес/м3. Расчеты представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Объемы земельных работ

№ Этапа	Земляные работы	Объем, м^3	Время, мес
Выемка грунта			
I	Котлован I очереди (скального грунта):	345587	4,1
III	Котлован II очереди (скального грунта):	641805	7,7
Насыпные работы			
I	Перемычки котлована I очереди: Верховая, продольная и низовая	100129	10,4
II	Перекрытие русла (отсыпка банкета)	–	-
II	Перемычки котлована II очереди: Верховая и низовая	172469	17,9

Таблица 5.3 – Объемы бетонных работ на каждом этапе строительства

Время определяем исходя из интенсивности бетонных работ 0,43маш.ч/м^3

№ Этапа	Отметка этапа, м	Бетонные работы	Объем,м^3	Время, мес.
I	∇ 46,0	Правобережная глухая, водосливная и раздельный устой	70560	60,2
III	∇ 52,8	Левобережная глухая, станционная и приплотинное здание ГЭС	642635	548,3
Итого:			713195	608,5

6 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

6.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Электроэнергия сегодня это товар, который производитель продает поставщикам, а те поставляют ее конечному потребителю. В некоторых случаях поставка электроэнергии может осуществляться непосредственно самим производителем. Электроэнергия - товар первой необходимости. Из-за этого потребители очень сильно реагируют на перерывы в электроснабжении, поэтому энергосистема должна быть надежной.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации Якутской ГЭС

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	484	484	484	484	484	484
Число часов использования установленной мощности	Часы	6100	6100	6100	6100	6100	6100
Выработка электроэнергии	МВт·ч	2952400	2952400	2952400	2952400	2952400	2952400
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	29524	29524	29524	29524	29524	29524
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	2922876	2922876	2922876	2922876	2922876	2922876
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1007	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	2943,34	3045,64	3147,94	3244,39	3340,85	3434,38
НДС к выручке	млн.руб	490,556	507,606	524,656	540,732	556,808	572,397

Вывод: Выручка от реализации электроэнергии увеличивается с каждым годом, за счет роста цен на электроэнергию.

6.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов, выполнено на основании «Единых сценарных условий» «ПАО «РусГидро» на 2017-2042гг. (приказ ПАО РусГидро от 16,01,2017г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии и с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	123,52
Прочие	274,0	132,62
Итого по ГЭС	-	256,13

Удельные значения расходов на ремонт оборудования для новых объектов генерации в проценте от величины инвестиций (в ценах базового года) приведены в таблице 6.3.

Таблице 6.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
0,04%	0,06%	0,08%	0,10%

Расходы ну услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	65,51
НП АТС	0,001097 тыс. руб/Мвт·ч	3,24
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,94
Итого		69,69

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Чукочья составляет 10,2 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн.руб.	132,2	132,2	132,2	132,2	132,2
Расходы на страхование, млн.руб.	55,3	51,9	48,6	45,3	41,9
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	45,2	102,4	111,7	111,7	111,7
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	15,8	22,3	20,8	19,4	18,0
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	10,7	24,2	26,4	26,4	26,4
Налог на воду, млн.руб.	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3
Итого, млн.руб.	262,3	336,2	343,0	338,2	333,5

Структура текущих затрат показана на рисунке 6.1.

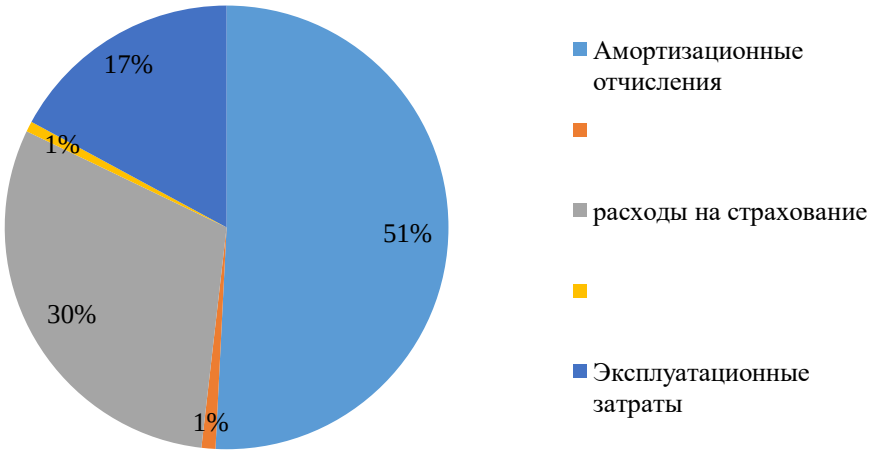


Рисунок 6.1 – Структура текущих затрат, %

51 % денежных средств в первые годы эксплуатации в структуре затрат это амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты, т.к. ГЭС только начинает свою работу на энергетическом рынке и является капиталоемким производством

6.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

– Налог на прибыль – 20%;
– НДС – 20%;
– Взносы в социальные фонды – 34%;
– Налог на имущество – 2,2%
– Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 10,2 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Налоговые расходы

Налоги	2030	2031
Налог на прибыль	32,92	945,13
НДС	627,93	642,06
Взносы в социальные фонды	3,94	2,04
Налог на имущество	113,83	113,84

6.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансов результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	-1735,4	-7366,6	-7366,6	-7366,6	8466,6
Текущие расходы, млн.руб.	295,54	496,72	496,72	496,72	542,04
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	-2031,0	-7863,3	7863,3	7863,3	-9008,7
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	-2031,0	-7863,3	7863,3	7863,3	-9008,7
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	-406,195	-1572,67	1572,67	-1572,67	-18020,07
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	-1624,8	-6290,7	-6290,7	-6290,7	-7206,9
Ставка налога на прибыль,%	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: В первые годы прибыли нет, только затраты. Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 6.2.

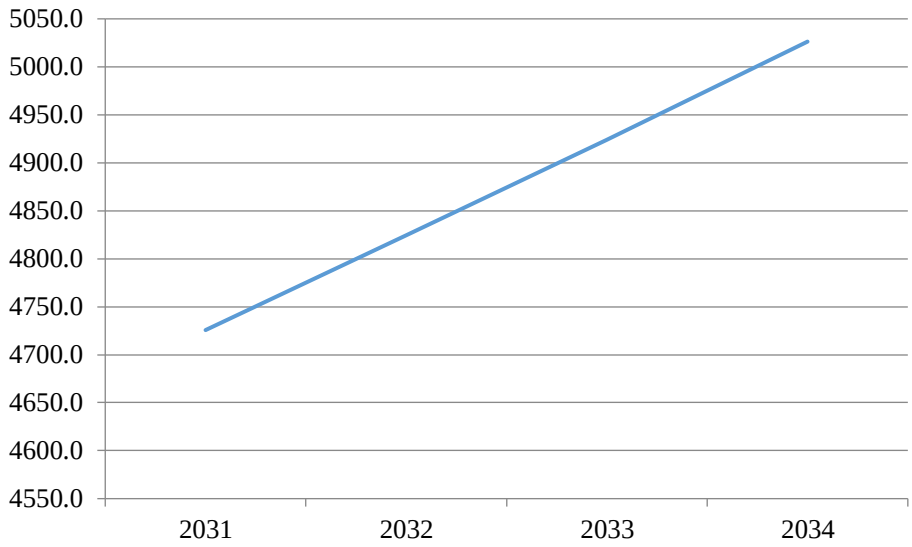


Рисунок 6.2 – Динамика чистой прибыли, млн. руб.

По завершению строительства ГЭС, объем прибыли увеличивается, так как инвестиционные затраты уменьшаются, и цена на электроэнергию и мощность растёт.

6.5 Оценка инвестиционного проекта

6.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д. Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес-планов в электроэнергетике на стадии перед ТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

– Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Для целей эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

– Период прогнозирования для Нижне-ангарской ГЭС составляет 10 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования

– Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на второй квартал 2020 года.

6.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Якутской ГЭС на реке Большая Чукочья»

Ставка дисконтирования %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	59
Индекс прибыльности – PI, руб.	0,1
Удельные капитальные вложения руб/кВт	140600
Себестоимость электроэнергии, руб/Квт*ч	0,084

Вывод: Представленный проект строительства Якутского гидроузла, с установленной мощностью 484 МВт, с экономической точки зрения целесообразен и экономически оправдан.

6.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Якутского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

− создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

− подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;

− выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;

− образование и обращение с отходами;

− опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;

3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Якутского гидроузла;

4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

− очистка территории от остатков строений и мусора;

− вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;

− санитарная очистка территорий животноводческих объектов;

− засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

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

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

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

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

6.7 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2. Санитарно- технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

6.8 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

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

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

где N– объем бетонных работ, м^3 (622774 м^3);

q– удельный норматив образования, % (q =1,8%);

ρ– плотность бетона, т/м^3 (ρ =2,5 т/м^3).

$$\text{М} = \frac{622774 \cdot 1{,}8}{100\%} \cdot 2{,}5 = 28023 \text{ т}$$

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

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

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в

строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

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

где N– количество арматуры, т (95 т);
q– удельный норматив образования, % (q =1,0%);
ρ– удельный вес арматуры, т/м^3 (ρ =2,0 т/м^3).

$$\text{М} = \frac{95 \cdot 1{,}0}{100\%} \cdot 2{,}0 = 1{,}9 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 28023 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

6.9 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

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

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

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

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

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

7 Пожарная безопасность. Охрана труда

7.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности изложены в правилах пожарного режима в РФ от 25.04.2012 №390 (с изменениями на 23ю04.2020). 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.

Руководители станции обязаны:

- Организовать изучение и выполнение Правил всеми инженерно-техническими работниками (ИТР), рабочими и служащими.

- Создать пожарно-техническую комиссию и добровольные пожарные формирования (ДПФ), а также обеспечить их регулярную работу в соответствии с действующими положениями.

- Обеспечить разработку, а также выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности, с выделением необходимых ассигнований на утвержденные мероприятия.

- Установить соответствующий их пожарной опасности противопожарный режим на территории, в производственных помещениях (цехах, лабораториях, мастерских, складах и т.п.), а также в административных и вспомогательных помещениях.

- Определить конкретный порядок организации и проведения сварочных и других огнеопасных работ при ремонте оборудования, реконструкции и строительно-монтажных работах персоналом предприятия и подрядными организациями.

- Установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности предприятия, исправности технических средств тушения пожара, систем водоснабжения, оповещения, связи и других систем противопожарной защиты. Принимать необходимые меры к устранению обнаруженных недостатков, которые могут привести к пожару.

- Назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению и разграничить зоны обслуживания между цехами для постоянного надзора работниками предприятия за техническим состоянием, ремонтом и нормальной эксплуатацией оборудования водоснабжения, установок обнаружения и тушения пожара, а также других средств пожаротушения и пожарной техники.

Таблички с указанием фамилии и должности лица, ответственного за пожарную безопасность, должны быть вывешены на видном месте.

- Периодически проверять боеспособность объектовой пожарной охраны МВД РФ и добровольных пожарных формирований объекта и принимать необходимые меры к улучшению их работы.

- Обеспечить выполнение противопожарных мероприятий, изложенных в действующих нормативных документах, «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей» (далее - ПТЭ), «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ), в распорядительных документах соответствующих вышестоящих органов управления электроэнергетического хозяйства отрасли, в предписаниях РП «Энерготехнадзор» и органов пожарной охраны МЧС России по вопросам пожарной безопасности.

- О каждом пожаре на подведомственных объектах сообщать в вышестоящую организацию и назначать в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету пожаров, происшедших на объектах энергетики» специальную комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий.

- Определить порядок выдачи письменного допуска для тушения пожаров в электроустановках и на электрооборудовании подразделениям пожарной охраны.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных цехов, лабораторий, мастерских, складов и других производственных и вспомогательных сооружений предприятий возлагается на руководителей этих структурных подразделений или должностных лиц, исполняющих их обязанности.

Руководители структурных подразделений предприятий, начальники цехов, подстанций, лабораторий, мастерских, складов и т.п., а также другие должностные лица, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- Обеспечить на вверенных им участках производства соблюдение противопожарного режима и выполнение в установленные сроки мероприятий, повышающих пожарную безопасность.

- Обеспечить исправность технологического оборудования в соответствии с техническими требованиями и проектными решениями. Немедленно принимать меры к устранению обнаруженных 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, особенно по технологии производства.

- Обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом цеха и подрядными организациями. Установить режим уборки рабочих мест и помещений, а также отключения электросети после окончания работы, за исключением дежурного освещения, системы обнаружения и тушения пожаров и оборудования с непрерывным технологическим процессом.

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

- При возникновении пожара, аварии или других опасных факторах, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять

меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство предприятия, обесточить электрооборудование, находящееся в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования.

На основании настоящих Правил для каждого цеха, лаборатории, мастерской, склада, административных помещений и других сооружений должна быть разработана конкретная инструкция о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается на видном месте.

Инструкции должны периодически пересматриваться на основании анализа противопожарного состояния объекта, соответствующих распоряжений вышестоящих органов управления электроэнергетическим хозяйством отрасли, а также при смене первого руководителя, но не реже 1 раза в 3 года.

На ГЭС должны применяться знаки пожарной безопасности, предусмотренные НПБ 160-97 «Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования».

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

При нарушениях пожарной безопасности на участке работы, в других местах цеха или предприятия, использовании не по прямому назначению пожарного оборудования каждый работник предприятия обязан немедленно указать об этом нарушителю и сообщить лицу, ответственному за пожарную безопасность, или руководителю предприятия.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности на действующих и строящихся ГЭС.

Лица, виновные в нарушении настоящих Правил, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

На всех ГЭС должна применяться сертифицированная в установленном порядке продукция, оборудование, материалы и вещества, перечень которых определяется Государственной противопожарной службой.

7.1.1 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами автоматического водяного пожаротушения на ГЭС являются:
- гидрогенераторы
- трансформаторы мощностью более 63 МВА
- реакторы мощностью более 63 МВА
- кабельные сооружения
- подпультовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, которые действуют на автоматический пуск систем пожаротушения. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Шаг отверстий принимается 80-100 мм, что обеспечивает плотность водяных струй, создающих водяную завесу.

Включение систем пожаротушения должно быть автоматическим с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств. На практике ввод системы пожаротушения производится вручную после установления явных признаков пожара (наличие сильного задымления).

Трансформаторы на ГЭС являются главными объектами пожарной безопасности так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Число оросителей определяется типом трансформатора и площадью поверхности трансформатора.

Возможно возникновение такой ситуации, когда при пожаре нарушается плотность элементов конструкции трансформатора, и в этом случае масло может разлиться по поверхности смешиваясь с водой, применяемой при тушении пожара. В этом случае должны предусматриваться специально установленные емкости, куда должна сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Кроме того, используется газовая защита трансформатора, которая включает систему пожаротушения только поврежденной фазы.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковых устройств (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара и автоматический пуск системы, и подача воды на очаг пожара.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта автоматическим пуском системы пожаротушения.

Контроль за противопожарным состоянием объекта осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

7.2 Охрана труда Якутской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Якутской ГЭС является обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса.

Все работники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять соответствующие требования в области охраны труда.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда на Якутской ГЭС должно выполнятся следующее:

- 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.

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

- Сооружения и оборудование ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

- У компании (организации) ГЭС на случаи возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. В мероприятиях должны учитываться конкретные специфические особенности ГЭС. При необходимости (в случае реализуемой возможности) ими должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

- Для Якутской ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения.

- Экспликации планы эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликации при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания.

- Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

- Устанавливаемое оборудование ГЭС и его комплектующие должны иметь сертификат соответствия требованиям безопасности.

- 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. При этом в помещениях должны быть предусмотрены расчетно-необходимые запасы питьевой воды, СИЗ и дыхательных смесей, соответствующее обустройство санитарно-бытовыми устройствами и дистанционными средствами связи.

Персонал соответствующих подразделений ГЭС, должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами, о наличии и порядке обновления в них запасов питьевой воды и воды для санитарных нужд, о наличии и порядке пользования соответствующими санитарно-бытовыми устройствам и дистанционными средствами связи.

Руководство ГЭС несёт ответственность за состояние охраны труда и безопасности на ГЭС и должны обеспечить контроль соблюдения требований стандарта, требований инструкций по охране труда. Проведение инструктажей и тренировок для отработки навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта. Применение и пользование автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, а также навыков по закрытию вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

Применяемые при работах грузоподъемные машины и механизмы, приспособления, инструмент и средства защиты должны соответствовать требованиям стандартов, соответствующих федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных в сферах государственного надзора, инструкций заводов-изготовителей.

Руководство ГЭС 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;

-соблюдения работниками норм охраны труда и безопасности;

- правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

Руководство ГЭС обязаны:

- способствовать соблюдению работниками гигиены труда на рабочих местах, в производственных помещениях, на территориях и акваториях,

- создавать на ГЭС условия труда, соответствующие гигиеническим нормативам условий труда из руководства по гигиенической оценке факторов рабочей среды

Работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда.

В должностной инструкции (руководстве по эксплуатации на рабочем месте) должны быть изложены требования и меры по исключению несанкционированного отключения предупредительной сигнализации, систем видеонаблюдения и беспроводной связи, а также аварийной защиты гидроагрегата.

8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Якутского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность

8.1 Общие сведения о районе строительства

Якутский гидроузел расположен в республике Саха (Якутия) на реке Большая Чукочья, которая впадает в Восточно-Сибирское море. Это равнинная река, берет свое начало из озера Усун-Кюель. Течет с юга на север по Колымской низменности, по тундре среди многочисленных тундровых озёр и впадает в Восточно-Сибирское море. Длина реки - 758 км, площадь бассейна - 19 800 кв. км. Питание реки смешанное: подземное – 20 %, дождевое – 10 % и снеговое –70 %. Замерзает с октября по май. Множество притоков, из которых наиболее крупные Савва-Юрях, Олёр, Семен-Юрях. Климат в районе строительства Якутского гидроузла субарктический, с продолжительной холодной, малоснежной зимой и коротким холодным летом.

Характеристика климатических условий:

- Температура воздуха среднегодовая -12,7°С.
- Средняя температура самого теплого месяца – июля +13,9°С.
- Абсолютный максимум температуры +21,1°С.
- Средняя температура самого холодного месяца – января -35,8°С.

Абсолютный минимум температуры -51,2°С.

Якутия – один из наиболее речных (700 тыс. рек и речек) и озерных (свыше 800 тыс.) районов России. Общая протяжность всех ее рек составляет 2 млн. км, а их потенциальные гидроэнергоресурсы оцениваются почти в 700 млрд. кВт. Крупнейшие судоходные реки: Лена (4400 км), Вилюй (2650), Алдан (2273), Колыма (2129), Индигирка (1726), Олекма (1436), Анабар (939) и Яна (872 км).

Территория Якутии входит в пределы четырех географических зон: таежных лесов (почти 80 % площади), тундры, лесотундры и арктической пустыни. Из деревьев преобладает даурская лиственница (85 % лесной площади), также повсеместно распространены сосна, кедровый стланик, ель, береза, осина, в южных районах – кедр сибирский, в горных – душистый тополь и чозения. Эксплуатационные запасы лесных ресурсов республики оцениваются в 10,3 млрд. куб. м.

Якутия входит в таежно-тундровую зоогеографическую зону с необыкновенно богатой фауной. Здесь обитают: на островной территории – морж, нерпа, тюлень, белый медведь; на континентальной территории – лось, северный олень, кабарга, снежный баран, изюбрь, бурый медведь, волк, а также животные с ценным мехом – лисица красная, песец, соболь, горностай, колонок, американская норка и др. Охота на этих зверей всегда имела большое промысловое значение для коренных народов Якутии.

В морских, речных и озерных водоемах республики насчитывается около 50 видов рыб, преобладающими из которых являются лососевые и сиговые.

Территория Якутии также известна как место массового гнездования более 250 видов птиц. Среди них такие редкие птицы, как розовая чайка, белый и черный журавли, кроншнеп-малютка и кречет, занесенные в Международную Красную книгу.

Воздействие Якутской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Якутского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

− создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

− подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;

− выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;

− образование и обращение с отходами;

− опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

5. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
6. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
7. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Якутского гидроузла;
8. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в

рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

− очистка территории от остатков строений и мусора;

− вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;

− санитарная очистка территорий животноводческих объектов;

− засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

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

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

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

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

8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду; 1.8

Организация и проведение производственного экологического контроля

2. Санитарно- технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

8.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho, \text{т} \quad (8.1)$$

где N- объем бетонных работ, м^3 (622774 м^3);

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

ρ- плотность бетона, т/м^3 (ρ =2,5 т/м^3).

$$M = \frac{622774 \cdot 1{,}8}{100\%} \cdot 2{,}5 = 28023 \text{ т.}$$

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

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

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho, \text{т} \quad (8.2)$$

где N- количество арматуры, т (95 т)

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

ρ- удельный вес арматуры, т/м^3 (ρ =2,0 т/м^3)

$$M = \frac{95 \cdot 1{,}0}{100\%} \cdot 2{,}0 = 1{,}9 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 28023 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

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

1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

1) Регулирование водным режимом водотока;

2) Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

3) Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

4) При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

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

9 Железобетон для гидротехнического строительства

9.1 Общие сведения

Гидротехнический бетон применяют для возведения сооружений конструкций в целом или их частей, находящихся либо постоянно в воде, либо периодически. К таким сооружениям относятся: гидроэлектростанции, плотины, каналы, туннели, шлюзы, дамбы, насосные станции.

К основным характеристикам гидробетона относят: морозостойкость; максимальную гидроизоляцию в широком диапазоне температур при высоких динамических и статических нагрузках. устойчивость к воздействию воды; прочность на растяжение и сжатие.

Под гидробетоном понимают строительный раствор, который классифицируют как один из видов тяжелых бетонов. Он обеспечивает прочность и устойчивость сооружений и конструкций, эксплуатирующихся в пресной или морской воде. В зависимости от способов применения различают следующие виды гидротехнического бетона:

- К подводному типу относится материал, постоянно подвергающийся

воздействию воды и непосредственно контактирующий с ней весь срок эксплуатации.

- Периодически омываемый водой, но постоянно подвергающийся ее воздействию в широком температурном диапазоне.
- Надводный бетон, эксплуатирующийся под воздействием внешних осадков.

9.2 Применение. Преимущества и недостатки

Основной областью применения гидробетона является строительство следующих сооружений:

- плотины
- мосты;
- дамбы;
- шлюзы
- водоотводные и сооружения
- берегоукрепительные сооружения
- мелиорационные каналы;
- другие конструкции, подвергающиеся контакту с водой.

Правильно спроектированная рецептура, даст качественную, а главное – долговечную работу бетона. Важно учитывать особенности окружающей среды, а также выявить химический состав жидкости и вид грунтов.

Физико-химические свойства раствора, применяемого для гидротехнических сооружений, обусловливают его основные достоинства:

- высокая водонепроницаемость и прочность в любых условиях, обеспечивается грамотно подобранным составом.

- Хорошая гидроизоляция делает его невосприимчивым к температурным перепадам, за счет использования в смеси небольшого количества воды и специальных добавок;
- Прочность выше, чем у стандартных марок строительных растворов.

Из недостатков, отмечают его сравнительно высокую стоимость и необходимость специальных навыков и оборудования при укладке этого материала.

9.3 Классификация, технические характеристики

Гидротехнический бетон классифицируется по его техническим характеристикам, прописанным в ГОСТ 26633-2012. Главными из которых является прочность на сжатие, изгиб, а также осевое растяжение, производятся испытания водонепроницаемости и морозостойкости.

Самый распространенный метод определения прочности затвердевшего состава – разрушение куба с ребром 15 см. Для гидробетонов этот показатель может колебаться по классам прочности от В10 до В40, в зависимости от технических требований. Осевое растяжение маркируется индексами B_t 0,4 — B_t 4 и берутся с шагом 0,2, он показывают образование трещины при растяжении конструкции. Аналогичные показатели на изгиб от B_{tb} 0,4 — B_{tb} 8, где применен тот же шаг, а нагрузка идет на изгиб элемента до появления трещины.

Марка водонепроницаемости измеряется в возрасте 180 суток после заливки раствора. Его марка находится в пределах от W2 – это означает, что образец при испытаниях выдерживает давление 0,2 МПа, до W8 с шагом 2. При изготовлении водостойкого бетона специального назначения применяются пластификаторы, увеличивается доля цемента, и показатель доводится до W12.

Проверка пропускной способности бетона по методу мокрого пятна:

В основе метода лежат измерения максимального давления, при котором через образец не проходит вода.

В качестве опытного образца выступает цилиндрический блок, внутренний диаметр которого равен 15 см.

Тестирование организуется в специальном устройстве. В ниши (6 штук) вставляются бетонные цилиндры и под давлением начинает поступать вода. Через определенный промежуток времени давление постепенно увеличивают на 0,2 Мпа.

Такой временной интервал напрямую зависит от диаметра испытательной пробы:

15 см – 16 мин;

10 см – 12 мин;

5 см – 6 мин;

3 см – 4 мин.

Завершается опыт после того, как на поверхности образца начинает проступать влага (появляется мокрое пятно).

Классифицируют бетон в соответствии с меньшим давлением при испытании, когда основание четырех из шести проб было сухим. Например, W2 соответствует 0,2 Мпа, а W12 – 1,2 Мпа.

Марки бетона по водонепроницаемости должны назначаться в зависимости от градиентов напора (для русловых ГЭС; части зданий ГЭС, расположенных ниже уровня нижнего бьефа, приплотинных и деривационных ГЭС; зданий подземных ГЭС, расположенных в обводненном горном массиве) в соответствии с нижеследующей таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Марки бетона по водонепроницаемости в зависимости от градиентов напора

Температура воды, °С	Марки бетона по водонепроницаемости при градиентах напора			
	до 5 включительно	свыше 5 до 10	свыше 10 до 20	свыше 20 до 30 включительно
До 10 включительно	W2	W4	W6	W8
Свыше 10 до 30 включительно	W4	W6	W8	W10
Свыше 30	W6	W8	W10	W12
Примечание - Для конструкций с градиентом напора свыше 30 следует назначать марку бетона по водонепроницаемости W14 и выше.				

По морозоустойчивости гидротехнический бетон делится по маркам от F50 до F400 с шагом 50. Цифра после индекса означает количество циклов заморозки-оттаивания, которые выдерживает состав до потери четверти своей прочности. Добавление некоторых компонентов позволяет получить гидротехнический бетон с показателем F600. Испытание проводится в морозильной камере с меняющейся температурой на протяжении 28 суток, присваивается марка морозоустойчивости. Марки бетона гидротехнических сооружений станций по морозостойкости следует назначать в зависимости от климатических условий района их строительства и расчетного числа циклов попеременного замораживания и оттаивания в год в соответствии с нижеследующей таблицей 9.2.

Таблица 9.2 – Марки бетона гидротехнических сооружений станций по морозостойкости в зависимости от расчетного числа циклов замораживания и оттаивания

Зона сооружения	Марка бетона по морозостойкости
Надводная зона	F200
Подводная зона	F100
Зона переменного уровня при числе циклов попеременного замораживания и оттаивания в год:	-
до 50 вкл.	F200

Окончание таблицы 9.2

Зона сооружения	Марка бетона по морозостойкости
св. 50 до 75	F300
св. 75 до 100	F400
св. 100 до 150	F500
св. 150 до 200	F600
св. 200	Специальные виды бетонов

В соответствии с ГОСТом гидротехнический бетон должен иметь определенную подвижность, чтобы можно было правильно провести его укладку. Состав должен затвердевать равномерно, без расслаивания и растрескивания, набирать прочность в необходимый срок.

9.4 Компоненты

Выбор и подбор пропорций состава гидротехнического бетона должен соответствовать техническим характеристикам, отвечающим условиям его эксплуатации. Исходя из этого, подбирается водоцементное соотношение, время выдержки раствора, марки и фракция наполнителей.

Основной ингредиент любого бетона – цемент. К нему предъявляются требования, в зависимости от условий будущего использования, применяют различные виды этого материала:

- Портландцемент высокого качества с добавкой пластификаторов применяется для сооружений, периодически контактирующих с водой, при низких температурах.
- Сульфатостойкий состав цемента закладывается при возведении конструкций, контактирующих с жесткой водой.
- Гидрофобные марки применяются для элементов, постоянно находящихся под поверхностью воды, под большим давлением.
- Пуццолановый цемент обладает свойствами, позволяющими ему эффективно противостоять разрушению водой, в том числе жесткой с высоким содержанием минералов.

Для повышения водостойкости применяется очищенный кварцевый песок фракции до 2 мм. Наличие любых примесей резко снижает качество материала, применение других видов песка уменьшает показатель плотности и устойчивости к воде.

Щебень применяется для повышения прочности и морозоустойчивости, поскольку легко переносит температурные перепады. Используется гранитный щебень с высокой лещадностью. Он равномерно распределяет нагрузку по всему монолиту, не позволяет ему разрушаться на морозе, экономит более дорогие компоненты.

Рисунок 9.1 – Заполнители для бетона

Чтобы снизить водоцементное соотношение, добавляют пластификаторы. В результате плотность повышается, расходуется меньше воды. Для этого применяют сульфаты железа или алюминия, нитрат кальция. Увеличения плотности добиваются механическими вибраторами. В качестве наполнителя применяется зола унос, повышаются показатели теплопроводности, что увеличивает срок службы конструкций.

Испытания и маркировка гидротехнического бетона производится в лабораториях, после чего утверждается состав, необходимый для проектируемых конструкций. Далее ему присваивается марка и выдается разрешение на укладку на конкретном объекте.

Гидротехнический бетон – материал высокого качества и соответствующей стоимости. Поэтому его применение должно быть оправдано.

Благодаря высокой плотности, водоустойчивости, морозостойкости, прочности этот материал служит десятки лет в самых сложных условиях. Специальные марки разрабатываются для применения в морской воде, под постоянными ударами волн, в широком диапазоне температур.

Выбирая состав гидробетона, необходимо руководствоваться ГОСТ 26633 2012- «Бетоны тяжелые и мелкозернистые» регламентирующим соотношение компонентов

9.5 Зонирование бетона в теле плотины

В плотинах и их элементах в зависимости от условий работы бетона в эксплуатационный период различают зоны внутренние и контурные. Во всех зонах бетон прежде всего должен удовлетворять условиям прочности в

соответствий с их напряженным состоянием. Но в контурных зонах бетон подвергается еще влиянию внешних факторов: колебаниям температуры воздуха, фильтрации воды, истиранию водосливных поверхностей. Поэтому бетон должен удовлетворять еще дополнительным требованиям.

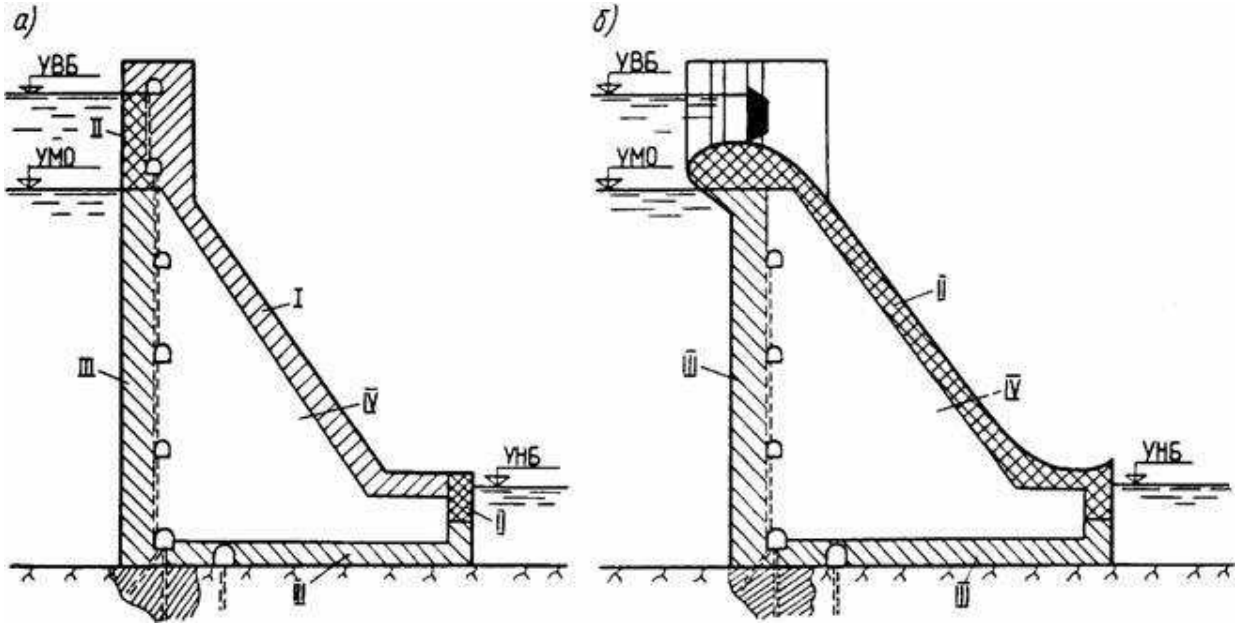
I) наружную - находящуюся под атмосферным воздействием, не омываемую водой (укладывают морозостойкий бетон на глубину промерзания)

II) переменного уровня воды - наружные части плотин в пределах колебаний уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, а также части и элементы плотин, периодически подвергающиеся действию потока воды: водосбросы, водоспуски, водовыпуски, водобойные устройства (бетон должен быть водостойким, водонепроницаемым и морозостойким)

III) подводную - наружные, а также примыкающие к основанию части плотин, расположенные ниже минимальных эксплуатационных уровней воды верхнего и нижнего бьефов (укладывается водостойкий и водонепроницаемый бетон).

IV) внутреннюю - части плотин, ограниченные зонами I...III.

Толщину наружных зон плотин следует принимать с учетом вида плотин, напряженного состояния, размеров конструктивных частей и элементов плотин, величины действующего напора, глубины проникновения суточных перепадов температур, но не менее 2,0 м. рис.9.2.



а - глухая плотина; б - водосливная плотина; I- бетон наружной зоны; II – бетон переменного уровня; III - подводный; IV – бетон внутренней части плотины

Рисунок 9.2 – Схемы плотин

Из выше сказанного следует вывод, что для строительства гидротехнических объектов нужно учитывать множество факторов касательно выбора материала. Создание гидробетона довольно ответственная и кропотливая задача. При подборе состава нужно учесть все необходимые

факторы, чтобы конструкция прослужила как можно дольше, при этом удовлетворяя всем предъявляемым к ней требованиям.

9.6 Требования к бетону в различных зонах

Требования к бетону предъявляются в соответствии с СНиП 2.06.08-87 «БЕТОННЫЕ И ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ КОНСТРУКЦИИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ» Актуализированная редакция.

Требования предъявляются дифференцированно с учетом его зонального распределения бетона в конструкциях (таблица 9.3).

Таблица 9.3 – Требования к гидротехническому бетону по зонам_

Требования, предъявляемые к бетону	Массивные сооружения						Немассивные сооружения		
	Наружная зона			Внутренняя зона					
		Зоны относительно уровня воды							
	Подводная	переменного уровня	надводная	подводная	переменного уровня	надводная	подводная	переменного уровня	надводная
Водостойкость	+	+	+	+	+	-	+	+	+
Водонепроницаемость	+	+	+	+	+	-	+	+	+
Морозостойкость	-	+	+	-	-	-	-	+	+
Малое тепловыделение	+	+	+	+	+	+	-	-	-

Примечание. Знак "+" означает, что требование предъявляется.

К бетону различных зон бетонных и железобетонных плотин всех классов предъявляют требования, приведенные в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Требования к бетону, бетонных и железобетонных плотин

Требования	Зоны плотин	
	бетонных	железобетонных
Прочность на сжатие	I, II, III, IV	I, II, III
Прочность на растяжение	I, II, III	I, II, III
Водонепроницаемость	I, II, III	I, II, III
Морозостойкость	I, II	I, II
Предельная растяжимость	I,II, III,IV	не предъявляется
Стойкость против агрессивного воздействия воды	II, III	II, III
Сопротивляемость истиранию потоком воды при наличии наносов	II	II
Тепловыделение при твердении бетона	I, II, III, IV	Предъявляется при соответствующем обосновании

Конкретные показатели тех или иных свойств бетона, соответствующие требованиям, приведенным в таблице 9.4, назначают дифференцированно в

соответствии с конструктивными особенностями сооружений и фактическими условиями работы различных зон.

9.7 Подбор состава тяжелого бетона

В ходе преддипломной практике был выполнен расчет по подбору состава тяжелого бетона. Мною был сделан запрос в «Мирнинское Управление Автомобильных Дорог АК «АЛРОСА» г.Мирный, республика Якутия, на получение документов о качестве песка, щебня и цемента. Данные документы приведены в приложении А,Б,В.

Проектируемый класс бетона В25 (марка 350, средняя прочность $R_б$ = 327,3 кг/см^2 (32,11 МПа); подвижность бетонной смеси П-2, ОК= 7см

Исходные материалы

1. портландцемент без минеральных добавок ПЦ400-Д0 (см. прил. А);
2. щебень фракции 20-40 (см прил.Б)
3. песок для строительных работ обогащенный средний I класса (см. прил. В)

Характеристика исходных материалов:

- активность портландцемента $R_ц$ = 400 кгс/см^2 (40 МПа)
- плотности сухих составляющих:

$Р_{н.ц}$=1200 кг/м^3; $Р_ц$ = 3100 кг/м^3;
$Р_{н.п}$=1700 кг/м^3; $Р_п$ = 2600 кг/м^3;
$Р_{н.щ}$ = 1440 кг/м^3; $Р_щ$=2780 кг/м^3;

- пустотность щебня $V_{п.щ}$ = 0,46;
- наибольшая крупность зерен щебня 40 мм;
- влажность крупного кварцевого песка $W_п$=4%;
- влажность щебня $W_щ$ = 1%.

1. Вычислим водоцементное отношение по формуле

$$R_б = A \cdot R_ц \cdot \left(\frac{Ц}{В} - 0{,}5\right), \quad (9.1)$$

После преобразования относительно В/Ц имеет следующий вид:

$$\frac{В}{Ц} = \frac{A \cdot R_ц}{R_б + 0{,}5 \cdot A \cdot R_ц} = \frac{0{,}65 \cdot 400}{327{,}3 + 0{,}5 \cdot 0{,}65 \cdot 400} = 0{,}57 \quad (9.2)$$

Значение коэффициента А, равное 0,65, выбрано по таблице 9.5 как для высококачественных материалов. Значения коэффициентов А, приведены в таблице9.5

Таблица 9.5 – Коэффициенты, учитывающие качество заполнителей

Характеристика заполнителей бетона	А (Ц/В<2,5)	А (Ц/В>2,5)
Высококачественные	0,65	0,43
Рядовые	0,60	0,40
Пониженного качества	0,55	0,37

2. Определим расход воды на 1м^3 бетонной смеси определяют по таблице 9.6 учитывая заданную осадку конуса бетонной смеси для бетонирования массивных конструкций ОК = 7 см.Для получения бетонной смеси такой подвижности с применением в качестве крупного заполнителя щебня с наибольшей крупностью зерен 20 мм расход воды на 1 м^3 бетонной смеси должен составлять 185 кг.

Таблица 9.6 – Требуемый расход воды

ОК , см	Ж, с, по ГОСТ 10181-76	Расход воды, л/м , при крупности гравия и щебня, мм							
		гравий				щебень			
		10	20	40	70	10	20	40	70
-	40-50	150	135	125	120	160	150	135	130
-	25-35	160	145	130	125	170	160	145	140
-	15-20	165	150	135	130	175	165	150	145
-	10-15	175	160	145	140	185	175	160	155
2-4	-	190	175	160	155	200	190	175	170
5-7	-	200	185	170	165	210	200	185	180
8-10	-	205	190	175	170	215	205	190	185
10-12	-	215	205	190	180	225	215	200	190
12-16	-	220	210	197	185	230	220	207	195
16-20	-	227	218	203	192	237	228	213	202

3. Определим расход цемента на 1 м^3 бетона

$$Ц = \frac{В}{В/Ц} = \frac{185}{0{,}57} = 324 \text{ кг} \qquad (9.3)$$

4. Определим расход щебня в сухом состоянии на 1 м^3 бетона по формуле

$$Щ = \frac{1}{\frac{V_{п.щ}}{\rho_{н.щ}} \cdot a + \frac{1}{\rho_{щ}}} = \frac{1}{\frac{0{,}46}{1440} \cdot 1{,}3 + \frac{1}{2780}} = 1282 \text{ кг.} \qquad (9.4)$$

Значение коэффициента раздвижки зерен - α, равное 1,3, выбрано по рекомендациям.

5. Определим расход песка в сухом состоянии на 1 м^3 бетона по формуле

$$П = \left[1 - \left(\frac{Ц}{\rho_ц} + \frac{В}{1000} + \frac{Щ}{\rho_щ}\right)\right] \cdot \rho_ц = \quad (9.5)$$

$$= [1 - (\frac{324}{3100} + \frac{185}{1000} + \frac{1282}{2780})] \cdot 2600 = 652 \text{ кг}.$$

В результате проведенных расчетов получили следующий ориентировочный номинальный (лабораторный) состав бетона (кг/м^3):

Цемент …… 324
Вода ……185
Песок ……...652
Щебень ……. 1282
Итого …… 2443

6. Полученное в итоге значение является расчетной объемной массой бетонной смеси, т. е. $\rho_{о.б.см}$ = 2443 кг/м^3.

Коэффициент выхода бетона вычислим по формуле:

$$\beta = \frac{1}{V_ц + V_п + V_щ} = \frac{1}{\frac{Ц}{\rho_{н.ц}} + \frac{П}{\rho_{н.п}} + \frac{Щ}{\rho_{н.щ}}} = \quad (9.6)$$

$$= \frac{1}{\frac{324}{1200} + \frac{652}{1700} + \frac{1282}{1440}} = 0{,}65.$$

7. Производственный (полевой) состав бетона вычисляют, принимая во внимание влажность заполнителей (в данном примере влажность песка 4% и щебня 1%), в связи с чем, необходимое количество воды уменьшают:

$$185 - (\ 4/100 \cdot 652 + 1/100 \cdot 1282) = 146$$

При этом количество заполнителей соответственно увеличивают:

Песок……$652 + \left(\frac{4}{100}\right) = 652 + 26{,}1 = 678$кг
Щебень……$1271 + \left(\frac{1}{100}\right) = 1282 + 12{,}8 = 1295$кг

8. Для получения производственного состава в соотношениях по массе расход каждого компонента бетонной смеси (кг) делят на расход цемента:

$$Ц = \frac{Ц}{Ц} : \frac{П}{Ц} : \frac{Щ}{Ц} = \frac{324}{324} : \frac{678}{324} : \frac{1295}{324} = 1 : 2 : 4 \text{ при } В/Ц = 0{,}57.$$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: htttp://docs.cntd.ru/document/1200084534.
2. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое помобие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
3. Щавелев Д.С. Гидротехническое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/120004534534.
4. О рыболовстве и охранении водных биологических ресурсов: федер. Закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru.
5. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: http://www.dwg.ru.
6. Кисилёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам – «Энергия» Москва 1972.
7. Чугаев Р.Р Гидравлика: Учебник для ВУЗов. – Л:. Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1982.
8. СниП 2.06.04 – 82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) / Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200000256.
9. Гришин М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1979. – 615 с.
10. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройздат, 1996. -440 с.
11. СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основное положение / Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. -24 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200035247.
12. Телешев В.И. Организация, планирование и управление гидротехническим строительством (учебник для ВУЗов) М.: стройиздат, 1989. – 416 с.
13. СНиП 2.06.08-87 – Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http:// docs.cntd.ru/document/9056424.

14. Телешев В.И. Бетонные работы в гидротехническом строительстве. Часть I: Теоретические основы требований к технологии бетонных работ (учебное пособие). СПбГТУ, 1992. 108 с.

15. Галузин В.М., Комаринский М.В., Телешев В.И. – Выбор машин и оборудования для производства бетонных работ (учебное пособие) СПбГТУ, 1995. 80 с.

16. Производство гидротехнических работ (учебник) под общей редакцией Чуракова А.И. – М. стройиздат, 1985. 623 с.

17. Судаков В.Б., Толкачёв Л.А. – Современные методы бетонирования высоких плотин (учебное пособие) М. энергоатомиздат, 1988. 256 с.

18. СНиП IV.06.08-87 – Сборники единых районых единичных расценок на строительные работы – сборник 37 – Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/90568724.

19. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утверждённых приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.

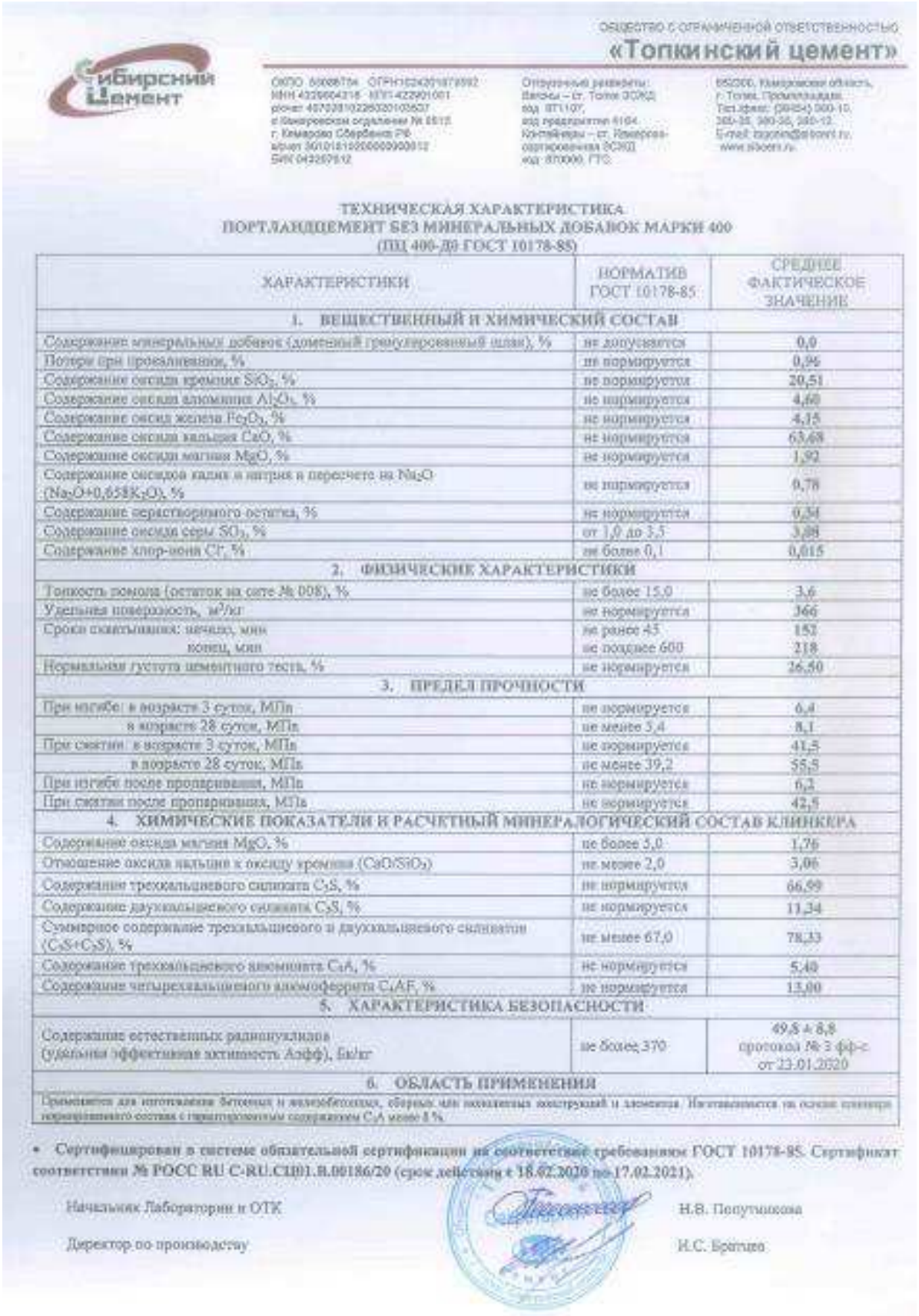
20. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утверждёнными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

21. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ // Текс части второй Налогового кодекса опубликован в “Российской газете” от 10 августа 2000 г. N 153-154.

22. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

23. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Паспорт качества на цемент



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Топкинский цемент»

Сибирский Цемент

ОКПО 69088704 ОГРН1024201873992
ИНН 4229004218 КПП 422901001
р/счет 40702810226020103637
в Кемеровском отделении № 8615
г. Кемерово Сбербанк РФ
к/счет 30101810200000000612
БИК 043207612

Отгрузочные реквизиты:
Весовая – ст. Топки ЗСЖД
код 871107,
код предприятия 6104
Контейнеры – ст. Кемерово-сортировочная ЗСЖД
код 870000, ГТО

652000, Кемеровская область,
г. Топки, Промплощадка,
Тел./факс: (38454) 500-10,
380-38, 380-36, 380-12,
E-mail: topcim@sibcem.ru,
www.sibcem.ru

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ПОРТЛАНДЦЕМЕНТ БЕЗ МИНЕРАЛЬНЫХ ДОБАВОК МАРКИ 400
(ПЦ 400-Д0 ГОСТ 10178-85)

ХАРАКТЕРИСТИКИ	НОРМАТИВ ГОСТ 10178-85	СРЕДНЕЕ ФАКТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ
1. ВЕЩЕСТВЕННЫЙ И ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ		
Содержание минеральных добавок (доменный гранулированный шлак), %	не допускается	0,0
Потери при прокаливании, %	не нормируется	0,96
Содержание оксида кремния SiO_2, %	не нормируется	20,51
Содержание оксида алюминия Al_2O_3, %	не нормируется	4,60
Содержание оксид железа Fe_2O_3, %	не нормируется	4,35
Содержание оксида кальция CaO, %	не нормируется	63,68
Содержание оксида магния MgO, %	не нормируется	1,92
Содержание оксидов калия и натрия в пересчете на Na_2O ($Na_2O+0,658K_2O$), %	не нормируется	0,78
Содержание нерастворимого остатка, %	не нормируется	0,54
Содержание оксида серы SO_3, %	от 1,0 до 3,5	3,08
Содержание хлор-иона Cl^-, %	не более 0,1	0,015
2. ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ		
Тонкость помола (остаток на сите № 008), %	не более 15,0	3,6
Удельная поверхность, $м^2/кг$	не нормируется	366
Сроки схватывания: начало, мин конец, мин	не ранее 45 не позднее 600	152 218
Нормальная густота цементного теста, %	не нормируется	26,50
3. ПРЕДЕЛ ПРОЧНОСТИ		
При изгибе: в возрасте 3 суток, МПа	не нормируется	6,4
в возрасте 28 суток, МПа	не менее 5,4	8,1
При сжатии: в возрасте 3 суток, МПа	не нормируется	41,5
в возрасте 28 суток, МПа	не менее 39,2	55,5
При изгибе после пропаривания, МПа	не нормируется	6,2
При сжатии после пропаривания, МПа	не нормируется	42,5
4. ХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ И РАСЧЕТНЫЙ МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ КЛИНКЕРА		
Содержание оксида магния MgO, %	не более 5,0	1,76
Отношение оксида кальция к оксиду кремния (CaO/SiO_2)	не менее 2,0	3,06
Содержание трехкальциевого силиката C_3S, %	не нормируется	66,99
Содержание двухкальциевого силиката C_2S, %	не нормируется	11,34
Суммарное содержание трехкальциевого и двухкальциевого силикатов (C_3S+C_2S), %	не менее 67,0	78,33
Содержание трехкальциевого алюмината C_3A, %	не нормируется	5,40
Содержание четырехкальциевого алюмоферрита C_4AF, %	не нормируется	13,00
5. ХАРАКТЕРИСТИКА БЕЗОПАСНОСТИ		
Содержание естественных радионуклидов (удельная эффективная активность Аэфф), Бк/кг	не более 370	49,5 ± 8,8 протокол № 3 фф-с от 23.01.2020
6. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ		
Применяется для изготовления бетонных и железобетонных сборных или монолитных конструкций и элементов. Изготавливается на основе клинкера нормированного состава с гарантированным содержанием C_3A менее 8 %.		

• **Сертифицирован в системе обязательной сертификации на соответствие требованиям ГОСТ 10178-85. Сертификат соответствия № РОСС RU C-RU.СЦ01.В.00186/20 (срок действия с 18.02.2020 по 17.02.2021).**

Начальник Лаборатории и ОТК — Н.В. Полутынкова

Директор по производству — И.С. Братцев

Рисунок А.1 – Паспорт качества на цемент

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Паспорт качества щебень 20–40

Мирнинское управление автомобильных дорог АК "АЛРОСА" (ПАО) 678170, г. Мирный, ул. Мухтуйскаи, 8	**МИРНННСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ АК "АЛРОСА" (ПАО) ИНН 1433000147; ОГРН 1021400967092** **Испытательная лаборатория МУАД АК "АЛРОСА" (ПАО)** **ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ №79 от 27.02.2020т г.**	**Заключение №Я27-2018 о состоянии измерений в лаборатории от 09.08.2018т. до 08.08.2021г.**

Наименование организации заказчика	ООО "Ир-Строй"
НД на метод отбора	ГОСТ 8269.0-97
Наименование пробы (осадочные породы)	Щебень фракции 20-40 мм
Цель проведения испытаний	Определение физико-механических свойств
Назначение	Применение в строительстве, приготовлении бетонных смесей
Нормативная документация	ГОСТ 8267-93, ГОСТ 8269.0-97

Наименование показателей	Требования ГОСТ 8367-93	Фактические показания
Средняя плотность, г/см3	от 2 до 3	2,71
Истинная плотность, г/см3	не нормируется	2,78
Пустотность зерен щебня, %	не нормируется	46,86
Водопоглащение щебня, %	не нормируется	2,19
Пористость щебня,%	не нормируется	2,52
Содержание зерен слабых пород в щебне, %	не более 10	9,24
Содержание дробленых зерен в щебне, %	не менее 80	100
Марка щебня по истираемости	до 25 вкл. для И1	И2 (25,88)
Марка по морозостойкости	не более 2 для Р300	Р300 (1,62)
Разница между прочностью щебня в сухом состоянии и в насыщенном водой состоянии, %	не более 20	2,72
Марка по прочности в сухом состоянии, г/см3	600	800(14,89)
Марка по прочности в водонасыщенном состоянии, г/см3	600	600(17,61)
Содержание зерен лещадной и иглаватой формы, %	до 35	29,75
Содержание пылевидных и глинистых частиц, %	до 7	0,09
Содержание глины в комках, %	до 15	0
Определение естественной влажности, %	не нормируется	1,98
Насыпная плотность в естественном состоянии, г/см3	не нормируется	1,46
Насыпная плотность в сухом состоянии, г/см3	не нормируется	1,44

Остатки на ситах	Размеры отверстий сит, мм													
	45	40	35	30	25	20	15	12,5	10	7,5	5,00	2,50	1,25	<1,25
ч.о. г	0	3214	2458	1563	2354	1985	3142	869	647	598	459	387	356	312
ч.о. %	0,00	21,2	16,8	24,3	13,24	14,26	1,02	1,43	1,25	1,96	0,73	2,08	1,13	0,43
п.о. %	0,0	26,3	38,1	62,5	75,7	90,0	91,0	92,4	93,7	95,6	96,4	98,14	99,57	100,0

Заключение: Щебень фракции 20-40 мм соответсвует требованиям ГОСТ 8267-93, пригоден для строительных работ, приготовлении бетонных смесей.

Инженер-лаборант МУАД АК "АЛРОСА" (ПАО) А.А. Устюгова

Рисунок Б.1 – Паспорт качества щебень 20–40

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Паспорт качества на песок строительный

ПАСПОРТ
на песок для строительных работ
обогащенный средний I класса

Мирнинское Управление Автомобильных Дорог АК «АЛРОСА» (ПАО), карьер «Мирнинский», г. Мирный
(наименование предприятия-изготовителя и его адрес)
Сертификат соответствия КС.МСС. 146.303.30409.

Экспертное заключение № 4906-6

- номер и дата выдачи документа_____
- наименование и адрес потребителя_____
- номер партии, наименование и количество материала _____
- номера накладных и транспортных средств_____
- терновой состав обогащенного песка:

Наименование остатка	Остатки. % по массе, на ситах							Прошло через сито 0,16 (% по массе)
	10.0	5.0	2.5	1.25	0.63	0,315	0,16	
Частный	0.00	1.95	11,6	15.6	35,5	25.5	9.9	1.9
Полный	0.00	1.95	11.6	27.2	62.7	88.2	98.1	

- модуль крупности песка 2.88 Песок группы крупный. I класса
- содержание пылевидных и глинистых частиц _____0,1 _____ %
- содержание глины в комках 0.00 %
- содержание вредных компонентов и примесей- соответствует
- наличие засоряющих примесей - соответствует
- насыпная плотность 1*7 _____ г/см3.
- коэффициент фильтрации 6.8 м/сутки
- удельная эффективная активность природных радионуклидов - 49 Бк кч (не более 37 Бк/кг)
- обозначение настоящего стандарта:

ГОСТ 8736-2014г. «Песок для строительных работ». Технические условия.
Г'ОСП 8735-88г. «Песок для строительных работ». Методы испытаний.
ГОСТ 22733-2002г. «Грунты. Метод лабораторного определения максимальной плотности)».
ГОСТ 25584-90г. «Грунты. Методы лабораторного определения коэффициента фильтрации».

Инженер-лаборант МУ АД АК «АЛРОСА» (ПАО) А.А.Устюгова

Рисунок В.1 – Паспорт качества на песок строительный

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

Кафедра гидротехнических сооружений и гидравлических машин

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
подпись А.А Андрияс
инициалы, фамилия
« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯКУТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШАЯ ЧУКОЧЬЯ. ЖЕЛЕЗОБЕТОН ДЛЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА. ЗОНИРОВАНИЕ БЕТОНА В ТЕЛЕ ПЛОТИНЫ. ТРЕБОВАНИЯ БЕТОНА В РАЗЛИЧНЫХ ЗОНАХ

Руководитель _____ доцент кафедры ГТС и ГМ Н.Н. Королькова
подпись,дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник 02.07.2020 ЗСБ15-01 С.В. Иванков
подпись,дата номер группы инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Якутской ГЭС на реке Большая Чукочья. Железобетон для гидротехнического строительства. Зонирование бетона в теле плотины. Требования бетона в различных зонах»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты	3.07.2020	А.А. Кудрецов
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	02.07.20	А.В. Настенникова
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	02.07.20	Н.П. Усвяцова
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Организация и производство гидротехнических работ	03.07.20	
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	02.07.20	В.Б. Зотеев
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	2.07.20	
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономическое Обоснование	02.07.20	В.В. Лапаева
	подпись, дата	инициалы, фамилия

Нормоконтролер	02.07.20	А.А. Габаева
	подпись, дата	инициалы, фамилия

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия
«2» 07 2020 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

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

ОТЗЫВ

на бакалаврскую работу студента
Иванкова Степана Владимировича
Рецензент Королькова Надежда Николаевна,
канд. техн. наук, доцент кафедры ГТСиГМ СШФ СФУ

Рецензируемая бакалаврская работа «Проектирование Якутской ГЭС на реке большая Чукочья. Железобетон для гидротехнического строительства. Зонирование бетона в теле плотины. Требования к бетону в различных зонах» выполнена в соответствии с заданием, в полном объеме.

В работе представлены водно-энергетические расчеты, выбор основного и вспомогательного оборудования, запроектирована бетонная водосливная плотина, которая рассчитана на прочность и устойчивость, приведен расчет водобойной плиты, предусмотрены дренажные устройства, освещены вопросы технологии строительства проектируемой плотины, а также мероприятия по охране труда, пожарной безопасности и охране окружающей среды, выполнены расчеты по оценке прибыли от реализации электроэнергии и мощности.

К достоинствам работы стоит отнести проработку технологического раздела, в котором рассмотрены детально этапы возведения сооружения и пропуск строительных расходов, а также выполнение расчетов по подбору состава тяжелого бетона по реальным характеристикам местных сырьевых компонентов, полученных по запросу выпускника. Материал изложен грамотно, логично, хорошо структурирован. Недочетом работы считаю отсутствие сравнительного анализа расходов компонентов при использовании других материалов, однако, указанный недочет не снижает уровня работы.

Данная работа отвечает предъявляемым требованиям к выпускной квалификационной работе. Поставленная цель по проектированию технологической части гидроэлектростанции в условиях, максимально приближенных к реальным, и проектированию тела плотины достигнута.

Выполненная выпускная квалификационная работа свидетельствует о приобретении автором устойчивых теоретических знаний и практических навыков по выбору и расчету гидротурбины на заданные условия ГЭС, определению размеров агрегата и его компоновочной схемы, проектированию водосливной плотины и ее конструктивных частей, разработке технологической и экономической части проекта, выполнению чертежей с применением современных графических программ.

Бакалаврская работа «Проектирование Якутской ГЭС на реке большая Чукочья. Железобетон для гидротехнического строительства. Зонирование бетона в теле плотины. Требования к бетону в различных зонах» заслуживает оценки «хорошо», а ее автор – Иванков Степан Владимирович – присвоения квалификации «Бакалавр по направлению «Строительство»».

29.06.2020 г. _____/ Н.Н. Королькова