

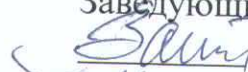
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электротехнических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев

«16» 05 2017 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме дипломного проекта**

Студенту Жидковой Светланы Алексеевной.

Группа СБ13-01 Направление (специальность) 08.03.01 Строительство.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Восточного гидроузла на реке Витим. Эффективность использования различных типов рыбозащитных сооружений Утверждена приказом по университету № 41/17-С от 16.03.17

Руководитель ВКР Т.С. Сусла, инженер СМГТС филиала ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Исходные данные для ВКР: среднемесячные расходы реки Витим; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем  $V = f(Z_{вб})$ ; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе  $Q = f(Z_{нб})$ ; годовой максимум нагрузки 1582 МВт; коэффициент мощности  $k_N = 8,7$ ; потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 1,3$  м; отметка НПУ 1045 м.

Перечень разделов ВКР:



1. Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС;
2. Водно-энергетический расчет и выбор установленной мощности;
3. Выбор основного и вспомогательного оборудования;
4. Гидротехнические сооружения;
5. Организация строительства;
6. Техничко – экономическое обоснование;
7. Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Витимского ГУ;
8. Эффективность использования различных типов рыбозащитных сооружений.

Перечень графического материала:

1. Выбор установленной мощности Витимской ГЭС;
2. Генеральный план Витимской ГЭС;
3. Строительный генеральный план;
4. Разрез по станционной части и зданию ГЭС;
5. Разрез по оси агрегата;
6. Поперечный разрез по водосливной плотине;
7. Календарный план строительства;
8. Главная схема электрических соединений Витимской ГЭС;
9. Графические схемы этапов возведения сооружения;

Руководитель ВКР

Задание принял к исполнению

  
\_\_\_\_\_  
(подпись, инициалы и фамилия руководителя) Т.С. Сусла  
  
\_\_\_\_\_  
(подпись, инициалы и фамилия студента) С.А. Жидкова


« 12 » июня 2017 г.

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев

подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 – Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОСТОЧНОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ ВИТИМ.  
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ  
РЫБОЗАЩИТЫ СООРУЖЕНИЙ**

Руководитель   
подпись, дата

Инженер СМГТС Филиала  
ПАО «РусГидро»-«Саяно-  
Шушенская ГЭС имени  
П.С. Непорожного»

Т.С. Сусла  
инициалы, фамилия

Выпускник   
подпись, дата

С.А. Жидкова  
инициалы, фамилия


Саяногорск; Черемушки 2017



Продолжение титульного листа ДП по теме: Проектирование Восточного гидроузла на реке Витим. Эффективность использования различных типов рыбозащитных сооружений.

Консультанты по  
разделам:

Общая часть

 - 08.06.17  
подпись, дата

Т.С. Сусла

Водно-энергетические расчеты

 09.06.17  
подпись, дата

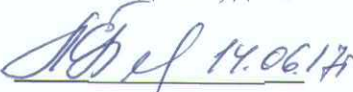
Е.Ю. Затева

Основное и вспомогательное  
оборудование

 13.06.17  
подпись, дата


А.В. Масленникова

Гидротехнические сооружения

 14.06.17  
подпись, дата

Л.С. Пермякова

Компановка и сооружения  
гидроузла

 10.06.17  
подпись, дата

Н.А. Эклер

Мероприятия по охране труда

 15.06.17  
подпись, дата


В.А. Кадычegov

Технико-экономические  
показатели

 09.06.17  
подпись, дата


В.В. Лапасов

Эффективность использования  
различных типов рыбозащитных  
сооружений

 - 08.06.17  
подпись, дата

Т.С. Сусла

Нормоконтролер

 19.06.17  
подпись, дата

А.А. Чабанова

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Витимской ГЭС .....	2
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования .....	7
2 Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности .....	11
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока .....	11
2.2 Выбор расчетного средневодного года ( $P = 50\%$ ) .....	12
2.3 Выбор расчетного маловодного года ( $P = 90\%$ ) .....	13
2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы .....	15
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	18
2.6 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом водохозяйственного комплекса .....	21
2.7 Водно–энергетические расчеты режима ГЭС в маловодном году .....	23
2.8 Водно– энергетические расчеты режима ГЭС в средневодном году .....	23
2.9. Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования .....	24
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	27
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ....	27
3.2 Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик .....	27
3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу .....	32
3.4 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы .....	33
3.5 Гидромеханический расчет металлической спиральной камеры с круглым сечением .....	34
3.6 Подпор и контрольный расчет отсасывающей трубы .....	37
3.7 Формирование требований к гидрогенератору и выбор маслонапорной установки.....	39
3.8 Разработка схемы установки .....	41
4 Гидротехнические сооружения.....	44
4.1 Состав и компоновка сооружений гидроузла .....	44
4.2 Проектирование сооружений напорного фронта .....	44
4.3 Определение отметки бетонных плотин.....	44
4.4 Гидравлический расчет.....	47
4.5 Определение ширины водосливного фронта.....	47
4.5.1 Определение отметки гребня водослива.....	47
4.5.2 Проверка на пропуск максимального расхода при особом расчетном случае.....	49
4.5.3 Построение практического профиля водосливной плотины.....	51
4.5.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	52

4.6	Расчет водобойного колодца .....	53
4.7	Расчет водобойной плиты .....	55
4.8	Определение ширины подошвы плотины.....	57
4.9	Цементационная завеса и дренаж .....	57
4.10	Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	59
4.11	Быки .....	59
4.12	Устои .....	60
4.13	Дренаж тела бетонных плотин.....	60
4.14	Галереи в теле плотины .....	61
4.15	Фильтрационный расчет .....	61
4.16	Расчет фильтрации под плотиной на скальном основании .....	62
4.17	Определение основных нагрузок на плотину .....	63
4.18	Вес сооружения.....	63
4.19	Вес быка.....	64
4.20	Вес плоского затвора .....	64
4.21	Сила гидростатического давления воды.....	64
4.22	Равнодействующая взвешивающего давления.....	65
4.23	Сила фильтрационного давления .....	66
4.24	Давление грунта.....	66
4.25	Волновое давление .....	68
4.26	Оценка прочности плотины .....	69
4.27	Критерии прочности плотины .....	72
4.28	Обоснование устойчивости плотины .....	72
5	Организация строительства.....	74
5.1	Этапы возведения сооружений и схемы пропуска строительных расходов на различных этапах .....	74
5.2	Разбивка сооружения на этапы возведения .....	74
5.3	Строительство гидроузла.....	72
6	Технико – экономическое обоснование.....	78
6.1	Оценка объемов реализации электроэнергии .....	78
6.2	Текущие расходы на производство электроэнергии.....	79
6.3	Налоговые расходы.....	81
6.4	Оценка суммы прибыли .....	82
6.5	Оценка финансирования проекта.....	83
6.6	Коммерческая эффективность .....	84
6.7	Бюджетная эффективность.....	85
6.8	Анализ чувствительности.....	85
7	Мероприятия по охране окружающей среде в зоне влияния Витимского ГУ. Охрана и противопожарная безопасность.....	88
7.1	Общие сведения о районе строительства.....	88
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	89
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	90
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве .....	92

7.5	Общие сведения о районе строительства.....	93
7.6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	94
8	Эффективность использования различных типов РЗУ .....	100
	Приложение А Расчет водно-энергетического регулирования в среднем и маловодном по водности году .....	107
	Приложение Б Основное и вспомогательное оборудование.....	108
	Приложение В Гидротехнические сооружения .....	113
	Список использованных источников .....	118

## Сокращенный паспорт Витимской ГЭС

Наименование ГЭС	Витимская ГЭС на реке Витим,
Местонахождение ГЭС	Республика Бурятия,
Тип проектируемой установки	ГЭС.
Характерные расходы воды:	
а) среднемноголетний	1026 м <sup>3</sup> /с,
б) всех турбин	1693 м <sup>3</sup> /с,
в) максимальный	
обеспеченностью 0,01 %	6679 м <sup>3</sup> /с,
г) минимальный	2697 м <sup>3</sup> /с.
Параметры водохранилища:	
а) характер регулирования стока	годовой,
б) отметки:	НПУ 1145 м, УМО 1109,м,
в) объемы водохранилища:	полн. 22 км <sup>3</sup> полезн. 12,5 км <sup>3</sup> .
Напоры ГЭС:	
а) максимальный	65,5 м,
б) расчетный	47,2 м,
в) минимальный	36,2 м.
Энергетические характеристики:	
а) мощность установленная	788 МВт,
б) среднемноголетняя выработка	4,03 млрд. кВт·ч.
Плотина:	
а) плотина	гравитационная,
б) материал	бетон,
в) длина	619 м,
д) максимальная высота	97,7 м.
Водобросные сооружения	
а) тип	водобойный колодец,
б) число пролетов	4 отверстие,
в) общая длина	60 м,
Здание ГЭС:	
а) тип здания	приплотинное
б) число агрегатов	6,
в) тип спиральной камеры	бетонная круглого сечения
г) тип отсасывающей трубы	изогнутая,
д) общая длина	191 м
е) ширина	30 м.



Основное оборудование:

а) тип турбины	ПЛД 70-В-710
б) тип генератора	СВ-800/230-22УХЛ4,
в) мощность генератора	130 МВт,
в) частота вращения	107,1 об/мин,
е) число трансформаторов	3.

Технико-экономические показатели:

а) себестоимость энергии	0,11 руб/кВт·ч,
б) срок окупаемости	6,5 года,
в) Удельные капиталовложения,	115565,2 руб./кВт
г) Сметная стоимость гидроузла	91,07 млрд.руб кВт·ч

## 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования

Восточный гидроузел расположен в республике Бурятия на реке Витим. Река Витим начинается при слиянии реки Витимкан с рекой Чиной.

Длина реки 1837 км. Ее питание, в основном, дождевое с расчетными расходами в реке  $Q_{\max, \text{осн.} p\%=0.1} = 5926 \text{ м}^3/\text{с}$  и  $Q_{\max, p\%=0.01} = 6679 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Климат резко континентальный. Зима холодная с сухим морозом. Весна ветреная с господствующими северо-западными ветрами, с расчетной скоростью ветра (на высоте 10 м) 20 м/с (при 2% обеспеченности) и 15 м/с (при 20% обеспеченности). Лето короткое с жаркими днями и прохладными ночами, с обильными осадками в июле и августе. Средняя температура летом  $+28 \text{ }^\circ\text{C}$ , зимой  $-35 \text{ }^\circ\text{C}$ , а среднегодовая температура —  $-1,6 \text{ }^\circ\text{C}$ . За год в среднем выпадает 244 мм осадков. Сейсмичность района 8 баллов.

В основании залегает слаботрещинчатый гранит с включениями супеси, гравия и песка. Физические свойства гранита: плотность 2600 кг/м<sup>3</sup>, прочность при сжатии до 300 МПа. Прочность гранита отличается высокой устойчивостью к трению, сжатию и истиранию.

Расстояние от города Бодайбо до створа 450 км; от города Усть-Джилинда 25 км. Створ гидроузла расположен от устья 75 км. Витим с запада на восток огромной дугой окружает в южной части Витимское плоскогорье, далее к северу прорезает Южно-Муйский и Северо-Муйский хребты, разделяет Северо-Байкальское и Патомское нагорья и впадает в Лену.

Створ гидроузла относительно симметричный. По относительной ширине створа  $l/h=619/72=8,6$ , ( $l$  - длина створа при НПУ,  $h$  - высота плотины) относиться к широкому.

### Витимская ГЭС на реке Витим

- Гидрологический ряд расходов воды за период 1939–1988 гг. (табл.1.2);
- Топографические характеристики водохранилища (кривые зависимости площади зеркала водохранилища и объема стока от уровня воды (табл.1.1 и табл.1.2);
- Отметка нормального подпорного уровня НПУ = 1145 м;
- Весенне –летний период: V–IX; осенне–зимний период: X – IV;
- Потери воды на испарение  $\Delta Q_{\text{и}} = 1 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- Потери воды на фильтрацию  $\Delta Q_{\text{ф}} = 1 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,65 \text{ м}$ .

### По энергосистеме:

- Энергосистема Забайкальского край, типовой график для широты «Центр»;
- Годовой максимум нагрузки энергосистемы  $P_{\text{смакс}} = 1572 \text{ МВт}$

- Существующие ГЭС : отсутствуют;
- Коэффициент мощности : 8,5;
- Координаты кривой объема водохранилища (рисунок 1.1 и 1.2).

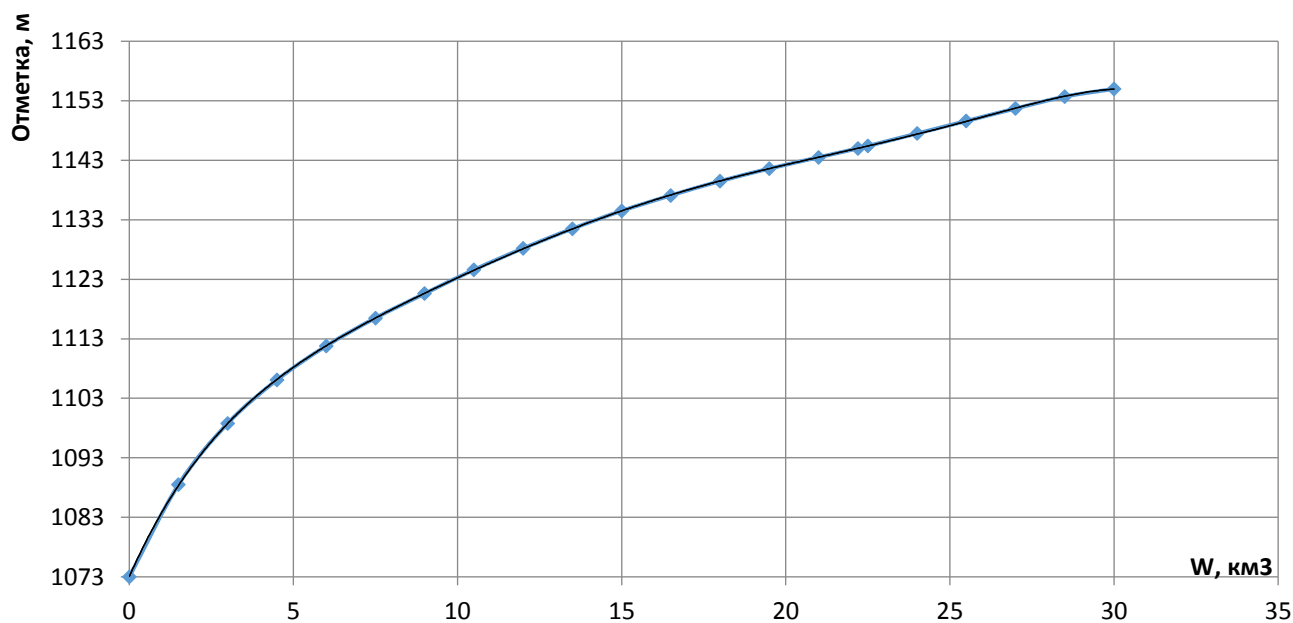


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости объема водохранилища

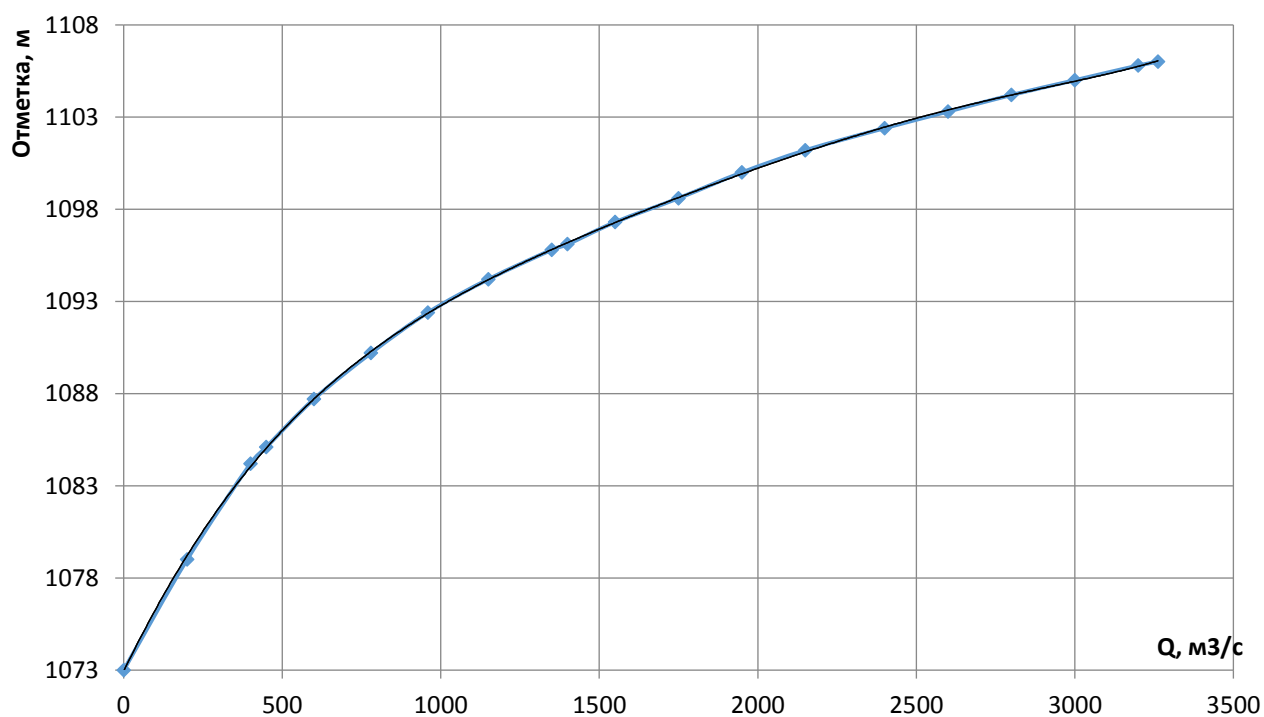


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Требования участников ВХК и потери воды

Расход, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	256	256	256	256	513	513	513	513	513	513	256	256
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	140	140	140	140	140	140	0	0
Льдообразование	11	2	8	-2	-35	0	0	0	0	0	4	14

Расчетный гидрологический ряд по реке Витим в м<sup>3</sup>/с. представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Расчетный гидрологический ряд по реке Витим

Расходы в метрах кубических в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1939	230	130	110	220	900	2 500	2 100	1 700	1 600	1 300	400	320
1940	130	80	65	170	1 500	1 600	2 400	2 200	2 100	700	300	150
1941	140	110	100	300	850	3 700	1 600	1 100	1 300	1 050	410	220
1942	200	90	50	110	1 000	2 100	2 700	2 100	2 000	1 200	600	240
1943	170	160	140	410	2 100	2 400	1 200	1 300	1 150	1 100	650	220
1944	220	80	65	210	1 010	1 300	3 300	2 900	2 850	1 400	430	350
1945	150	130	95	120	1 450	1 710	2 350	2 250	2 200	1 350	440	280
1946	180	160	155	150	1 420	2 840	1 050	1 100	540	490	350	310
1947	90	85	70	65	1 400	1 800	2 450	2 350	2 300	500	200	150
1948	110	70	60	85	1 500	3 350	1 750	1 430	1 220	1 010	250	210
1949	150	140	120	310	950	3 220	1 200	1 150	1 250	1 100	410	350
1950	150	130	125	210	1 740	2 060	2 020	1 000	600	550	360	270
1951	100	85	55	170	1 100	1 300	3 000	2 700	2 600	940	320	140
1952	160	110	90	400	3 200	2 400	1 100	700	650	600	400	200
1953	300	150	100	155	1 250	3 940	2 700	2 500	2 250	1 300	850	350
1954	130	120	50	400	1 600	2 550	1 500	1 300	1 210	1 140	410	330
1955	200	195	190	220	2 550	3 600	2 900	3 300	3 150	1 180	420	280
1956	180	175	135	420	3 300	2 700	1 550	1 450	760	620	310	245
1957	140	130	120	180	1 560	1 680	2 220	3 050	2 740	1 300	410	170
1958	160	150	130	240	1 230	2 770	2 040	1 630	710	660	590	330
1959	230	210	170	140	3 070	4 000	1 350	850	750	700	610	220
1960	215	175	165	230	1 410	2 150	2 050	2 900	2 450	850	600	240
1961	140	130	120	200	1 300	1 700	3 650	3 550	1 600	1 400	450	170
1962	160	155	120	250	870	4 500	1 300	1 450	1 400	1 250	720	190
1963	180	170	60	260	2 100	1 800	3 800	2 000	650	600	400	220
1964	110	80	65	75	1 150	2 750	1 900	1 550	2 040	1 740	220	150
1965	140	110	100	270	1 550	1 950	2 700	1 700	1 650	1 600	310	170
1966	300	220	175	180	2 900	4 100	1 400	900	700	650	660	330
1967	160	145	140	210	1 350	1 700	2 700	2 500	1 100	900	400	300
1968	260	255	235	530	2 100	4 500	2 200	2 000	1 800	650	500	350
1969	310	180	150	130	1 500	1 850	3 650	3 200	1 400	1 250	410	170
1970	420	270	95	200	2 450	4 300	2 100	2 200	1 850	1 800	540	420
1971	450	280	160	115	3 200	3 800	3 700	3 300	2 200	1 750	640	380
1972	220	210	180	150	2 300	2 000	1 850	1 600	1 750	1 100	440	250

Продолжение таблицы 1.2

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1973	220	210	140	250	2 150	4 750	2 200	1 400	1 500	1 350	410	230
1974	160	155	140	250	2 500	1 700	3 650	1 400	950	400	220	170
1975	140	130	120	250	1 650	2 700	1 350	1 400	1 550	1 450	390	210
1976	170	160	85	190	1 300	1 450	3 300	1 350	1 500	1 400	320	180
1977	160	145	140	135	800	2 200	1 900	1 200	900	800	400	220
1978	140	120	100	65	1 700	1 900	2 500	1 800	2 200	1 000	300	200
1979	220	70	60	280	1 600	1 900	2 100	1 400	1 500	1 350	300	210
1980	150	140	110	200	3 100	2 900	1 000	800	700	650	420	250
1981	330	200	170	130	2 000	3 500	1 500	1 500	1 400	1 300	800	400
1982	295	280	255	440	1 300	1 400	2 400	1 300	2 000	1 500	380	180
1983	170	110	80	250	3 600	4 800	3 000	2 500	2 200	1 600	580	230
1984	180	140	70	135	1 800	3 100	1 800	1 400	1 300	1 250	320	210
1985	110	100	80	240	1 300	1 400	3 500	1 700	1 600	440	310	270
1986	140	130	100	200	2 300	2 200	1 100	1 200	950	170	400	220
1987	160	140	80	230	1 500	1 700	2 300	700	600	650	350	280
1988	120	110	80	90	700	2 100	1 900	1 450	1 600	1 450	300	130

Из климатических условий необходимо учитывать в проектировании резко континентальный климат, длительный холодный период и возможность обледенения.

## 2 Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности

### 2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

К периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. К периоду половодья относятся: V, VI, VII, VIII, IX, месяцы; к периоду межени относятся: X, XI, XII, I, II, III, IV, месяцы.

Определив границы сезонов, для всех лет ряда вычисляем средние расходы за год, период межени и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания.

Обеспеченность стока вычисляем по формуле:

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

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

$n$  – общее число членов ряда.

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

Результаты приводятся в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	Q <sub>ср</sub>	Годы	Q <sub>п</sub>	Годы	Q <sub>м</sub>
1	1,96	1971	1665	1971	2992	1968	355
2	3,92	1983	1593	1983	2950	1981	338
3	5,88	1955	1515	1955	2780	1971	338
4	7,84	1970	1387	1970	2450	1970	324
5	9,80	1953	1320	1953	2323	1953	318
6	11,76	1968	1282	1973	2225	1966	311
7	13,73	1973	1234	1968	2208	1982	305
8	15,69	1961	1201	1961	2200	1943	292
9	17,65	1969	1183	1969	2142	1960	271
10	19,61	1944	1176	1944	2127	1958	267
11	21,57	1957	1142	1957	2092	1962	266
12	23,53	1960	1120	1960	1968	1959	263
13	25,49	1981	1103	1951	1940	1955	251
14	27,45	1945	1044	1945	1885	1949	247
15	29,41	1951	1043	1981	1867	1956	244



Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	Годы	Qcp	Годы	Qп	Годы	Qм
16	31,37	1966	1043	1965	1858	1973	243
17	33,33	1942	1033	1964	1855	1972	242
18	35,29	1962	1030	1942	1850	1954	240
19	37,25	1959	1025	1978	1850	1983	237
20	39,22	1965	1021	1963	1825	1939	235
21	41,18	1963	1020	1947	1800	1952	227
22	43,14	1972	1004	1962	1795	1944	226
23	45,10	1978	1002	1959	1787	1967	226
24	47,06	1956	987	1966	1775	1969	225
25	49,02	1964	986	1984	1775	1946	218
26	50,98	1982	978	1972	1767	1942	215
27	52,94	1974	975	1974	1767	1963	215
28	54,90	1984	975	1940	1750	1941	213
29	56,86	1967	967	1956	1730	1980	212
30	58,82	1939	959	1976	1717	1950	208
31	60,78	1947	955	1948	1710	1975	207
32	62,75	1940	950	1967	1708	1987	207
33	64,71	1976	950	1939	1683	1945	203
34	66,67	1975	945	1975	1683	1961	202
35	68,63	1985	921	1985	1657	1977	200
36	70,59	1948	920	1982	1650	1986	198
37	72,55	1943	917	1979	1642	1957	192
38	74,51	1979	916	1941	1600	1979	190
39	76,47	1941	907	1954	1550	1985	185
40	78,43	1954	895	1943	1542	1976	184
41	80,39	1958	887	1988	1533	1965	183
42	82,35	1980	868	1980	1525	1974	183
43	84,31	1949	863	1958	1507	1984	176
44	86,27	1988	836	1949	1478	1978	154
45	88,24	1952	834	1952	1442	1940	149
46	90,20	1950	768	1950	1328	1951	145
47	92,16	1986	759	1986	1320	1988	138
48	94,12	1977	750	1977	1300	1948	131
49	96,08	1946	729	1987	1242	1964	117
50	98,04	1987	724	1946	1240	1947	110

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 50% и 90% соответственно. При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

## 2.2 Выбор расчетного средневодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности 50%: 1964 и 1982 годы.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$1964: \quad K_M = \frac{Q_{M1984}}{Q_{M1964}} = \frac{228}{117} = 1,86, \quad (2.2)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi1957}}{Q_{\Pi1964}} = \frac{1775}{1855} = 0,96, \quad (2.3)$$

$$1982: \quad K_M = \frac{Q_{M1942}}{Q_{M1982}} = \frac{350}{305} = 0,70, \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi1972}}{Q_{\Pi1982}} = \frac{1767}{1650} = 1,07, \quad (2.5)$$

В качестве расчетного средневодного года мы принимаем 1982 год, но уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения мы не можем. так как среднегодовой расход увеличился. С целью выравнивая расходов был уменьшен коэффициент по половодью и принят 1,06.

## 2.3 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности данным годом является 1950 и 1952 гг.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$1950: \quad K_M = \frac{Q_{M1940}}{Q_{M1950}} = \frac{145}{208} = 0,70, \quad (2.6)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi1950}}{Q_{\Pi1950}} = \frac{1328}{1328} = 1, \quad (2.7)$$

$$1952: \quad K_M = \frac{Q_{1940}}{Q_{1952}} = \frac{149}{277} = 0,66, \quad (2.8)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi1952}}{Q_{\Pi1982}} = \frac{1442}{1442} = 1, \quad (2.9)$$

В качестве расчетного маловодного года мы принимаем 1950 год, но уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения мы не можем, так как среднегодовой расход уменьшился. С целью выравнивая расходов был увеличен коэффициент по межени до 1. Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и

маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные выше коэффициенты (таблица 2.4 и рисунок 2.1).

Таблица 2.4 - Расчетный маловодный и половодный год с корректировкой

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.
50%	207	196	179	308	1373	1478	2534	1373	2112	1584	266	126	978
90%	150	130	125	210	1740	2060	2020	1000	600	550	360	270	767
50%	207	220	179	319	2300	2460	2400	1800	600	550	400	300	978

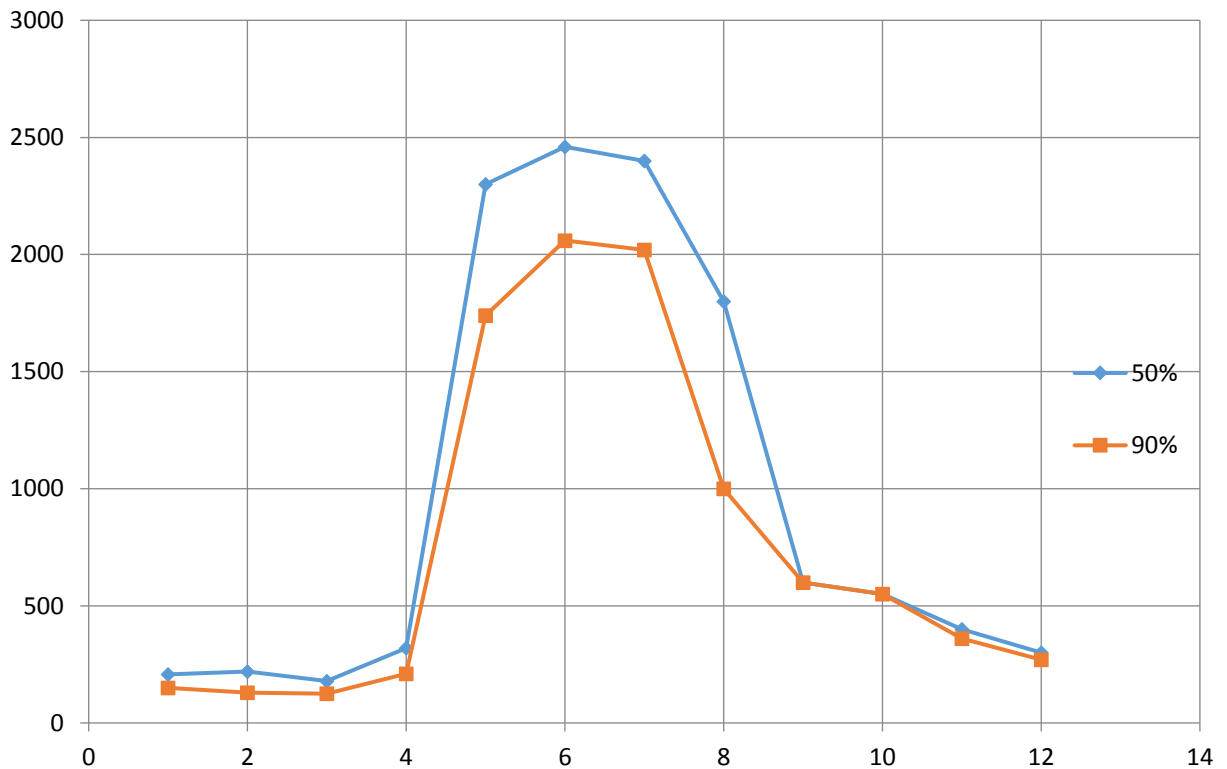


Рисунок 2.1 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года

#### 1.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного района расположения энергосистемы Забайкальского края, типовой график для широты «Центр»; по справочным данным определяются коэффициенты плотности суточного летнего  $\beta_{сут}^л$  и  $\beta_{сут}^з$  зимнего графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума  $\alpha_л$ .

$$\beta_{сут}^л = 0,825; \beta_{сут}^з = 0,78; \alpha_л = 0,625;$$

Нагрузки в любой час суток зимы и лета:

$$P_t^з = P_c^{max} \cdot (\alpha_t^з \cdot \beta_{сут}^з + b_t^з), \quad (2.10)$$

$$P_t^3 = P_c^{max} \cdot (\alpha_t^l \cdot \beta_{сут}^l + b_t^l), \quad (2.11)$$

где  $P_t^3$  - нагрузка в зимний час суток;  
 $P_c^{max}$  - годовой максимум нагрузки;  
 $\alpha_t^3, \beta_{сут}^3, b_t^3$  - коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, зависящие от района расположения энергосистемы определенные по таблицам и графикам.

Расчет для суточных графиков нагрузки сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения суточных графиков нагрузки

Часы суток	Центр (58-51 северной широты)		Мощность, МВт	
	Зима	Лето	Зима	Лето
0	1,98-0,898	1.85-0.852	1028,30	662,88
1	2.05-1.05	2.002-1.03	870,10	633,20
2	2.1-1.17	2.22-1.22	743,54	603,52
3	2.17-1.17	2.3-1.3	822,64	593,63
4	2.17-1.17	2.3-1.3	822,64	593,63
5	2.1-1.1	2.3-1.3	854,28	593,63
6	1,93-0.923	2,2-1.2	917,56	613,41
7	0,35-0.352	1,6-0.6	996,66	712,35
8	0.7+0.296	0.952+0.04	1328,88	821,18
9	0.3+0.702	0.175+0.7	1487,08	831,08
10	0.4+0.6	1	1439,62	989,38
11	0.67+0.324	0.275+0.72	1344,70	939,91
12	0.877+0.12	0.55+0.45	1265,60	890,44
13	0.755+0.22	0.42+0.575	1281,42	910,23
14	0.575+0.42	0.22+0.775	1376,34	949,80
15	0.62+0.347	0.42+0.577	1313,06	910,23
16	0.77+0.231	0.677+0.32	1313,06	870,65
17	0.1+0.90	0.4+0.60	1550,36	920,12
18	1	0.5+0.50	1582,00	900,33
19	0.17+0.825	0.62+0.375	1518,72	845,92
20	0.25+0.75	0.575+0.42	1502,90	791,50
21	0.37+0.625	0.35+0.51	1439,62	811,29
22	0.758+0.24	0.27+0.725	1313,06	771,71
23	1.35-0.352	0,952+0.05	1107,40	732,14

Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем мощность в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет интегральной кривой нагрузки сведем в таблицу 2.6 Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки представлены на плакате.

Таблица 2.6 – Данные для построения интегральной кривой нагрузки

$P_t^3$ , МВт	$\Sigma$ , МВт·ч	$P_t^1$ , МВт	$\Sigma$ , МВт·ч
0	0	0	0
1582,00	31,64	989,38	39,575
1550,36	94,92	949,80	59,3625
1518,72	142,38	939,91	59,3625
1502,90	205,66	939,91	138,5125
1487,08	442,96	920,12	187,9813
1439,62	442,96	910,23	187,9813
1439,62	885,92	910,23	257,2375
1376,34	1139,04	900,33	336,3875
1344,70	1281,42	890,44	425,4313
1328,88	1439,62	880,54	524,3688
1313,06	1439,62	870,65	959,6938
1313,06	1439,62	831,08	1078,419
1313,06	1850,94	821,18	1451,413
1281,42	2072,42	792,49	1465,264
1265,60	4445,42	791,50	2355,702
1107,40	5711,02	732,14	2672,302
1028,30	6248,9	712,35	3513,271
996,66	7672,7	662,88	4047,533
917,56	7150,64	633,20	3889,233
870,10	7467,04	613,41	4087,108
854,28	8131,48	603,52	4294,877
822,64	8131,48	593,63	4294,877
822,64	9950,78	593,63	4294,877

## 2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Если рассматривается неразвивающаяся энергосистема со статическим максимумом нагрузки, то  $k=1$  и формула может быть представлена в виде (2.11):

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ| = 1285,38 + 296,63 \cdot 0,97 = 1571,89, \quad (2.11)$$

где  $P_t^{max}$  – максимальная нагрузка в конкретный месяц;

$t$  – номер месяца;

$a, b$  - коэффициенты, для определения которых используются формулы 2.13.

$$a = \frac{P_c^{max} + P_l^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 + a_l}{2} = \frac{1582 \cdot 1,625}{2} = 1285,4, \quad (2.12)$$

где  $P_c^{max}$  – статический максимум нагрузки;

$a_l$  - коэффициент летнего снижения нагрузки. (2.13)

$$b = \frac{P_c^{max} + P_{л}^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 + a_{л}}{2} = \frac{1582 \cdot 0,375}{2} = 296,4,$$

где  $P_c^{max}$  – статический максимум нагрузки;

$a_{л}$  - коэффициент летнего снижения нагрузки.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы:

$$\bar{P}_t = P_t^{max} \cdot \beta_t^{сум} \cdot \sigma_{мес} = 1571,89 \cdot 0,78 \cdot 0,95 = 1164,77 \text{ МВт}, \quad (2.14)$$

где  $P_t^{max}$  – максимальная нагрузка в конкретный месяц;

$\beta_t^{сум}$  - коэффициент плотности суточного графика нагрузки;

$\sigma_{мес}$  - коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки, который обычно изменяется в пределах 0,94—0,97 (в расчетах принимается среднее значение из указанного диапазона).

Поскольку коэффициент  $\beta_t^{сум}$  известен только для лета (июня - июля) и зимы (января - декабря), принимаем, что он изменяется линейно (рисунок 2.4). Следует обратить внимание на то, что известные значения этого коэффициента для лета и зимы относятся к середине июня-июля и января-декабря месяцев. Поэтому плотность суточных графиков нагрузки любого другого месяца также определяется для его середины.

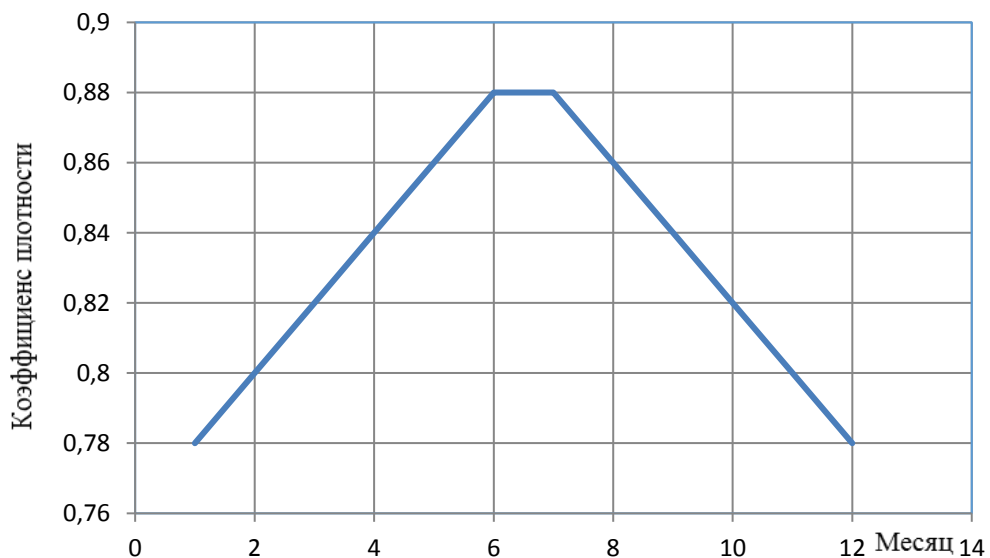


Рисунок 2.4 – График для определения коэффициента  $\beta_t^{сум}$

Результаты расчетов максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы, при заданных максимуме нагрузки системы  $P_c^{max} = 1572$  МВт, и района расположения энергосистемы Забайкальского края, типовой график для широты «Центр» приведены в таблице 2.7.



Таблица 2.7 - Максимальные и среднемесячные нагрузки

Месяц	$\beta_t^{\text{сут}}$	$P_t^{\text{max}}$	$\bar{P}_t$
1	0,78	1571,89	1164,77
2	0,8	1495,12	1136,29
3	0,82	1362,15	1061,11
4	0,84	1208,60	964,47
5	0,86	1075,63	878,79
6	0,88	998,86	835,04
7	0,88	998,86	835,04
8	0,86	1075,63	878,79
9	0,84	1208,60	964,47
10	0,82	1362,15	1061,11
11	0,8	1495,12	1136,29
12	0,78	1571,89	1164,77

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунок 2.5 и рисунок 2.6.

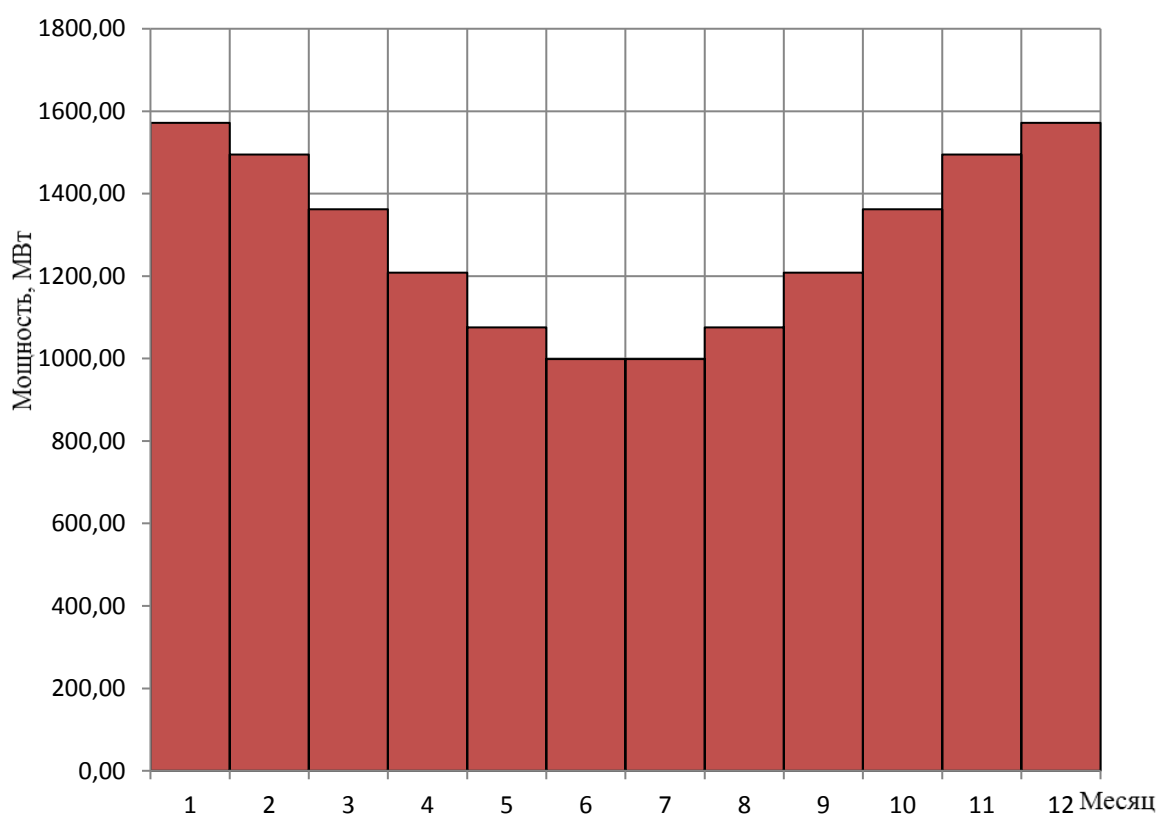


Рисунок 2.5 – Годовой график максимальных нагрузок

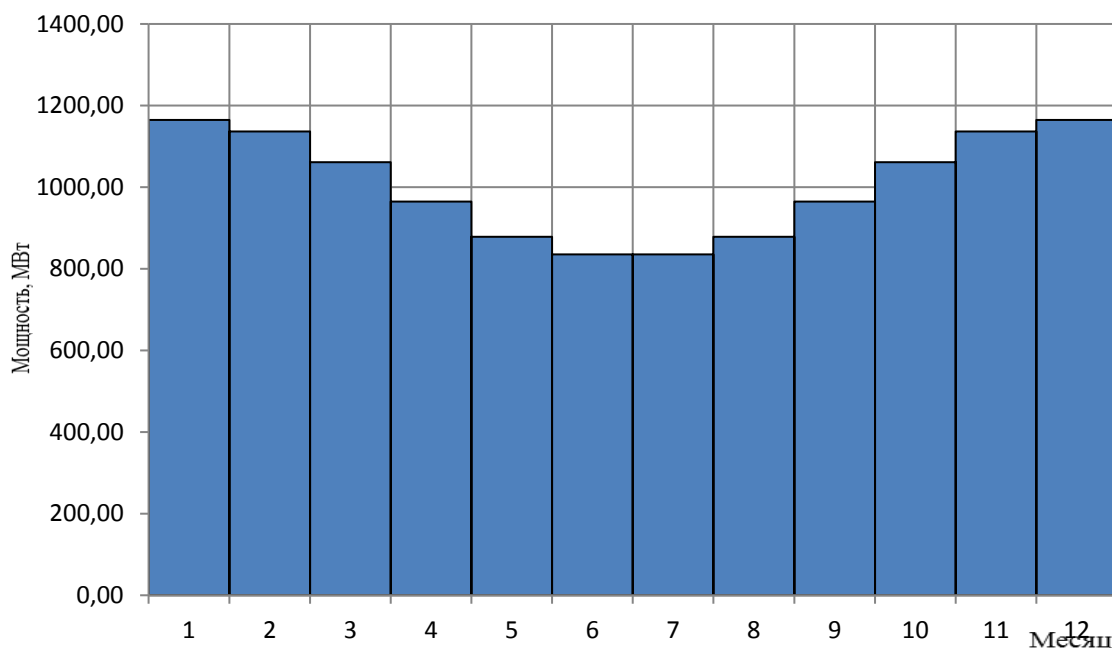


Рисунок 2.6 – Годовой график среднемесячных нагрузок

## 2.6 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчетного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляем мощности на бытовом стоке для каждого месяца:

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

где  $k_N=8,5$  – коэффициент мощности;

$Q_i^{\text{пр}90\%}$  – бытовой расход расчетного маловодного года;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – подведенный напор ГЭС.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = z_{\text{ВБ}} - z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.16)$$

где  $z_{\text{ВБ}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ=1145 м;

$z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи по условию коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе равен 0,95;

$\Delta h = 1,3$  м – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Для определения  $Z_{НБ}$  воспользуемся графиком расходов в НБ на рисунке 1.2. На следующем этапе рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв.}, \quad (2.17)$$

где  $Q_{ВХК}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Основная задача: максимальное вытеснение тепловых мощностей  
Результаты расчетов сведем в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Параметры	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}$	256	256	256	256	513	513	513	513	513	513	256	256
$Q_{90\%}$	150	130	125	210	1740	2060	2020	1000	600	550	360	270
Qиспп					0	0	0	0	0	0		
Qф	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qлед	11	2	8	-2	-35						4	14
Qсумм пот	12	3	9	-1	-34	1	1	1	1	1	5	15
Qпол быт	162	133	134	209	1706	2061	2021	1001	601	551	365	285
$Q_{90\%}$	150	130	125	210	1740	2060	2020	1000	600	550	360	270
$Z_{вб}$	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145
$Z_{нб}$	1077	1077	1077	1078	1084	1085	1085	1082	1081	1081	1080	1079
H	67	68	68	66	60	59	59	62	64	63	64	65
$N_{гэс}$	86	75	72	118	890	1036	1018	531	325	295	197	150
$Q_{ВХК}$	256	256	256	256	513	513	513	513	513	513	256	256
$Z_{вб}$	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145
$Z_{нб}$	1079	1079	1079	1079	1080	1080	1080	1080	1080	1081	1079	1079
H	66	66	66	66	64	64	64	64	64	63	66	66
$N_{вкх}$	143	143	143	143	279	279	279	279	279	276	143	143
$N_{гэс}-N_{вкх}$	-57	-68	-71	-24	610	757	739	251	45	19	54	7

На годовом графике среднемесячных нагрузок откладываем мощность проектируемой ГЭС, потом в соответствующие месяцы откладываем требования ВХК.

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверхбытовой, что может быть достигнуто за счет зарегулирования водохранилища. Поэтому в период половодья проектируемого гидроузла ГЭС работает с мощностями, соответствующими требованиям ВХК. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период. Наибольшее вытеснение тепловых мощностей достигнуто в октябре – марте месяце, с апреля по сентябрь ГЭС работает по нуждам ВХК (рисунок 2.7).

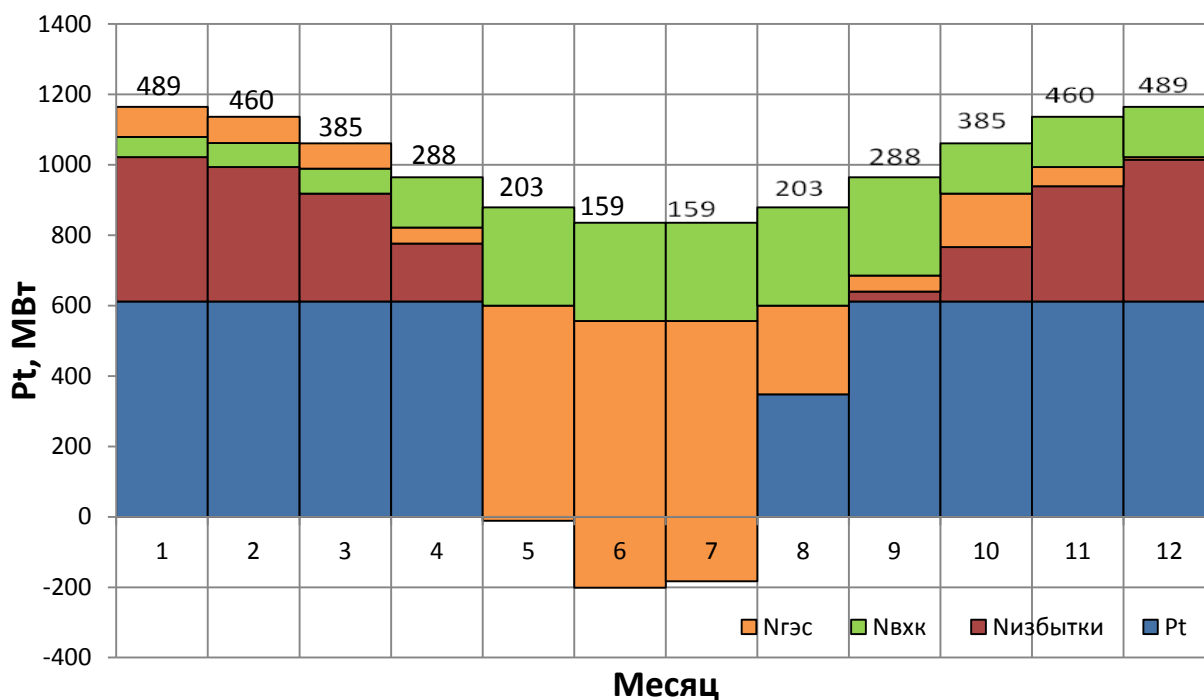


Рисунок 2.7 –Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы (маловодный год)

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

Расчет работы водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднемесячных мощностей. Обязательным условием для водно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища.

За начало сработки водохранилища принимается месяц после окончания половодья, в данном случае – это ноябрь.

Расчёт начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен  $N_{ПУ} = 65$  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.

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году представлены в приложении А.

По кривой связи объемов водохранилища (рисунок 1.1) определяется полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН.}} = V_{\text{НПУ.}} - V_{\text{УМО.}} = 22,20 - 11,3 = 10,9 \text{ км}^3, \quad (2.18)$$

где  $V_{\text{НПУ}}$  – объем водохранилища при отметке НПУ;  
 $V_{\text{УМО}}$  – объем водохранилища при отметке УМО.

Коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{22,2}{376,34} = 0,72, \quad (2.19)$$

где  $\bar{W}$  – среднееголетний сток в заданном створе (произведение среднего расхода на число секунд в году).

## 2.8 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся для оценки среднееголетней выработки энергии ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньших полученных при работе ГЭС в расчетных маловодных условиях.

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчетам в маловодном году.

При расчете режима сработки в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

1. Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году.
2. Работа ГЭС по режиму сработки расчетного маловодного года.

По каждому режиму подсчитывается выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки и принимается режим наполнения с большей выработкой. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по уровням наполнения в период наполнения в средневодном году ( $\Sigma=4,03$  млн. МВт·ч).

По результатам расчетов строится график сработки и наполнения водохранилища в маловодный и средневодный год (рисунок 2.8).

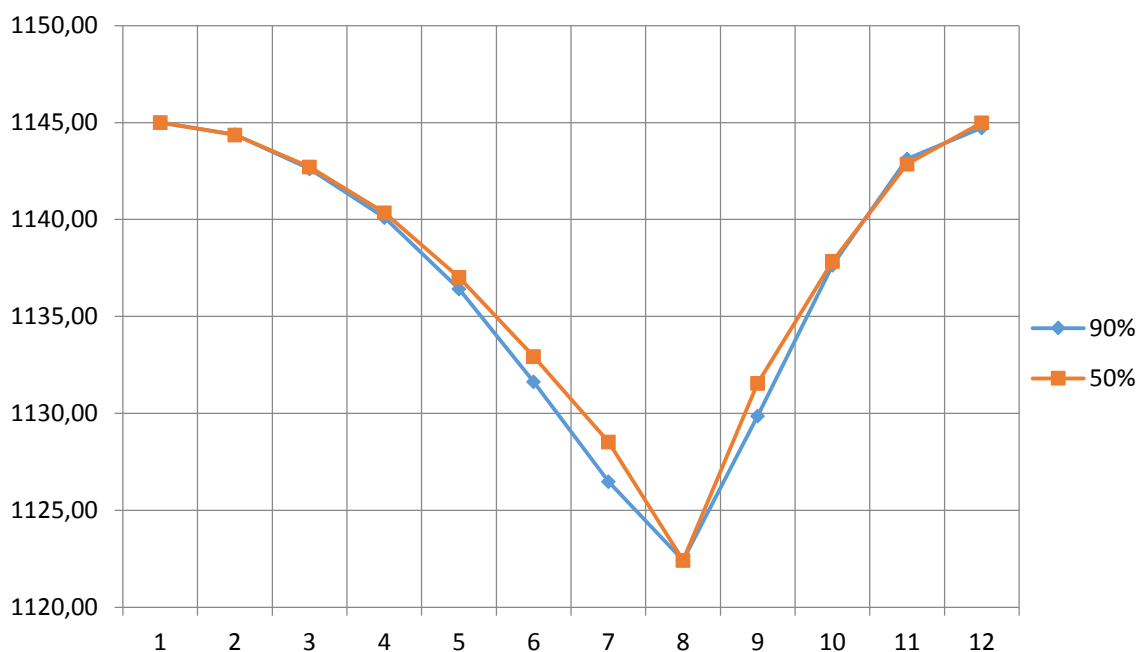


Рисунок 2.8 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодный и средневодный год

## 2.9 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Назначить вариант установленной мощности ГЭС с учетом резервных мощностей.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} + N_{дубл.}^{ГЭС}, \quad (2.20)$$

где  $N_{выт.раб.}^{ГЭС}$  - вытесняющая рабочая мощность ГЭС, определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы;

$N_{выт.раб.}^{ГЭС}$  - уточнена после водо-энергетического расчета маловодного года;

$N_{рез.}^{ГЭС}$  - резервная мощность, устанавливаемая на ГЭС, состоит из аварийного и нагрузочного резерва. Так как на проектируемой ГЭС не предусматривается дополнительного объема водохранилища, то на ней устанавливается только нагрузочный резерв, то  $N_{рез.}^{ГЭС} = 765 \cdot 0,03 = 23$  МВт;

$N_{дубл.}^{ГЭС}$  - дублирующие мощности, устанавливаемые на ГЭС,  $N_{дубл.}^{ГЭС} = 0$

В результате имеем вариант установленной мощности ГЭС:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 765 + 23 = 788 \text{ МВт.}$$

Определим возможность ремонта мощности проектируемой ГЭС.



Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота их проведения – 1 раз в 4 года.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} = \frac{788}{8} = 98 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.21)$$

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

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left( \frac{827}{4} + \frac{827}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} = 310 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.22)$$

Впишем полученные мощности в баланс мощностей энергосистемы таблица 2.9.

Таблица 2.9 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Нагрузка системы			Проектируемая ГЭС					ТЭС				
Pт, МВт	Рав, МВт	Рнагр, МВт	Нраб ГЭС, МВт	Нав, МВт	Ннагр ГЭС, МВт	Нрем ГЭС, МВт	Нуст ГЭС, МВт	Нраб ТЭС, МВт	Нав ТЭС, МВт	Ннагр ТЭС, МВт	Нрем ТЭС, МВт	Нуст, МВт
1572	157	47	765	-	23		788	752	60	15		827
1495	150	45	688	-	21		709	752	60	15		827
1362	136	41	555	-	17		572	752	60	15		827
1209	121	36	402	-	12		414	752	60	15		827
1076	108	32	400	-	12		412	585	47	12	1	643
999	100	30	380	-	11		391	529	42	11	94	582
999	100	30	380	-	11		391	529	42	11	94	582
1076	108	32	400	-	12		412	585	47	12	1	643
1209	121	36	450	-	14	98	464	752	60	15		827
1362	136	41	555	-	17		572	752	60	15		827
1495	150	45	688	-	21		709	752	60	15		827
1572	157	47	765	-	23		788	752	60	15		827

Вариант баланса мощности энергосистемы для маловодного года с учетом ремонта оборудования ГЭС построен на рисунок 2.8.

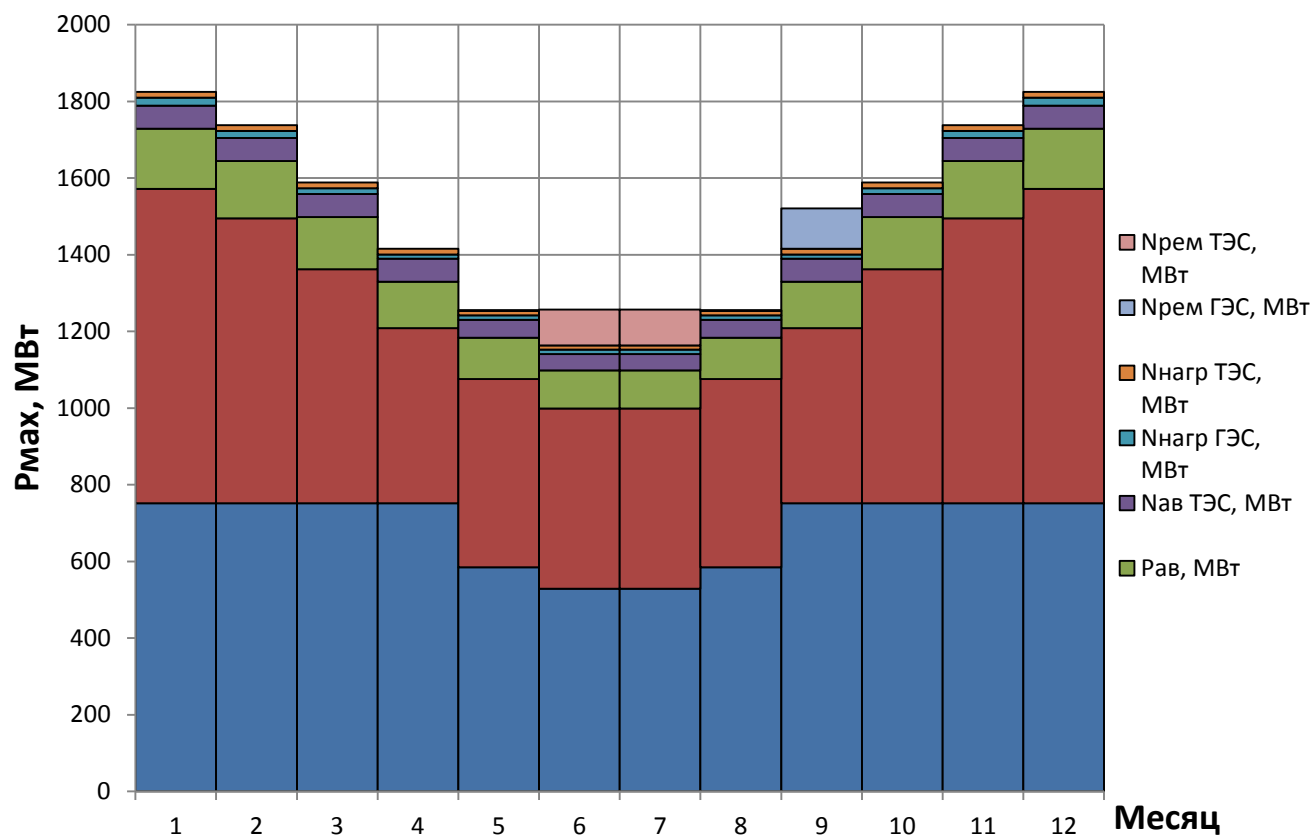


Рисунок 2.9 – Баланс мощности энергосистемы для маловодного года

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор гидротурбин с главным универсальным характеристикам

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

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

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

#### 3.2 Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик

Для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

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:

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

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

$z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где  $N_{уст} = 788$  МВт – установленная мощность Витимской ГЭС;

$k_N$  – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС, который выбирается произвольно

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре  $H_{расч}^N = 47,2$  м (рисунок 3.1).

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничение по мощности		Линия ограничение по пропускной способности	
$Q_{НБ}$	$z_{НБ}^{лето}$	$z_{НБ}^{зима}$	$H^{НПУ}$	$H^{УМО}$	$H^{зб1}$	$H$	$Q$	$H$	$Q$
0	1073	1073	71	51	61	66	1500	35	1703
200	1077	1078	66	47	57	62	1600	40	1820
400	1080	1080	64	45	54	58	1700	45	1931
600	1081	1081	63	44	53	55	1800	50	2035
800	1081	1082	62	43	53	52	1900		
1000	1082	1082	62	42	52	49	2000		
1200	1082	1083	61	42	52	47	2100		
1400	1083	1084	61	41	51	45	2200		
1600	1084	1085	60	41	50	43	2300		
1800	1084	1085	59	40	50	41	2400		
2000	1085	1086	59	39	49	40	2500		
2200	1086	1086	58	39	48				
2400	1086	1087	58	38	48				
2600	1087	1087	57	38	48				

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности (рисунок 3.1).

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор  $H_p = 47,2$  м;
- минимальный напор  $H_{min} = 36,2$  м;
- максимальный напор  $H_{max} = 65,5$  м;
- максимальный расход  $Q_{max} = 2050$  м<sup>3</sup>/с.

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

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

2) отношение  $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{36,2}{70} = 0,52$  должно быть не меньше справочных данных.

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

Выбор системы и типа гидротурбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение  $H_{\max}$  было бы близко к предельному напору  $H_{\text{пред}}$  выбранного типа, но не превышало его, т.е.  $H_{\max} \leq H_{\text{пред}}$ .

Диапазону напоров соответствует ПЛД70-В60° и ПЛ70-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2. Турбину РО75-В не рассматриваем т.к. соотношение  $\frac{H_{\min}}{H_{\max}}$  меньше 0,6.

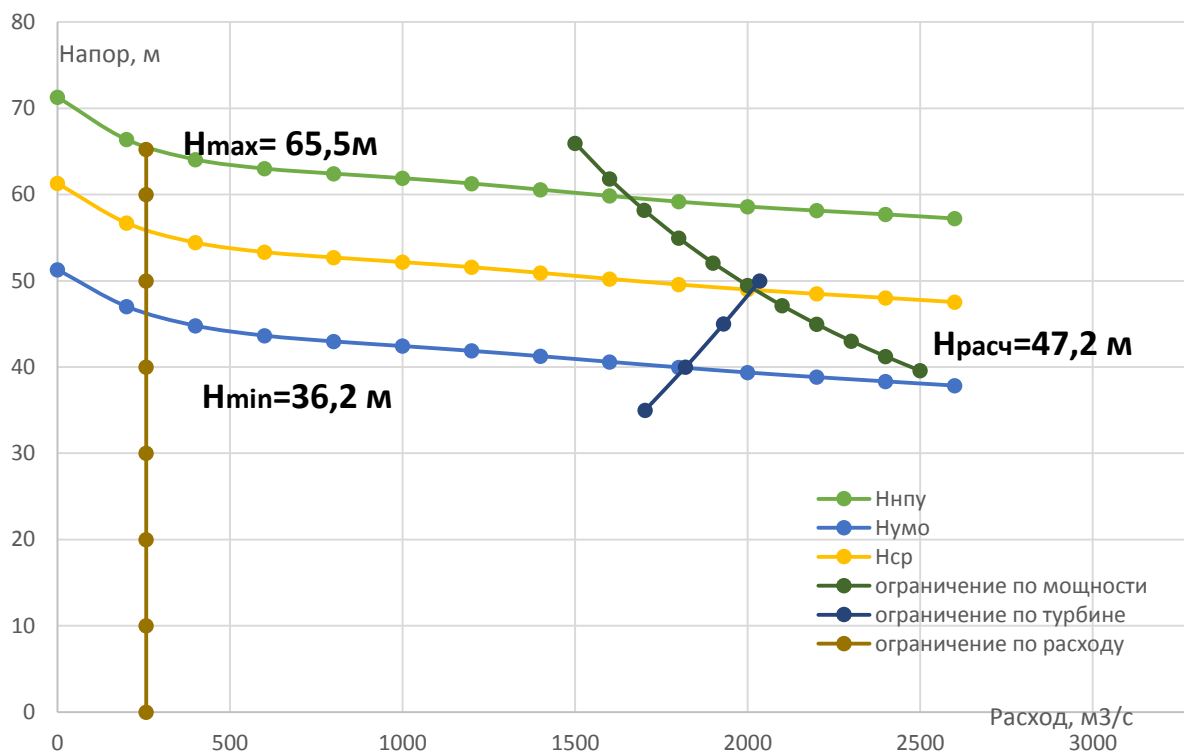


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ70-В	ПЛД70-В60
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	70	70
Диапазон регулирования	$H_{\min} / H_{\max}$	0,5254	0,5254
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{ мин}^{-1}$	106	107
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{ л/с}$	1340	1020
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,874	0,885
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}, \text{ л/с}$	1340	1580
Коэффициент кавитации	$\sigma \text{ при } Q'_{1\text{max}}$	0,55	0,57
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,46	0,345
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{ м}$	4	6
Вязкость воды	$t_{\text{м}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	4	7

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{M0}) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_P}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right], \quad (3.4)$$

где  $\eta_{M0}$  – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 3.2);

$D_{1M}$  – диаметр модельной гидротурбины (таблица 3.2);

$D_1$  – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным [1];

$H_M$  – напор на модельной гидротурбине (таблица 3.2);

$H_P$  – расчётный напор натурной гидротурбины, формула (3.7);

$\nu_H$  – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

$\nu_M$  – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (таблица 3.2).

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_P^N \cdot \sqrt{H_P^N} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.5)$$

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

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

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

где  $N_{ГЭС}^{уст} = 788$  МВт – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов  $Z_a$  округляется в большую сторону.

После чего уточняется мощность агрегата:

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

Синхронная частота вращения:

$$n = n'_{lp} \sqrt{H_p^N \Delta_p} \frac{1}{D_1}, \quad (3.8)$$

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

$\Delta_p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

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

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

$$n'_{1H_{\max}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_{\max}}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{1H_p} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1H_{\min}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_{\min}}}. \quad (3.11)$$

На главных универсальных характеристиках проводим линии  $n'_{\max}$ ,  $n'_p$  и  $n'_{\min}$ . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии  $n'_p$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q'_I$  чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}. \quad (3.12)$$

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n'_{\min}$  соответствующей напору  $H_{\max}$ , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.12) вместо  $H_p$  максимальный напор.

Расчетные значения для всех диаметров турбин сведены в таблицы 3.3.

Таблица 3.3 – результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД 70-В60

D <sub>1</sub> , м	6	6,7	7,1	7,5	8	9	10,6
η <sub>т</sub>	0,934	0,935	0,936	0,936	0,936	0,937	0,938
Δ <sub>р</sub>	1,056	1,057	1,057	1,058	1,058	1,059	1,06
N' <sub>а</sub> , кВт	107094	133654	150156	167621	190807	241698	335664
Z' <sub>а</sub> , шт	7,358	5,895	5,247	4,701	4,129	3,26	2,347
Z <sub>а</sub> , шт	8	7	6	5	5	4	3
N <sub>а</sub> , кВт	98,5	112,6	131,3	157,6	157,6	197	262,7
n' <sub>1H<sub>min</sub></sub> , об/мин	89,65	92,39	90,84	89,58	89,6	89,48	90,28
n' <sub>1H<sub>р</sub></sub> , об/мин	106,2	109,4	107,6	106,1	106,2	106	107
n' <sub>1H<sub>max</sub></sub> , об/мин	121,14	124,83	122,74	121,03	121,07	120,9	121,98
n' <sub>с</sub> , об/мин	125	112	106,5	100	94	83	70,8
n <sub>с</sub> , об/мин	125	115,4	107,1	100	93,8	83,3	71,4
Q' <sub>1р</sub> · η <sub>т</sub>	0,963	0,964	0,965	0,965	0,965	0,966	0,967

Полученное сочетание параметров D<sub>1</sub>, Z<sub>а</sub> и n<sub>с</sub> является приемлемым, если расчетная точка на главной универсальной характеристике находится в рекомендуемом по справочным данным диапазоне изменения по Q'<sub>1max</sub> и σ для данной турбины, и линия ограничения по установленной мощности агрегата лежит правее оптимума, что соответствует более полному использованию турбины. Также принимаем, что доставка оборудования на ГЭС осуществляется железнодорожным транспортом.

Из анализа полученных вариантов выбираем турбину ПЛД 70-В, с D<sub>1</sub>=7,1м.

### 3.3 Проверка гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линия ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитывается в координату универсальной характеристики для двух значений напора H<sub>max</sub> и H<sub>min</sub> по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}} \quad (3.13)$$

Так как число агрегатов, обеспечивающих минимальный расход, как правило, равен единице, то:

- Для ПЛД70-В-60°-710:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}} = \frac{256}{1 \cdot 7,1^2 \cdot \sqrt{1,057 \cdot 66,27}} = 0,606,$$



$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}} = \frac{256}{1 \cdot 7.1^2 \cdot \sqrt{1,057 \cdot 37.3}} = 0,819.$$

При выбранных параметрах турбина может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики (приложение Б).

### 3.4 Определение отметки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$H_{s,оп}^{доп} = 10,3 - \nabla/900 - \sigma H_p - \Delta H_s + \Delta Z_{x,пл}, \quad (3.14)$$

где  $\nabla$  - отметка расположения рабочего колеса турбины, принимаемая предварительно равной  $\nabla H_{У,р}$ ;

$\Delta H_s = 1,5$  м – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающие неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас;

$\Delta Z_{x,пл}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая определяется следующим образом: для осевых диагональных турбин (ПЛД) -  $\Delta Z_{x,пл} = -D_l/2$ .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

- Работа одного агрегата при установленной мощности при НПУ;
- Работа всех агрегатов с установленной мощностью при НПУ;
- Работа всех агрегатов с установленной мощностью при  $H_p$ .

Высоту отсасывания определим по формуле 3.17:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{x,пл}, \quad (3.17)$$

где  $B = 10,33$  метров водного столба - барометрическое давление;

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

$k_\sigma = 1,1 - 1,2$  – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной (принимаем  $k_\sigma = 1,1$ );

$\sigma$  - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$\Delta Z_{x,пл}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ – турбин  $\Delta Z_{x,пл} = 0$

Сведём данные расчетов по всем рассматриваемым вариантам турбин в таблицу 3.4.

При определении КПД  $\eta_{н.р.т.}$  в «расчетной точке» следует учитывать поправку на масштабный эффект:

$$\eta_{н.р.т.} = \eta_m + \Delta\eta, \quad (3.18)$$

где  $\Delta\eta$  - поправка, определенная ранее по (3.7).

Для ПЛД70-В-60°-710:  $\eta_{н.р.т.} = 0,885 + 0,05 = 0,935$ .

Таблица 3.4– Показатели турбин

Марка турбины	$D_1$ , м	$n$ , об/мин	$H_{доп.с.}$ , м	$\eta_{н.опт}$	$\eta_{н.р.т.}$	$n'_{Iр.}$ , об/мин	$n'_{Iопт.}$ , об/мин
ПЛД70-В-60-560	5,6	136,4	-4,58	0,905	0,934	132,0	109
ПЛД70-В-60-710	7,1	107,1	-4,28	0,905	0,936	105,2	109
ПЛД70-В-60-1060	10,6	71,4	-3,65	0,905	0,938	66,9	108
ПЛ70-В-600	6	125	-8,3	0,901	0,926	123,43	107
ПЛ70-В-850	8,5	88,2	-8,31	0,901	0,93	87,3	107
ПЛ70-В-900	9	83,3	-8,31	0,901	0,931	82,5	107

Сравнивая полученные варианты турбин выбираем турбину ПЛД70-В-60-710, вращающуюся с частотой 107,1 об/мин. Высота отсасывания турбины  $H_s = -4,30$  м. Рабочая зона турбины на ГУХ лежит в зоне оптимума. Поэтому дальнейший расчёт ведём для гидротурбины ПЛД70-В-60-710, приняв этот вариант в качестве окончательного решения в связи с тем, что данная турбина является наиболее подходящей по высоте отсасывания и оптимальным КПД.

### 3.5 Гидромеханический расчет и построение в плане металлической спиральной камеры с круглым сечением

Расчет проведен с учетом такого допущения:  $v_u \cdot r = const$ .

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{ср}}. \quad (3.19)$$

Радиус входного сечения:

$$\rho_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}}. \quad (3.20)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a = \frac{D_4}{2} + \sqrt{\rho_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.21)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{ВХ}} = a + \rho_{\text{ВХ}}. \quad (3.22)$$

Значение  $\varphi/c$ :

$$C = \frac{\varphi}{a - \sqrt{a^2 - \rho_{\text{ВХ}}^2}}. \quad (3.23)$$

Значение  $x$  и  $\rho$ :

$$x = \sqrt{\rho_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.24)$$

$$\rho^2 = x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2. \quad (3.25)$$

Сведём данные расчетов по турбине в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры спиральной камеры

$\varphi$	$\varphi/c$	$x$	$x^2$	$\rho^2$	$\rho$	$a$	$R$
345	0,72	3,90	15,21	17,12	4,14	9,98	14,12
333	0,69	3,78	14,29	16,20	4,03	9,89	13,91
321	0,67	3,66	13,39	15,30	3,91	9,79	13,70
309	0,64	3,54	12,50	14,41	3,80	9,69	13,49
297	0,62	3,41	11,62	13,53	3,68	9,59	13,27
285	0,59	3,28	10,76	12,67	3,56	9,49	13,05
273	0,57	3,15	9,91	11,82	3,44	9,38	12,82
261	0,54	3,01	9,07	10,98	3,31	9,27	12,58
249	0,52	2,87	8,25	10,16	3,19	9,16	12,34
237	0,49	2,73	7,44	9,35	3,06	9,04	12,09
225	0,47	2,58	6,65	8,56	2,93	8,91	11,84
213	0,44	2,42	5,86	7,77	2,79	8,78	11,57
201	0,42	2,26	5,10	7,01	2,65	8,64	11,29
189	0,39	2,08	4,34	6,25	2,50	8,49	10,99
177	0,37	1,90	3,59	5,50	2,35	8,33	10,67
165	0,34	1,69	2,85	4,76	2,18	8,15	10,33
153	0,32	1,45	2,11	4,02	2,01	7,94	9,94
141	0,29	1,16	1,35	3,26	1,81	7,67	9,47

Последовательно задаваясь рядом значений углов, рассчитываются все сечения спиральной камеры.

Для расчёта эллиптических сечений требуется определить  $R$ , для каждого угла спирали. Строится график зависимости  $R = f(\varphi^\circ)$  исходя из х табл. А.4 и примерно продлевается до нормального вида. График зависимости  $R = f(\varphi^\circ)$  представлен на рисунок 3.2 и рисунок 3.3.

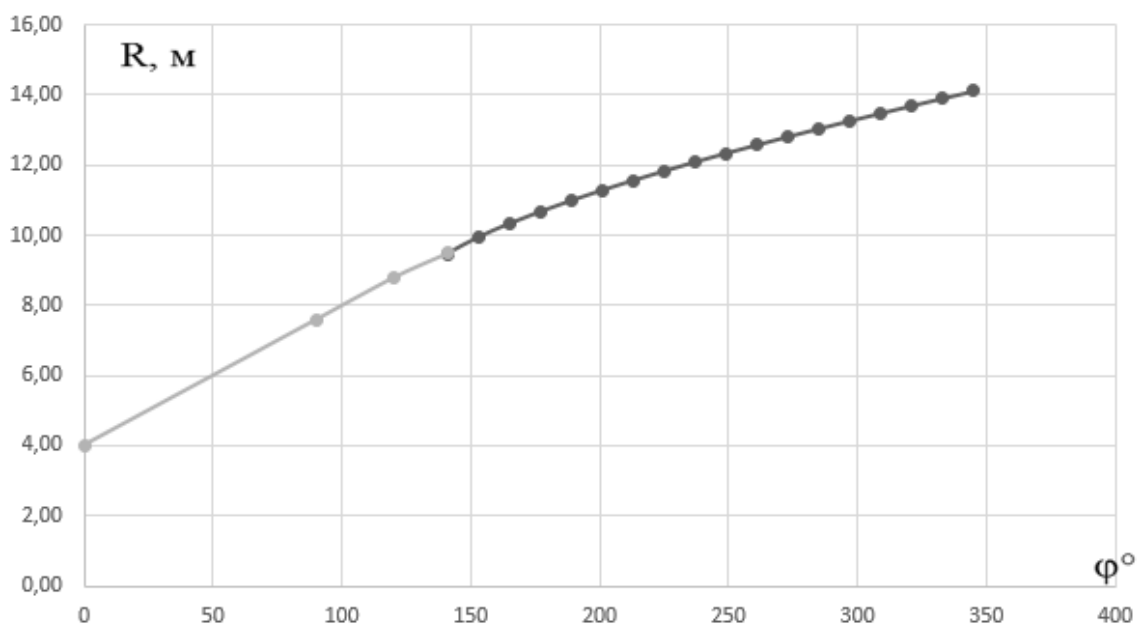


Рисунок 3.2 – График зависимости  $R = f(\varphi^\circ)$

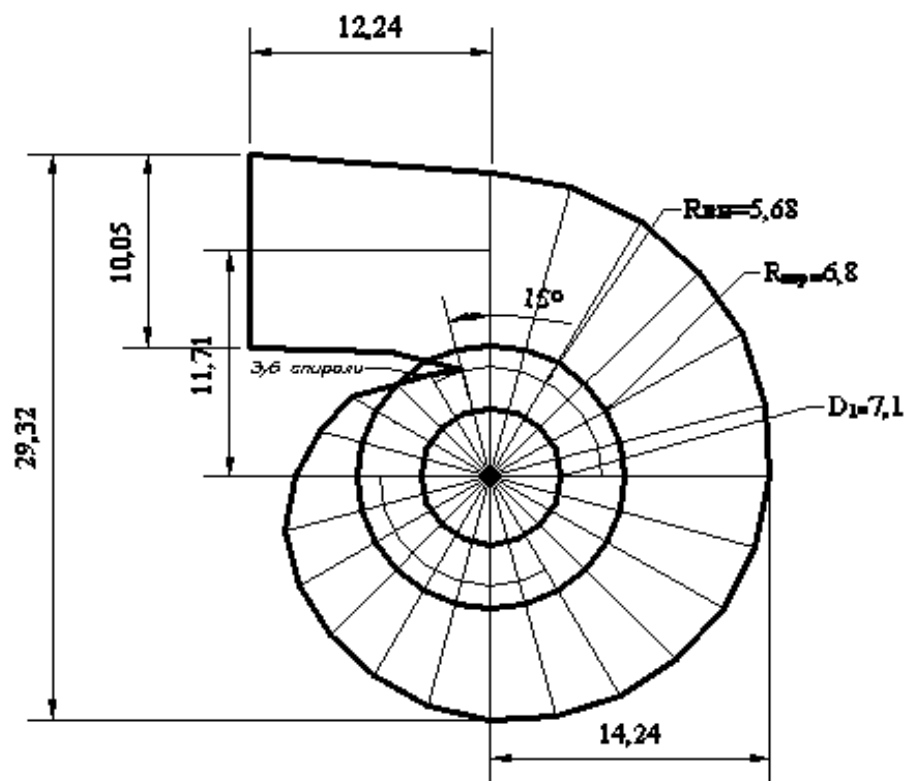


Рисунок 3.3 – Чертеж металлической спиральной камеры (размеры в м)

### 3.6 Подбор и контрольный расчет отсасывающей трубы

В проекте применяется изогнутая отсасывающая труба, геометрически подобную модельной турбине. Основные размеры отсасывающей трубы пересчитываются по отношению диаметров модели и натуре рисунок 3.4.

В качестве узловых точек принимаются следующие сечения:

Входное сечение конуса:

$$D_{1-1} = D_{\text{горл}} = 0,995 \cdot D_1 = 0,995 \cdot 7,1 = 7,06 \text{ м}; \quad (3.26)$$

$$l_{1-1} = 0 \text{ м}. \quad (3.27)$$

Входное сечение колена:

$$D_{2-2} = D_{\text{к}} = 1,252 \cdot D_1 = 1,252 \cdot 7,1 = 8,9 \text{ м}; \quad (3.28)$$

$$l_{2-2} = 0 + 1,455 \cdot D_1 = 0 + 1,449 \cdot 7,1 = 10,99 \text{ м}. \quad (3.29)$$

Выходное сечение колена:

$$h_{3-3} = 0,626 \cdot D_1 = 0,626 \cdot 7,1 = 4,4 \text{ м}; \quad (3.30)$$

$$l_{3-3} = 10,99 + 1,617 \cdot D_1 = 10,99 + 1,617 \cdot 7,1 = 22,47 \text{ м}. \quad (3.31)$$

Выходное сечение диффузора:

$$h_{4-4} = 1,224 \cdot D_1 = 1,224 \cdot 7,1 = 8,7 \text{ м}; \quad (3.32)$$

$$l_{4-4} = 22,47 + 4,565 \cdot D_1 = 14,8 + 4,565 \cdot 7,1 = 54,88 \text{ м}. \quad (3.33)$$

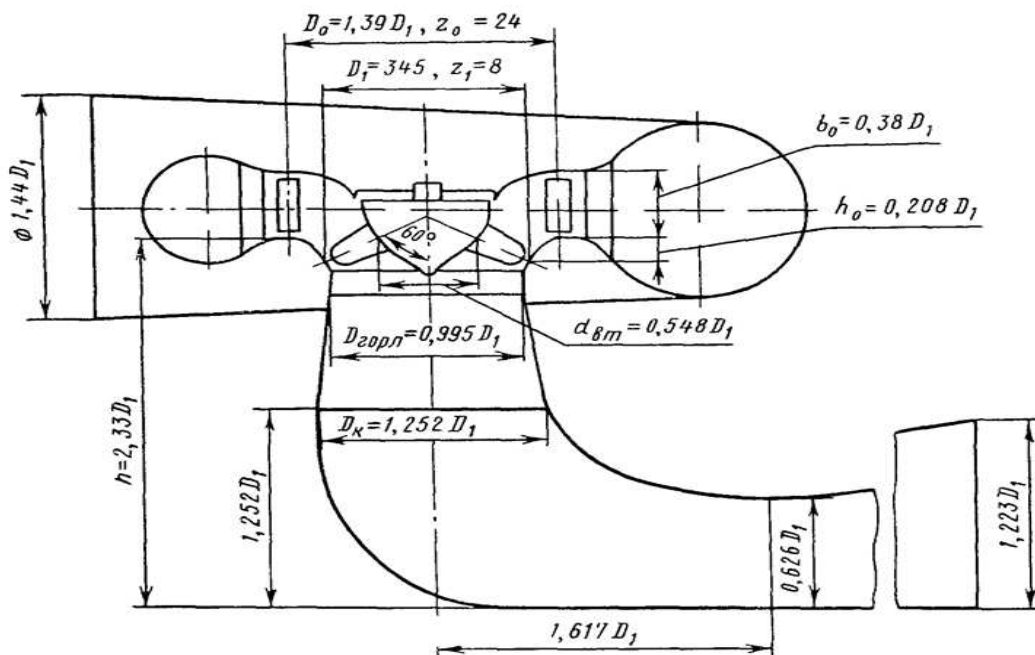


Рисунок 3.4 – Основные сечения отсасывающей трубы

Средние меридианные скорости и средние удельные кинетические энергии потока в сечениях для оптимального режима при  $H_p$  и режима максимального расхода определяются по соответствующим формулам представлены в таблице 3.6. и график изменения средней удельной кинетической энергии потока 3.5 и 3.6.

$$V_{i-i} = Q_k / F_{i-i}, \quad (3.34)$$

$$E_{i-i} = 100 \cdot V_{i-i}^2 / (2gH_p). \quad (3.35)$$

Таблица 3.6 – Значения средней меридианной скорости  $v = v(l)$  и средней удельной кинетической энергии потока  $E = E(l)$

Сечение	$v_{i-i_{\text{опт}}}$ , м/с.	$v_{i-i_{\text{max}}}$ , м/с	$E_{i-i_{\text{опт}}}$ , %.	$E_{i-i_{\text{max}}}$ , %.	$l$ , м.
1-1	9,3	14,4	9,3	22,3	0
2-2	5,9	9,1	3,7	8,9	6,2
3-3	2,7	4,3	0,8	2,0	16,3
4-4	2,0	3,1	0,4	1,0	48,7

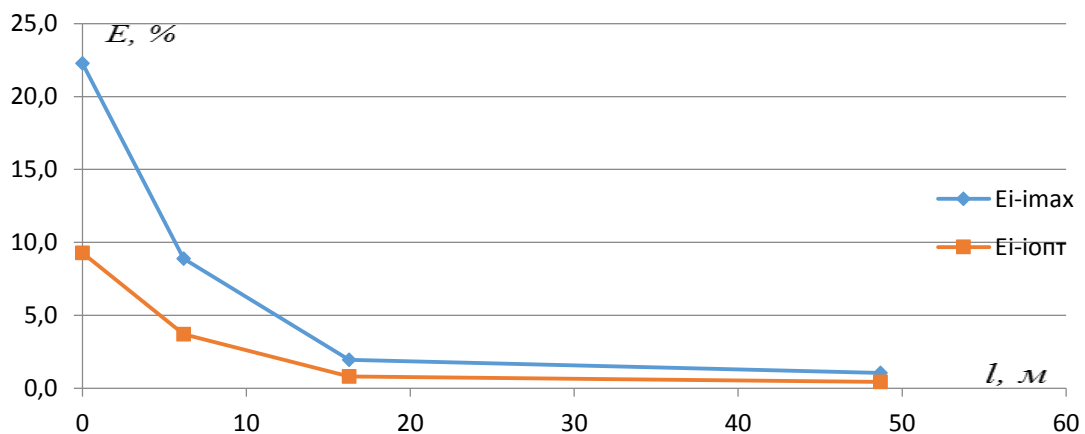


Рисунок 3.5 - Изменения средней удельной кинетической энергии потока для оптимального режима при  $H_p$  и режима максимального расхода

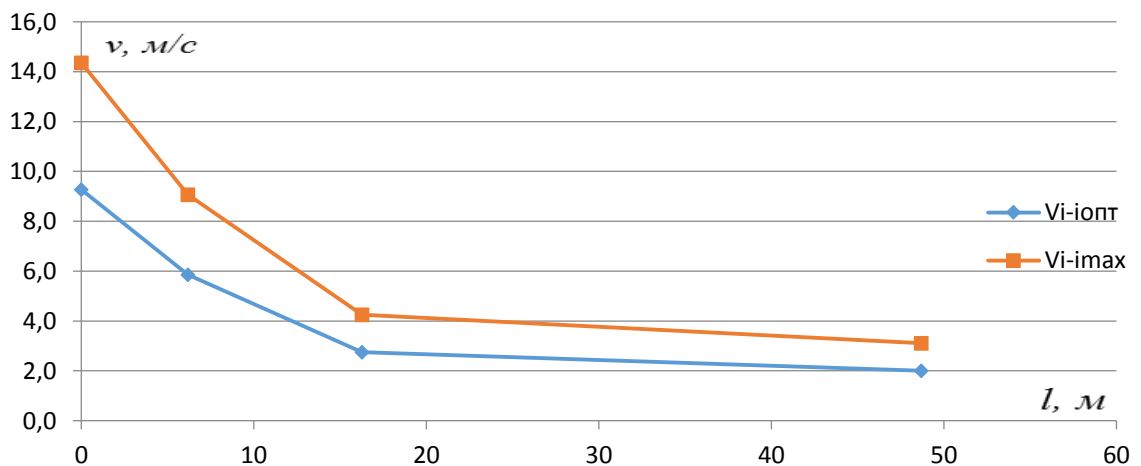


Рисунок 3.6 - Изменения средней меридианной скорости для оптимального режима при  $H_p$  и режима максимального расхода

### 3.7 Формулирование требований к гидрогенератору и выбор маслонапорной установки

#### Определение маслонапорной установки

Система автоматического регулирования турбины (САРТ) предназначена для управления турбиной путем изменения открытия направляющего аппарата в ПЛД турбинах. САРТ включает маслонапорную установку (МНУ) для питания маслом под давлением, колонку управления (КУ), сервомоторы (С) и соединительные маслопроводы. С помощью САРТ осуществляются пуск, остановка, изменение мощности турбины, а также автоматическое поддержание заданной частоты вращения агрегата.

Для предварительного выбора маслонапорных установок ПЛД турбин используется график (приложение Б).

При  $H_p = 47,22$  м. и  $D_1 = 7,1$  м принимается МНУ 2,0/2 – 40 – 20 – 3.

#### Основные параметры гидрогенератора

Номинальную частоту вращения генератора принимаем равной назначенной частоте вращения турбины  $n_{\text{синх}} = 107,1$  (об/мин).

Разгонная частота вращения, определяющая расчётные по прочности нагрузки генератора, задается соотношением:

$$n_{\text{разг}} = k_{\text{разг}} \cdot n_{\text{синх}} = 246,33 \text{ (об/мин)}, \quad (3.36)$$

где  $k_{\text{разг}}$  принимается равным 2,1- 2,4 для ПЛ и ПЛД турбин.

Номинальная активная мощность генератора определяется в виде:

$$N_{\text{ген}} = N_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{ген}} = 130000,1 \text{ (кВт)}, \quad (3.37)$$

где  $\eta_{\text{ген}} = 0,975$  – КПД генератора;

$N_{\text{т}} = 131300$  (кВт) – номинальная мощность турбины.

Полную мощность генератора рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{ген}} = N_{\text{ген}} / \cos\varphi = 144444,6 \text{ (кВ}\cdot\text{А)}, \quad (3.38)$$

где  $\cos\varphi = 0,8$  – коэффициент мощности.

Вес ротора генератора и его маховой момент приближенно оцениваются по эмпирическим соотношениям.

Диаметр расточки статора:

$$D_{\text{вн. статора}} = 2,6 \cdot (S_{\text{ген}})^{0,25} \cdot (n_{\text{синх}})^{-0,3333} = 11,12 \text{ (м)}. \quad (3.39)$$

Вес ротора генератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,8 \cdot (D_{\text{вн. статора}} - 1) = 8,10 \text{ (МН)}. \quad (3.40)$$

Маховой момент инерции ротора генератора:

$$GD^2 = 10 \cdot (S_{\text{ген}})^{0,8} \cdot (n_{\text{синх}})^{-1,2} = 492,06 \text{ (МН} \cdot \text{м}^2\text{)}. \quad (3.41)$$

Осевое усилие на подпятник агрегата складывается из трех основных составляющих: веса ротора генератора  $G_{\text{рот}}$ , веса рабочего колеса и вала турбины  $G_{\text{т}}$  и осевого гидравлического усилия на рабочем колесе  $P_{\text{ос}}^{\text{гидр}}$ .

Вес рабочего колеса с валом турбины оцениваются по эмпирической зависимости в виде:

$$G_{\text{т}} = k_G \cdot (D_1)^{\alpha} \cdot (H_{\text{max}})^{\beta} = 3,28 \text{ (МН)}, \quad (3.42)$$

где  $k_G = 0,003$ ;  $\alpha = 2,5$ ;  $\beta = 0,5$ ; (для ПЛД)

Гидравлическое осевое усилие на рабочем колесе:

$$P_{\text{ос}}^{\text{гидр}} = k_{\text{ос}} \cdot (D_1^2 - d_{\text{вт}}^2) \cdot H_{\text{max}} = 13,09 \text{ (МН)}, \quad (3.43)$$

где  $k_{\text{ос}} = 0,0056$  для ПЛД турбин;

$d_{\text{вт}} = 0,548 \cdot D_1$  – диаметр втулки рабочего колеса.

Осевое усилие на подпятник агрегата:

$$P_{\text{ос}} = G_{\text{рот}} + G_{\text{т}} + P_{\text{ос}}^{\text{гидр}} = 24,24 \text{ (МН)}. \quad (3.44)$$

Диаметр ротора  $D_{\text{р}}$  (расточки статора) определяется в зависимости от предельной окружной скорости ротора  $v_{\text{пред}}$  :

$$D_{\text{р}} < \frac{60 \cdot v_{\text{пред}}}{\pi \cdot n_{\text{разг}}}. \quad (3.45)$$

Разгонная частота вращения:

$$n_{\text{разг}} = k_{\text{разг}} \cdot n = 246,3 \frac{\text{об}}{\text{мин}}, \quad (3.46)$$

где  $n$  – номинальная частота вращения;

$k_{\text{разг}}$  – для ПЛД принимаем 2,3

Диаметр расточки статора обычно меньше диаметра активной стали  $D_{\text{а}}$  у вертикальных гидроагрегатов на 50 см.

$$D_{\text{а}} = 0,5 + D_{\text{р}} = 0,5 + 12,6 = 13,1 \text{ м}. \quad (3.47)$$

Высота активной стали:

$$l_{\text{а}} = \frac{S_{\text{ген}}}{c_3 \cdot D_{\text{р}}^2 \cdot n} = 0,78 \text{ м}. \quad (3.48)$$



где  $c_9$  – коэффициент эффективности использования активных материалов при водяном охлаждении ротора и статора  $c_9 = 11$ ;

$S_{ген}$  – полная мощность генератора.

Высота активной стали принимается по стандартным величинам 82 см.

Внешний диаметр вала:

$$d_B = 12 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{ген}}{n}} = 127,35 \text{ см.} \quad (3.49)$$

где  $N_{ген}$  – мощность генератора, кВт.

Округляем значение до стандартного 130 см.

Внешний диаметр вала:

$$d_B' = \sqrt[4]{d_B \cdot (d_B^3 - 113 \cdot \frac{N_{ген}}{n})} = 125,26 \text{ см.} \quad (3.50)$$

Округляем значение до стандартного 125 см.

Результаты расчетов элементов генератора приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Основные элементы генератора

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{ст}$	$(1,7 \div 1,9)l_a$	1,39 м
	Диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05 + 0,0017n_0)D_r$	15,5 м
	Диаметр активной стали $D_a$	$D_r + (0,5 \div 0,9)$	13,1 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{в.к.}$	$(0,1 \div 0,12)D_r$	1,26 м
	Диаметр лучей $D_{в.к.}$	$D_{ст}$	15,5 м
Подпятник	Высота $h_{п}$	$(0,12 \div 0,17)D_r$	1,89 м
	Диаметр кожуха $D_{п}$	$(0,4 \div 0,5)D_r$	5,04 м
Турбинная шахта	Высота $h_{ш}$	$2,5 \div 3,5$	3 м
	Диаметр $D_{ш}$	$(1,3 \div 1,5)D_r$	16,38 м
Нижняя крестовина	Высота $h_{н.к.}$	$(0,25 \div 0,30)D_{ш}$	3,3 м
	Диаметр лучей $D_{н.к.}$	$D_{ш} + 0,5$	16,88 м
Надстройка	Высота $h_0$	$(0,15 \div 0,20)D_r$	1,9 м
	Диаметр $d_0$	$(0,35 \div 0,45)D_r$	4,41 м
Кратер	Диаметр $D_{кр}$	$(1,4 \div 1,5)D_r$	17,6 м
	Минимальная ширина прохода $b$	$0,4 \div 0,5$	0,5 м

### 3.8 Разработка схемы установки

При выборе типа гидрогенератора необходимо учитывать влияние следующих технико-экономических показателей: высоту агрегата и связанную с ней стоимость машинного зала, вес и стоимость генератора и турбины, КПД

генератора, вибрационную устойчивость и жесткость агрегата, надёжность работы подпятника. В известном диапазоне мощностей, габаритов и скоростей вращения выбор типа генератора определяется однозначно, но существует довольно широкий диапазон, где могут применяться оба компоновочных типа.

По статистике выполненных генераторов можно установить, что зонтичные гидрогенераторы применяются в зависимости от частоты вращения:

1) При  $n \geq 150$  об/мин рекомендуется подвесной тип, при  $n \leq 75$  об/мин – зонтичный.

2) Если диаметр  $D_r \leq 10$  принимается подвесной тип, если  $D_r \geq 10$  – зонтичный.

3) Если отношение  $\frac{l_a}{D_r} > 0,15$  принимается подвесной тип, если  $\frac{l_a}{D_r} < 0,15$  – зонтичный,  $\frac{l_a}{D_r} = \frac{0,82}{12,6} = 0,065$ .

### **Расчет вала на прочность**

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительно рассчитывается наружный диаметр вала:

$$D_v^* \geq (5,1 \cdot M_{кр} / [\tau_{доп}])^{0,33}, \quad (3.51)$$

где  $[\tau_{доп}] = 30 \div 35$  МПа, а крутящий момент  $M_{кр}$  определяется по формуле:

$$M_{кр} = 0,00974N/n_{синх} = 11,65 \text{ (кН}\cdot\text{м)}, \quad (3.52)$$

$$D_v^* \geq (5,1 \cdot 11,65 / [35])^{0,33} = 1,18 \text{ (м)}.$$

Полученное значение диаметра округляется:

$$D_v = 1,2 \text{ (м)}.$$

### **Расчет радиальных нагрузок подшипника**

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте применяется подшипник сегментного типа на водяной смазке.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot N / (n_{\text{синх}} \cdot D_1) = 134,68 \text{ (кН)}. \quad (3.53)$$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = R_{\text{рад}} / (1 + 2\text{Cos}\alpha + 2\text{Cos}(2\alpha)), \quad (3.54)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = 360^\circ / Z_{\text{сегм}} = 36^\circ \quad (3.55)$$

$$R_1 = 134,68 / (1 + 2\text{Cos} 36^\circ + 2\text{Cos}(2 \cdot 36^\circ)) = 41,62 \text{ (кН)}.$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = R_1 / (l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}) = 244,8 \text{ (кПа)}, \quad (3.56)$$

где  $l_{\text{сегм}}$  – длина сегмента в окружном направлении, причём:

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 \div 0,90) \pi \cdot d_{\text{п}} / Z_{\text{сегм}} = 0,34 \text{ (м)}, \quad (3.57)$$

где  $d_{\text{п}}$  – диаметр вала под подшипником с учётом облицовки, принимается на 15 – 20 мм больше  $D_{\text{в}}^*$ :

$$d_{\text{п}} = 1,2 + 0,02 = 1,22 \text{ м}.$$

Для сегментных подшипников экспериментально получено, что допусковое  $[p_{\text{уд}}]$  равно:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 672,58 \text{ (кПа)}, \quad (3.58)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}} / 30 = 13,45 \text{ (м/с)}. \quad (3.59)$$

Так как  $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}]$ , то выбранный сегментный подшипник способен воспринять все радиальные нагрузки в процессе работы гидроагрегата

## 4 Гидротехнические сооружения

### 4.1 Состав и компоновка сооружений гидроузла

Проектируемый речной гидроузел имеет энергетического значения. В состав проектируемого гидроузла входит глухая правобережная бетонная гравитационная плотина, гидроэлектростанция приплотинная совместно с монтажной площадкой, водосливная плотина и глухая левобережная бетонная плотина.

Класс сооружения определяется по высоте плотины, типу грунтов основания ( $h_{пл} = 72$  м II класс, грунт - гранит), социально-экономической ответственности и условий эксплуатации ( $N_{уст} = 788$  МВт – II класс,  $V_{вод} = 22,2$  км<sup>3</sup> – I класс). Принимается наиболее высокий класс сооружения - I.

Пропуск расчетного расхода воды для основного расчетного случая должен обеспечиваться при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии. Обеспеченность максимального расчетного расхода через водосливную плотину I класса для основного расчетного случая соответствует 0,1% [1].

### 4.2 Проектирование сооружений напорного фронта.

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

На начальном этапе проектирования определяется положение гребня плотины и ширина водосливного фронта. На последующих стадиях конструируется профиль водослива, устройства нижнего бьефа, подземная часть плотины, ее быки и устои.

По [2] принимаем класс сооружения: для гидротехнических сооружений с установленной мощностью более 1000 МВт класс сооружения назначается I, коэффициент надежности для I-го класса сооружений равен:  $\gamma_n = 1,25$ .

### 4.3 Определение отметки бетонных плотин

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

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

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{ФПУ} + h_{1\%} + a. \quad (4.2)$$

где  $h_{1\%}$  – высота наката ветровых волн обеспеченностью 1%;

$a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее – 0,8 м для сооружений I класса.

При основном сочетании нагрузок и воздействий расчетная скорость ветра принимается обеспеченностью (сооружения I класса) – 2% ( $V_w = 20$  м/с), а при особом сочетании нагрузок и воздействий – 20% ( $V_w = 15$  м/с).

### Основное сочетание нагрузок и воздействий:

Глубина водохранилища перед плотиной при расчетном уровне:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{1145 - 1073}{2} = 36 \text{ м.} \quad (4.3)$$

Определяются безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 16000}{20^2} = 392,4,$$

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

где  $t$  – период развития волн на водохранилище, 21600 ч;

$L$  – длина волны разгона 16,00 км;

Для глубоководной зоны ( $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ ) по найденным безразмерным комплексам определяются параметры, при помощи которых вычисляют средний период волны и среднюю высоту волны [2]

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,03, \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,085, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,27, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,2,$$

Выбираются наименьшие значения и вычисляются параметры для высоты волны 1% обеспеченности.

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

$$\bar{T} = \frac{2,27 \cdot V_w}{g} = \frac{2,27 \cdot 20}{9,81} = 4,63 \text{ с.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,63^2}{2 \cdot 3,14} = 33,5 \text{ м.} \quad (4.5)$$

Выполняется, следовательно зона является глубоководной:  $d > 0,5 \bar{\lambda}_d$ ,  
 $36 > 0,5 \cdot 33,5$ .

Определяется высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,22 \cdot 2,1 = 2,6 \text{ м.} \quad (4.6)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [3, графики значений коэффициента  $k_i$ ] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2} = 392,4$  (для глубоководной зоны).

### Особое сочетание нагрузок и воздействий:

Безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 16 \cdot 10^3}{15^2} = 697,6,$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 14126,4.$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,04, \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,075, \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,7, \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 3,79,$$

Выбираются наименьшие значения и вычисляются параметры для высоты волны 1% обеспеченности.

$$\bar{h} = \frac{0,04 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,04 \cdot 15^2}{9,81} = 0,92 \text{ м,}$$

$$\bar{T} = \frac{2,7 \cdot V_w}{g} = \frac{2,7 \cdot 15}{9,81} = 4,13 \text{ с.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,13^2}{2 \cdot 3,14} = 26,6 \text{ м.}$$

Выполняется, следовательно зона является глубоководной:  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ,  $36 > 0,5 \cdot 26,6$ .

Определяется высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,92 \cdot 2,4 = 2,21 \text{ м,}$$

$$\text{где } K_i = f\left(\frac{gL}{V_w^2}\right) = 2,4.$$

Отметки гребня плотины:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a = 1145 + 2,6 + 0,8 = 1148,4 \text{ м},$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + a = 1146 + 2,21 + 0,8 = 1149,1 \text{ м}.$$

Принимается отметка  $\nabla_{\text{ГБП}} = 1149,1 \text{ м}$ .

#### 4.4 Гидравлические расчеты

Исходные данные для проведения гидравлических расчетов:

- отметка НПУ 1145 м;
- отметка ФПУ 1146 м;
- отметка дна 1073 м;
- максимальный основной расход 5926 м<sup>3</sup>/с;
- максимальный поверочный расход 6627 м<sup>3</sup>/с;
- расход через ГЭС 1413,5 м<sup>3</sup>/с;

Гидравлическими расчетами устанавливаются: длина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани, сопряжение струи в нижнем бьефе.

Гидравлический расчет выполняется для основного расчетного случая (при НПУ и УНБ<sub>min</sub>) и поверочного расчетного случая (при ФПУ и УНБ<sub>max</sub>).

#### 4.5 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водосливную плотину:

$$Q_{\text{расч}} = Q_{\text{max осн.p\%=0.1}} - Q_{\text{ГЭС}} = 5926 - 1413,5 = 4512,5 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.7)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = (n_{\text{га}} - 1) \cdot Q_{\text{га}} = (6 - 1) \cdot 282,7 = 1413,5 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.8)$$

где  $Q_{\text{max}}$  – максимальный расчетный расход для основного расчетного случая, определяемый на основании гидрологического расчета [4];

$Q_{\text{ГЭС}}$  – расход через гидроагрегаты ГЭС, участвующие в пропуске расхода;

Удельный расход на водосливе равен:

$$q_{\text{вод}} = 1,25 \cdot q_{\text{рисб}}, \quad (4.9)$$

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

$$q_{\text{рисб}} = v_p \cdot h_{\text{нб}} = 6 \cdot 15,2 = 91,2 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.10)$$

$$h_{\text{нб}} = \text{УНБ}_{Q_{\text{max осн.p\%=0.1}}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 1088,2 - 1073 = 15,2 \text{ м},$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина в НБ при расчетном расходе, определяется по рисунок 1.2;  
 $v_p = 6,0$  м/с – допустимая неразмывающая скорость для скальных пород, формирующих русло реки:

Тогда,

$$q_{\text{вод}} = 1,25 \cdot 91,2 = 114 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}}{q_{\text{вод}}} = \frac{4512,5}{114} = 39,5 \approx 40 \text{ м}. \quad (4.11)$$

С другой стороны, ширина водосливного фронта равна:

$$B = n \cdot b,$$

где  $n$  – число пролетов;

$b$  – стандартная ширина пролета, выбирается по техническому регламенту;

При  $b=12$  м:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{40}{12} = 3,3. \quad (4.12)$$

Число водосливных отверстий принимается равным  $n = 4$ .

Ширина водосливного фронта:

$$B = 4 \cdot 12 = 48 \text{ м}.$$

#### 4.5.1 Определение отметки гребня водослива

По формуле расхода через водослив, определяется полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \left( \frac{4512,5}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,3 \text{ м}, \quad (4.13)$$

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

Во втором приближении полный напор вычисляется с учётом бокового сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.14)$$



где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления водослива,  $\sigma_n = 1$ ;

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon + (n-1)\varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_0 1}{b}, \quad (4.15)$$

где  $\varepsilon_0 = 0,45$  – коэффициент, учитывающий форму быков в плане (полукруглая);  
 $\varepsilon = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев, учитывающий скругление вертикальных ребер устоев.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{12,3}{12} = 0,895,$$

$$H_{02} = \left( \frac{4512,5}{0,49 \cdot 0,895 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 13,3 \text{ м.}$$

При выполнении условия  $\omega > 4BH$  ( $\omega$  – площадь живого сечения), скоростью подхода потока к плотине можно пренебречь и считать геометрический напор на водосливе равным полному напору  $H_{02}$ .

$$\omega = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})[B + (n - 1)\delta_6] = (1145 - 1073)[48 + (4 - 1) \cdot 4] = 4320 \text{ м}^2, \quad (4.16)$$

где  $\delta_6$  – толщина промежуточных быков,  $\delta_6 = 4$ .

$$4BH = 4 \cdot (48 + 12) \cdot 13,3 = 3192 \text{ м}^2,$$

$$4320 \text{ м}^2 > 3192 \text{ м}^2.$$

Условие выполняется, значит  $H_{02} = H = 13,3$  м. Расчетное значение напора округляется до значения, ближайшего к стандартному напору в соответствии с техническим регламентом:  $H_{02} = H_{\text{ст}} = 14$  м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{стан}} = 1145 - 14 = 1131 \text{ м.}$$

#### 4.5.2 Проверка на пропуск максимального расхода при поверочном расчётном случае

Проверяется достаточность пропускной способности водосливной плотины.

Расход через водосливную плотину при поверочном расчетном случае:

$$Q_{\text{пов}} = Q_{\text{max.повр\%=0.01}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{С}} = 6679 - 282,7 \cdot (6 - 1) - 0 = 5265,5 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $Q_{\text{max.пов.р\%=0,01}}$  – максимальный расход для проверочного расчетного случая, определяемый на основании гидрологического расчета [3];

$Q_{\text{С}}$  – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения  $Q_{\text{С}} = 0$ ;

В первом приближении определяется напор  $H_{01}^{\text{пов}}$  без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01}^{\text{пов.}} = \left( \frac{Q_{\text{повер}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{5265,5}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 13,67 \text{ м.} \quad (4.17)$$

Во втором приближении определяется напор  $H_{02}^{\text{пов}}$  с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02}^{\text{повер}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{5265,5}{0,49 \cdot 0,883 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 14,85 \text{ м,} \quad (4.18)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{13,67}{12} = 0,883, \quad (4.19)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (4.20)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})[B + (n-1)\delta_0]} = \frac{5265,5}{(1146 - 1073)[48 + (4-1) \cdot 4]} = 1,13 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (4.21)$$

$$H_{\text{пов}} = 14,85 - \frac{1,1 \cdot 1,13^2}{2 \cdot 9,81} = 14,78 \text{ м.}$$

Расчетная отметка ФПУ:

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{расч}} = \nabla\text{ГВ} + H^{\text{пов.}} = 1131 + 14,78 = 1145,8 \text{ м.}$$

Расчетная отметка ФПУ не превышает заданную  $\nabla\text{ФПУ}$ , равную 1146 м, заданная отметка не корректируется.

#### 4.5.3 Построение практического профиля водосливной грани

Координаты оголовка водослива типа А. Для получения действительных координат необходимо отношения  $x/H_{\text{пр}}$  и  $y/H_{\text{пр}}$  умножить на  $H_{\text{пр.}} = H_{\text{стан}} = 14 \text{ м}$  [3]. Расчеты сведены в таблицу 4.1.

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

№ точки	X,м	Y,м	№ точки	X,м	Y,м
1	0	1,764	15	19,6	9,254
2	1,4	0,0504	16	21	10,696
3	2,8	0,098	17	28	17,29
4	4,2	0	18	30,8	21,112
5	5,6	0,084	19	33,6	26,516
6	7	0,378	20	36,4	29,708
7	8,4	0,84	21	39,2	34,468
8	9,8	1,4	22	42	39,536
9	11,2	2,044	23	44,8	44,898
10	12,6	2,772	24	47,6	50,526
11	14	3,584	25	50,4	56,434
12	15,4	4,494	26	51,8	59,486
13	16,8	5,516	27	54,6	65,772
14	18,2	6,65	28	56,00	69,02

Очертание водосливной грани представлено на рисунок 4.1.

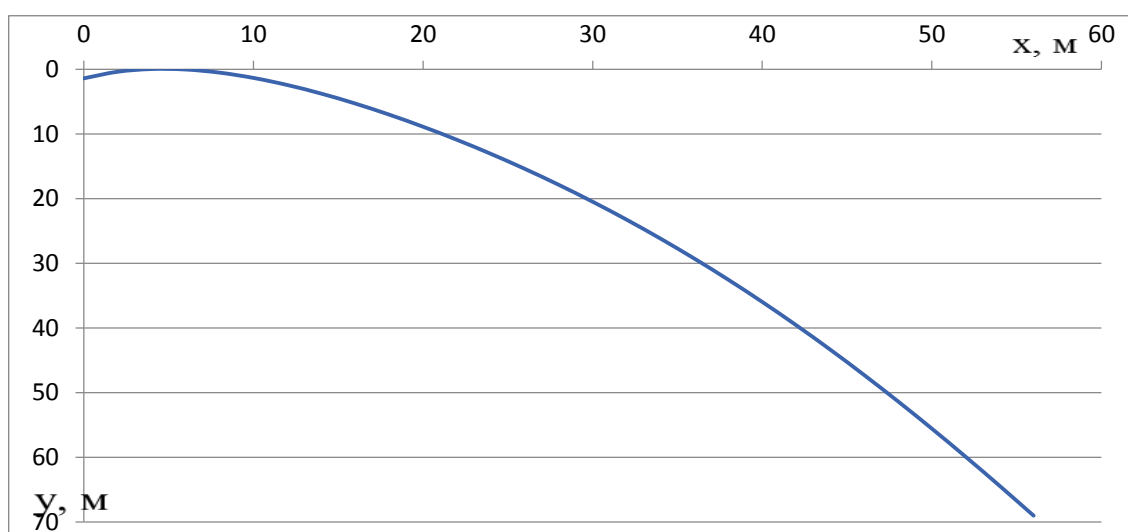


Рисунок 4.1- Очертание гребня водосливной стенки (Кригера-Офицерова) типа А

Радиус сопряжение водослива с водобоем:

$$R = (0,2 - 0,5) \cdot (H + P_B), \quad (4.22)$$

где  $H$  - напор на водосливе;

$P_B$  - высота водослива со стороны ВБ.

$$P_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна} = 1131 - 1073 = 58 \text{ м},$$

$$R = 0,4 \cdot [14 + (1131 - 1073)] = 28,8 \text{ м}.$$

#### 4.5.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать вторую сопряженную глубину  $h_c''$ , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе  $h_{НБ}$  и по их соотношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

Определяем параметры гидравлического прыжка.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q^2_p}{[B+(n-1) \cdot \delta_6]^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4512,5^2}{[48+(4-1) \cdot 4]^2 \cdot 9,81}} = 8,6 \text{ м.} \quad (4.23)$$

Полная удельная энергия перед водосливом:

$$E_0 = (\nabla ГВ - \nabla Дна) + H_0 = (1131 - 1073) + 14 = 72 \text{ м.} \quad (4.24)$$

При  $H_0 = H_{ст}$ , так как  $\omega > 4ВН$ .

Относительно полная удельная энергия:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{72}{8,6} = 8,37. \quad (4.25)$$

Коэффициент  $\varphi$  принимается по рекомендации академика Павловского Н.Н.: при большой длине сливной грани (высота плотины  $\nabla ГВ - \nabla Дно = 1131 - 1073 = 58 \text{ м}$ ),  $\varphi = 0,9$ , [5] определяются  $\xi_c = 0,278$  и  $\xi''_c = 2,53$

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,278 \cdot 8,6 = 2,39 \text{ м,}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,53 \cdot 8,6 = 21,76 \text{ м.}$$

Так как  $h''_c > h_{НБ}$ ,  $h_{НБ} = 15 \text{ м}$ , то имеет место сопряжение нижнего бьефа по типу отогнанного прыжка.

Так как в НБ получается отогнанный прыжок, необходимо произвести гидравлический расчёт водобойного устройства для получения затопленного прыжка. В качестве водобойного устройства принимается водобойный колодец.

#### 4.6 Расчет водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины. Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных

приближений. Разница между значениями, глубин колодца определенным расчетом, не должно превышать  $5 \div 10\%$ .

Первоначально, глубину колодца определяются по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + Z'), \quad (4.26)$$

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

$Z$  – перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной  $d$ ;

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left( \frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{нб}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right), \quad (4.27)$$

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

$$Z' = \frac{75,2^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 15,2^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 21,76^2} \right) = 0,92, \quad (4.28)$$

$$q = \frac{Q_p}{B + (n-1) \cdot \delta} = \frac{4512,5}{48 + (4-1) \cdot 4} = 75,2 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Глубина колодца:

$$d = 1,1 \cdot 21,76 - (15,2 + 0,92) = 7,82 \text{ м}.$$

Находится полная удельная энергия во втором приближении:

$$E'_0 = C_H + H_0 + d = 58 + 14 + 7,82 = 79,82 \text{ м}, \quad (4.29)$$

$$C_H = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна} = 1113 - 1073 = 58 \text{ м},$$

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{79,82}{8,6} = 9,28, \quad (4.30)$$

[3] определяется  $\xi_c = 0,26$  и  $\xi''_c = 2,52$ .

Вычисляется сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,26 \cdot 8,6 = 2,236 \text{ м}, \quad (4.31)$$

$$h_c'' = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,52 \cdot 8,6 = 21,67 \text{ м}, \quad (4.32)$$

$$Z' = \frac{75,2^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 15,2^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 21,67^2} \right) = 0,915 \text{ м},$$

$$d = 1,1 \cdot 21,67 - (15,2 + 0,915) = 7,72 \text{ м.}$$

В третьем приближении полная удельная энергия:

$$E'_0 = C_H + H_0 + d = 58 + 14 + 7,72 = 79,7 \text{ м,}$$

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{79,7}{8,6} = 9,27.$$

[3] определяем  $\xi_c=0,253$  и  $\xi''_c=2,51$ .

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,253 \cdot 8,6 = 2,18 \text{ м,}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,51 \cdot 8,6 = 21,59 \text{ м,}$$

$$Z' = \frac{75,2^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 15,2^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 21,59^2} \right) = 0,912 \text{ м,}$$

$$d = 1,1 \cdot 21,59 - (15,2 + 0,912) = 7,64 \text{ м.}$$

Так как разница между глубинами колодца в третьем и втором приближениях составляет около 1%, то принимается  $d = 7,6$  м.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d = 1073 - 7,6 = 1065,4 \text{ м.} \quad (4.33)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителя:

$$l_k = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{пр}, \quad (4.34)$$

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 21,59 - 2,18) = 116,1 \text{ м,}$$

$$l_n = 1,0 \cdot l_{пр} = 1,0 \cdot 116,1 = 116,1 \text{ м.} \quad (4.35)$$

#### 4.7 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.

$$t_B = 0,15 \cdot V_{\text{сж}} \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (4.36)$$

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

$$V_{\text{сж}} = \frac{q}{h'_c} = \frac{75,2}{2,18} = 34,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (4.37)$$

где  $h'_c = 2,18$  м [пункт 4.5]

$$t_B = 0,15 \cdot 34,5 \cdot \sqrt{2,18} = 7,64 \text{ м.}$$

Устойчивость на всплытие определяется по условию:

$$\frac{\sum W_{\text{уд}} \cdot \gamma_{cd}}{\sum W_{\text{всп}} \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (4.38)$$

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

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

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы; для I группы предельных состояний, при расчете устойчивости гравитационной плотины на скальных основаниях, равный  $\gamma_{cd} = 0,9$ :

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

$\gamma_n$  – коэффициент надёжности по ответственности; при расчетах для I группы предельных состояний для плотины I класса, равен  $\gamma_n = 1,25$ .

#### Удерживающие силы:

- Вес плиты водобоя с учетом взвешивания:

$$G_{\text{пл}} = (\rho_{\text{б}} - \rho_{\text{в}}) \cdot g \cdot l_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}} \cdot \gamma_f = (2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 116,1 \cdot 7,6 \cdot 0,95 = 11573,0 \text{ кН}, \quad (4.39)$$

где  $\gamma_f$  – коэффициент надёжности по нагрузке, равный  $\gamma_f = 0,95$ .

#### Силы, вызывающие всплытие плиты:

- Дефицит давления:

$$W_{\text{д}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}} \cdot g \cdot 0,7 \cdot (h''_c - h'_c) \cdot \gamma_f = \frac{1}{2} \cdot 1,0 \cdot 116,1 \cdot 9,81 \cdot 0,7 \cdot (21,59 - 2,18) \cdot 1 = 7737,4 \text{ кН}, \quad (4.40)$$

где  $\gamma_f = 1$ ;  $h''_c = 21,59$  м [пункт 4.5];

- Фильтрационное давление:

$$W_{\phi} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}} \cdot g \cdot 0,05 \cdot (T - h_c'') \cdot \gamma_f = \frac{1}{2} \cdot 1 \cdot 116,1 \cdot 9,81 \cdot 0,05 \cdot (79,6 - 21,59) \cdot 1 = 1566,3 \text{ кН}, \quad (4.41)$$

где  $T = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПВ}} = 1145 - 1065,4 = 79,6 \text{ м}$ .

- Вертикальная пульсационная нагрузка:

$$W_{\text{п}} = \alpha \cdot \frac{V_{\text{сж}}^2}{2} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot \omega, \quad (4.42)$$

где  $\alpha = 0,06$ ;  $\omega = t_{\text{в}} \cdot 1 = t_{\text{в}}$

$$W_{\text{п}} = 0,06 \cdot \frac{34,5^2}{2} \cdot 1,0 \cdot 7,6 = 272,8 \text{ кН}.$$

Коэффициент устойчивости против всплытия плиты:

$$\frac{G_{\text{пл}} \cdot \gamma_{\text{сд}}}{(W_{\text{д}} + W_{\phi} + W_{\text{п}}) \cdot \gamma_{\text{лс}}} = \frac{11573 \cdot 0,9}{(7737,4 + 1566,3 + 272,8) \cdot 1} = 1,08.$$

$1,08 \leq 1,25$ , значит следует увеличить толщину водобойной плиты. Принимаем  $\gamma_n = 1,25$ , определяем вес плиты во взвешенном состоянии:

$$G_{\text{пл}} = \frac{1,25 \cdot (W_{\text{д}} + W_{\phi} + W_{\text{п}}) \cdot \gamma_{\text{лс}}}{\gamma_{\text{сд}}} = \frac{1,25 \cdot (7737,4 + 1566,3 + 272,8) \cdot 1}{0,9} = 13300,7 \text{ кН}.$$

Толщина плиты:

$$t_{\text{в}} = \frac{G_{\text{пл}}}{(\rho_{\text{б}} + \rho_{\text{в}}) \cdot g \cdot l_{\text{в}} \cdot \gamma_f} = \frac{13300,7}{(2,4 - 1) \cdot 9,81 \cdot 116,1 \cdot 0,95} = 8,8 \text{ м}.$$

Толщина плиты водобоя принимается:  $t_{\text{в}} = 8,8 \text{ м}$ .

#### 4.8 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:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_b - 1,3 = 1073 - 7,6 - 8,8 - 1,3 = 1055,3 \text{ м}, \quad (4.43)$$

где  $d$  – глубина колодца;  $t_b$  – толщина водобойной плиты;

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 1145 - 1055,3 = 89,7 \text{ м}. \quad (4.44)$$

При соотношении  $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = 0,8$  плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости.

Ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{пл}} = 0,8 \cdot h_{\text{пл}} = 0,8 \cdot 89,7 = 71,8 \text{ м}. \quad (4.45)$$

#### 4.9 Цементационная завеса и дренаж

Для снятия фильтрационного противодействия устраиваются противофильтрационную вертикальную завесу и вертикальный дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_1 = 0,1 \cdot B = 0,1 \cdot 71,8 = 7,2 \text{ м}, \quad (4.46)$$

где  $B$  — ширина подошвы плотины;

Глубина противофильтрационной завесы принимается  $h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}}$ ,

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 1145 - 1080 = 65 \text{ м},$$

$$h_{\text{зав}} = 0,7 \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}) = 0,7 \cdot (1145 - 1080) = 45,5 \text{ м}, \quad (4.47)$$

где  $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$  – отметка уровня нижнего бьефа при пропуске  $Q_{\text{сант}} = 516 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Толщина противофильтрационной завесы  $t_c$ :

$$t_c \geq \frac{\Delta H_c \cdot \gamma_n}{I_{cr}}, \quad (4.48)$$

где  $\Delta H_c$  — потеря напора в данном сечении завесы;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности равный 1,25;

$I_{cr}$  - критический средний градиент напора на завесе следует принимать в зависимости от вида грунтов основания, для скальных грунтов  $I_{cr}=15$ , [6].

При основном и особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d = 0,6 \cdot H_d, \quad (4.49)$$

где  $H_d$  – напор над расчетном сечении; принимается максимальный и равный  $\nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 1145 - 1080 = 65$  м:

$$\nabla H = 0,6 \cdot 65 = 39 \text{ м},$$

$$t_c \geq \frac{39 \cdot 1,25}{15} = 3,3 \text{ м}.$$

Цементационная завеса выполняется двухрядной (рисунок 4.2) с шагом в ряду  $l_2 = 3$  м. Тогда, толщина цементационной завесы составляет 6 м.

Глубина дренажа принимается  $(0,5-0,7) h_{зав}$ :

$$h_{дренаж} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 45,5 = 22,8 \text{ м}.$$

Расстояние от оси завесы до оси дренажа равна  $l_3 = (2 \div 3) \cdot 3 = 6 \div 9$ , принимается  $l_2 = 8$  м.



Рисунок 4.2 – Схема расположение вертикальной двухрядной цементации и вертикального дренажа

#### 4.10 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

В бетонной плотине предусмотрены постоянные межсекционные и межстолбчатые швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона плотины при неравномерной осадке плотины и неравномерном распределении температуры в теле плотины. Ширина секций:

$$B_{сек} = b + \delta_{\sigma} = 12 + 4 = 16,0 \text{ м}, \quad (4.50)$$

где  $b$  – пролет водосливного фронта;

$\delta_6$  – толщина разрезного быка.

Размер секции составляет: первый столб и второй 16×25 м, третий столб 16×21,8 м. Омоноличивание плотины осуществляется бетонированием объёмных швов шириной 2 м.

#### 4.11 Быки

Быки служат опорой для рабочих и ремонтных затворов.

Головная часть быка выполняется обтекаемая в плане, так как разрезается сквозным температурно-осадочным швом.

При ширине пролета  $b=12$  м толщина быков можно по рекомендациям Березинского А. Р. принять равной  $0,25b$ , а толщину разрезного быка увеличивается на  $(1 \div 1,5)$  м, тогда:

$$\delta'_6 = 0,25 \cdot b = 0,25 \cdot 12 = 3 \text{ м.}$$

Толщина разрезанного быка будет:

$$\delta_6 = \delta'_6 + 1 = 3 + 1 = 4 \text{ м.}$$

Бык выдвигается в верхний бьеф на 10 метров для обеспечения условий пропуска служебного транспорта. Типы затворов: основной и аварийно-ремонтный.

Минимальная ширина и длина паза ремонтного затвора составляет  $a \approx c = 0,5$  м.

Пазы рабочего затвора располагают на линии гребня водослива. Ширина пазов для рабочих затворов составляет  $m=2$  м.

Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещают на расстоянии  $l_1 = 1,5$  м. от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе рисунок 4.3.

Отметка гребня быка:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 1131 + 1,6 \cdot 14 = 1153,4 \text{ м,}$$

где  $H_{ст}$  – напор на водосливе,  $H_{ст} = 14$  м.

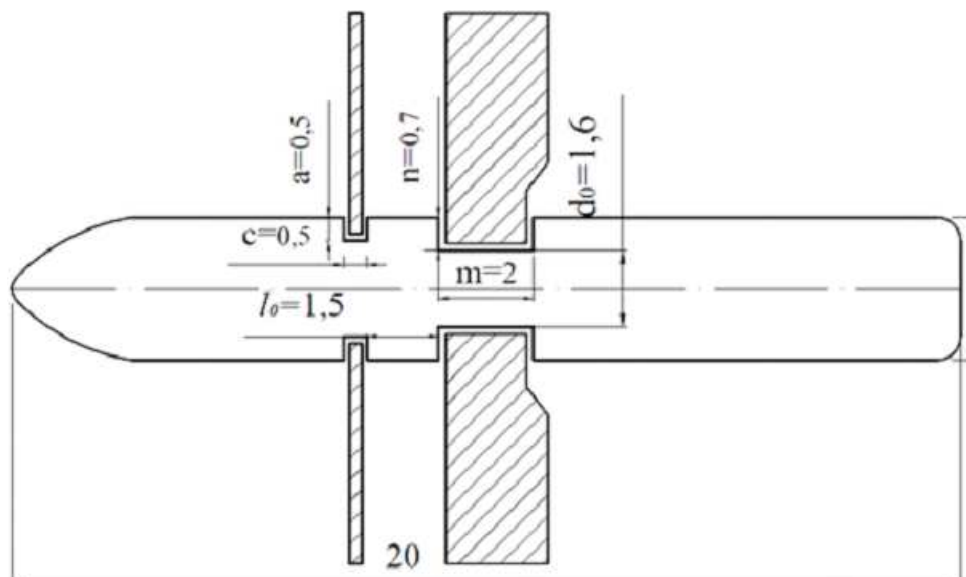


Рисунок 4.3 - Схема быка в плане.

#### 4.12 Устой

Устой предназначен для защиты примыкающего к водосливной плотине здания ГЭС, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе; служит опорой для затворов и мостов.

Для данного гидроузла принимается разделительный устой для отделения водослива от глухой части бетонной плотины и здания ГЭС.

Толщина устоя составляет:

$$\delta_y = \frac{\delta_6}{2}, \quad \delta_y = \frac{4}{2} = 2 \text{ м.} \quad (4.51)$$

Устой располагается выше свободной струи на 2 м.

Выступает в сторону верхнего бьефа на длину быка  $l = 10$  м и в сторону нижнего бьефа продлевается на длину водобоя 116,1 м. Общая длина составляет  $L = 180$  м.

#### 4.13 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины предусмотрено устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выход в продольные галереи.

Диаметр вертикальных дренажных скважин 20 см, расстояние между осями 3 м. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{др}$ , а также до верховой грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр}}, \quad (4.52)$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением;  
 $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;  
 $I_{кр}$  – критерий средний градиент напора для бетона плотины, для гравитационных плотин – 25.

Галерея на отметке 1074,8 м :

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПГ} = 1145 - 1074,8 = 70,2 \text{ м.}$$

где  $\nabla\text{ПГ}$  – отметка пола галереи.

$$a_{др} \geq \frac{70,2 \cdot 1,25}{25}, \quad a_{др} \geq 3,51 \text{ м.}$$

Галерея на отметке 1092,3 м :

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПГ} = 1145 - 1092,3 = 52,7 \text{ м.}$$

$$a_{др} \geq \frac{52,7 \cdot 1,25}{25}, \quad a_{др} \geq 2,6 \text{ м.}$$

Галерея на отметки 1122,3 располагается на расстоянии от напорной грани 2,6 м.

#### 4.14 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные, поперечные галереи. Цементационная и дренажная продольные галереи находятся на отметке подошвы плотины (1055,3 м). Смотровые галереи на отметках  $\nabla 1075,3$  м;  $\nabla 1085,3$  м;  $\nabla 1100,3$  м;  $\nabla 1115,3$  м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания; создания и восстановления вертикального дренажа, составляет: ширина 3 м и высота 2,5 м, что обеспечивает провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеют ширину 2,5 м, высоту 2,5 м.

#### 4.15 Фильтрационный расчет

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на подошву плотины.

Расчеты проводятся для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. При основном сочетании нагрузок и воздействий: в верхнем бьефе  $\nabla\text{НПУ}$ , в нижнем -  $\nabla\text{УНБ}_{\min}$ , соответствующий  $Q_{\text{сан}}$ . При особом сочетании

нагрузок и воздействий: в верхнем бьефе  $\nabla\text{ФПУ}$ , в нижнем -  $\nabla\text{УНБ}_{\text{max}}$ , соответствующий  $Q_{\text{max.пов.р}\%=0.01}$ .

#### 4.16 Расчет фильтрации под плотиной на скальном основании

Материал скальных пород обладает малой пористостью и влагоемкостью. Размер пор этих пород столь мал, что фильтрацию в них можно не считать.

Более существенное значение имеет трещиноватость, которая свойственна всем скальным породам. Как правило, поверхностные слои скалы бывают пронизаны трещинами разной величины, заполнены мелкими продуктами разрушения и глубина распространения трещин в массиве пород различна и зависит от их происхождения.

Для гравитационной плотины I-го класса с цементационной завесой принимается:

Для основного сочетания нагрузок и воздействий случая:

$$\begin{aligned} H_{as}/H_d &= 0,40, \\ H_{dr}/H_d &= 0,20. \end{aligned}$$

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} = 1145 - 1080 = 65,0 \text{ м}, \quad (4.53)$$

$$H_{as} = H_d \cdot 0,4 = 65,0 \cdot 0,4 = 26,0 \text{ м}, \quad (4.54)$$

$$H_{dr} = H_d \cdot 0,2 = 65,0 \cdot 0,2 = 13,0 \text{ м}, \quad (4.55)$$

$$W_\phi = 0,5 \cdot \rho_v \cdot g \cdot [l_1 \cdot (H_d + H_{as}) + l_3 \cdot (H_{as} + H_{dr}) + (B - l_1 - l_3) \cdot H_{dr}], \quad (4.56)$$

где  $l_1$  – расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы;

$$l_1 = 6,3 \text{ м [пункт 4.2 ]};$$

$l_2$  – расстояния от цементационной завесы до оси дренажа;

$$l_3 = 8 \text{ м [пункт 4.2]};$$

$$W_\phi = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot [7,2 \cdot (65 + 26) + 8 \cdot (26 + 13) + (71,8 - 7,2 - 8) \cdot 13] = 8353,2 \text{ кН.}$$

Действующие силы и их плечи предоставлены приложении В .

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} H_{as}/H_d &= 0,40, \\ H_{dr}/H_d &= 0,20. \end{aligned}$$

$$H'_d = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\text{max}} = 1146 - 1088,2 = 57,8 \text{ м},$$

$$H'_{as} = H'_d \cdot 0,4 = 57,8 \cdot 0,4 = 23,12 \text{ м,}$$

$$H'_{dr} = H'_d \cdot 0,2 = 57,8 \cdot 0,2 = 11,56 \text{ м,}$$

$$W'_{\phi} = 0,5 \cdot \gamma_B \cdot b \cdot [l_1 \cdot (H'_d + H'_{as}) + l_2 \cdot (H'_{as} + H'_{dr}) + (B - l_1 - l_2) \cdot H'_{dr}], \quad (4.57)$$

$$W'_{\phi} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1 \cdot [(7,2 \cdot (57,8 + 23,12) + 8 \cdot (23,12 + 11,56) + (71,8 - 7,2 - 8) \cdot 11,56)] = 7427,9 \text{ кН.}$$

Действующие силы и их плечи предоставлены приложении В.

#### 4.17 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные (вес плотины, вес быка, вес затвора, вес гидростатическое давление при  $\nabla$ НПУ, , временные длительные (давление наносов) и кратковременные (волновое давление). При особом сочетании нагрузок учитываются нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные и одна из особых. В качестве особой нагрузки принимается  $\nabla$ ФПУ.

#### 4.18 Вес сооружения

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{3189,2 \cdot 12 \cdot 23,54}{12 + 4} = 56305,3 \text{ кН/м,} \quad (4.58)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения;

$b = 12$  м – ширина пролета;

$\delta_B = 4$  м – толщина быка;

$\rho_B$  – плотность бетона,  $2400 \text{ кг/м}^3$ , следовательно, удельный вес бетона  $23,54 \text{ кН/м}^3$ .

Действующие силы и их плечи предоставлены в приложении В.

Для определения площади поперечного сечения используется программа AutoCAD.  $S_{\text{пл}} = 3189,2 \text{ м}^2$ ;

#### 4.19 Вес быка

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом.

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{3997,8 \cdot 4 \cdot 23,54}{12 + 4} = 23527,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.59)$$

$$S_{\delta} = 3997,8 \text{ м}^2.$$

Действующие силы и их плечи предоставлены в приложении В

#### 4.20 Вес плоского затвора

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 201,5 \cdot \sqrt{201,5} \cdot 9,81 = 1543,3 \text{ кН}, \quad (4.60)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot (b + 2a) = (1146 - 1131 + 0,5) \cdot (12 + 2 \cdot 0,5) = 201,5 \text{ м}^2.$$

Вес затвора на 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1543,3}{12 + 4} = 96,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.61)$$

#### 4.21 Сила гидростатического давления воды

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \gamma_{\text{в}} = \frac{(1145 - 1055,3)^2}{2} \cdot 9,81 = 39466,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

- с нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{(\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \gamma_{\text{в}} = \frac{(1080 - 1055,3)^2}{2} \cdot 9,81 = 2992,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_{\text{в}} = S \cdot \gamma_{\text{в}}, \quad (4.62)$$

$$W_{\text{в}} = 177,5 \cdot 9,81 = 1741,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$



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

Действующие силы и их плечи предоставлены в приложении В.

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

- с верхнего бьефа:

$$T'_B = \frac{(\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \gamma_B = \frac{(1146 - 1055,3)^2}{2} \cdot 9,81 = 40350,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

- с нижнего бьефа:

$$T'_H = \frac{(\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \gamma_B = \frac{(1088,2 - 1055,3)^2}{2} \cdot 9,81 = 5309,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W'_B = S \cdot \gamma_B = 370,6 \cdot 9,81 = 3635,6 \text{ кН/м.}$$

Действующие силы и их плечи предоставлены в приложении:

#### **4.22 Равнодействующая взвешивающего давления**

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для расчетного особого сочетания.

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} W_{\text{взв}} &= \gamma_B \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = 9,81 \cdot 71,8 \cdot (1080 - 1055,3) \\ &= 17397,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \end{aligned}$$

Сила взвешивающего давления для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} W'_{\text{взв}} &= \gamma_B \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}}) = 9,81 \cdot 71,8 \cdot (1088,2 - 1055,3) \\ &= 23173,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \end{aligned}$$

### 4.23 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления на подошву плотины была определена в пункте 4.9 и равна:

$$\text{Основное сочетание нагрузок и воздействий: } W_{\phi} = 8353,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

$$\text{Основное особое нагрузок и воздействий: } W'_{\phi} = 7427,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

### 4.24 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 12,92 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = 10,5 \text{кН/м}^2, \quad (4.63)$$

где  $h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов (гравийно-песчаный), принимаемая от уровня дна и равна 3 м;

$\varphi_{\text{н}}$  – угол внутреннего трения наносов,  $35^{\circ}$ .

Удельный вес наносов во взвешенном состоянии:

$$\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{н}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{\text{в}} = 19 - (1 - 0,38) \cdot 9,81 = 12,92 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (4.64)$$

где  $\gamma_{\text{н}}$  – удельный вес наносов в условиях естественной влажности  $19 \text{кН/м}^3$ ; [7];  
 $n_0$  – пористость наносов,  $n_0 = 0,38$ .

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{(p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}})}{2} = \frac{(10,5 \cdot 3)}{2} = 15,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.65)$$

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

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта (камень), боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов  $p_{\text{н}}$ , а затем слою грунта, погруженному весом наносов:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} h_{\text{н}} tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (4.66)$$

где  $\varphi_{\text{гр}}$  – угол внутреннего трения грунта,  $45^{\circ}$

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 12,92 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 6,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

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

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

$$p''_{гр} = (12,92 \cdot 3 + 16,1 \cdot 17,7) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 55,52 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{в} = 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (4.68)$$

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

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

$h_{гр}$  – толщина слоя грунта,  $h_{гр} = 17,7$  м;

$\varphi_{гр}$  – угол внутреннего трения грунта,  $\varphi_{гр} = 45^\circ$ , [ 8 таблица П. 5.1];

$\gamma_{в}$  – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п. м длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_a = \frac{(p'_{гр} + p''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{(6,7 + 55,5)}{2} \cdot 17,7 = 550,56 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.69)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

– под водобойной плитой:

$$\begin{aligned} p'_{пн} &= \gamma_{бет}^{взв} \cdot t_{в} \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (24 - 9,81) \cdot 8,8 \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{45}{2} \right) = \\ &= 727,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (4.70)$$

где  $t_{в}$  – толщина водобойной плиты  $t_{в} = 8,8$  м [пункт 4.1].

– на уровне подошвы плотины:

$$p''_{пн} = [(\gamma_{бет}^{взв} \cdot t_{в}) + (\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр})] \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (4.71)$$

$$p''_{пн} = [(24 - 9,81) \cdot 8,8 + (16,1 \cdot 1,3)] \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{45}{2} \right) = 850,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где  $h_{гр} = 1,3$  м [пункт 4.24]

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п. м. длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{\Pi} = \frac{p'_{\text{пн}} + p''_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{727,8 + 850,1}{2} \cdot 1,3 = 1025,6 \text{ кН/м.}$$

#### 4.25 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.72)$$

где  $\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны;

$h_0$  – средняя высота волны;

$\bar{T}$  – средний период волны;

$h_{1\%}$  – высоту волну 1% обеспеченности;

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 2,6 \cdot \left( \frac{33,5}{3,14} + \frac{0,63}{2} \right) = 140,1 \text{ кН,}$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 2,6^2}{33,5} = 0,63 \text{ м.} \quad (4.73)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{33,5}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,6 = 4,37 \text{ м.} \quad (4.74)$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 2,21^2}{26,6} = 0,58 \text{ м,}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 2,21 \cdot \left( \frac{26,6}{3,14} + \frac{0,58}{2} \right) = 94,93 \text{ кН,}$$

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{26,6}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,21 = 3,4 \text{ м.}$$

#### 4.26 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для

оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчете плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-». Момент силы: по часовой стрелки принят со знаком «+», против часовой стрелки со знаком «-».

Все действующие на плотину силы и их плечи представлены и сведены в приложение В.

Расчет прочности состоит в определении краевых нормальных, касательных и главных напряжений по контактному сечению.

### Основное сочетание нагрузок и воздействий

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\Sigma M}{b_d^2}, \quad (4.75)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $\Sigma M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $b_d$  – ширина подошвы плотины.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u (1 - m_u^2), \quad (4.76)$$

где  $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;  
 $H_d^u$  – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 1145 - 1055,3 = 89,7 \text{ м.}$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u. \quad (4.77)$$

Главные максимальные растягивающие напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (4.78)$$

Главные максимальные сжимающие напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u. \quad (4.79)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\}, \quad (4.80)$$

где  $\alpha$  – угол между плоскостью верховой грани и вертикальной;

$\delta$  – угол между плоскостью подошвы и горизонталью.

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2}. \quad (4.81)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

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

где  $H_d^t$  – столб воды над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{под}} = 1078 - 1055,3 = 22,7 \text{ м.}$$

Касательные напряжения на низовой грани:

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

Главные максимальные сжимающие напряжения:

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

Главные максимальные растягивающие напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t.$$

Расчет для особого сочетания нагрузок производится по тем же формулам.

Расчеты сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Напряжений для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-322,5	$\sigma_y^t$	-1123,5
$\sigma_x^u$	-879,96	$\sigma_x^t$	-222,7
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	0
$\sigma_1^u$	-322,5	$\sigma_3^t$	-1123,5
$\sigma_3^u$	-879,96	$\sigma_1^t$	-222,7
$\sigma_c^u$	-322,5		
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-322,4	$\sigma_y^t$	-1041,2
$\sigma_x^u$	-889,77	$\sigma_x^t$	-318,83
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	0
$\sigma_1^u$	-322,4	$\sigma_3^t$	-1041,2
$\sigma_3^u$	-889,77	$\sigma_1^t$	-318,83
$\sigma_c^u$	-322,4		

#### 4.27 Критерий прочности

После вычисления напряжений для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий необходимо проверить сооружение на прочность. Должны выполняться следующие условия:

Во всех точках плотины

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} |\sigma_3| \leq R_b \cdot \gamma_{cd}, \quad (4.82)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

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

$\gamma_{lc} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок и воздействий);

$\sigma_3$  – максимальное главное напряжение;

$R_b = 11,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20, которое определяем по [9];

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы ( $\gamma_{cd} = 0,9$  – при основном сочетании нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1$  – для особого сочетания нагрузок и воздействий)

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений.

$$\sigma_y^u < 0. \quad (4.83)$$

В зоне верховой грани

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (4.84)$$

В контактном сечении

$$\sigma_c^u \leq 0. \quad (4.85)$$

#### 4.28 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.86)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющиеся сдвигу);

$$R = (G_{пл} + G_B + Q_3 + W_B - W_\phi - W_{взв}) \cdot tg\varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (4.87)$$

где  $\gamma'_c$  – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления принимается  $\gamma'_c = 0,7$ ;

$\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м  $\omega = B_n \cdot 1 = 62,8$ ;

$F$  – сдвигающая сила;

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{акт} - E_{п}. \quad (4.88)$$



### Основное сочетание нагрузок и воздействий

$$\frac{47033,8 \cdot 1,0}{36154 \cdot 1,0} = 1,3 \geq 1,25.$$

Расчетный коэффициент надежности получается больше заданного на 4%, что удовлетворяет условию, так как коэффициент надежности должен превышать не более 10%. Сооружение удовлетворяет условию при основном сочетании нагрузок и воздействий.

### Особое сочетание нагрузок и воздействий

$$\frac{44964,5 \cdot 1,0}{34677,3 \cdot 0,9} = 1,37 \geq 1,25.$$

Расчетный коэффициент надежности получается больше заданного на 9,6%, что удовлетворяет условию, так как коэффициент надежности должен превышать не более 10%. Сооружение удовлетворяет условию прочности при особом сочетании нагрузок и воздействий.

## **5 Организация строительства**

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

Компоновка сооружений ГЭС в значительной мере зависит от ширины створа, типа плотины и напора. Для гидроузлов этого типа характерна русловая компоновка сооружений. Русло реки при этом перекрывают высокой плотиной. Здание ГЭС – безнапорная и располагается в нижнем бьефе за станционной плотиной. Воду к турбинам подводят по напорным водоводам, приложенным в массиве плотины.

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 недостроенные сооружения (донные отверстия).

### **5.2 Строительство гидроузла**

**1 этап** – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

**2 этап** – перекрытие русла;

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

**4 этап** – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

**5 этап** – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

На **I этапе** строятся перемычки первой очереди, и создается котлован первой очереди. В этом котловане возводится нижняя часть водосливной плотины, необходимая в дальнейшем для переключения пропуска воды с естественного русла на водосливные пролеты плотины с пониженной отметкой порога (донные отверстия), и разделительный устой. Отметка гребенки и разделительного устоя на данном этапе составляет 1096,00 м.

Строительные работы необходимо начинать со строительства сооружений, необходимых для перекрытия русла реки – водосливной станционной и глухой частей плотины, примыкающих к скальному берегу. Пропуск строительных расходов на этом этапе будет производиться по стесненному руслу реки со стороны правого берега. Для того, чтобы обеспечить строительство сооружений, необходимых для перекрытия русла реки, требуется возвести перемычки, образующие котлован первой очереди. Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 55 % ширины русла в створе.

На **II этапе** осуществляется перекрытие русла реки и постепенное переключение расходов на бетонный порог недостроенной водосливной плотины. Существенной особенностью этого этапа при русловой компоновке

является необходимость устройства перемычек и котлована 2-й очереди для возможности возведения бетонных сооружений на участке перекрытия русла.

После перекрытия русла строятся перемычки второй очереди и создается котлован второй очереди. После этого производится осушение котлована II очереди. В этом котловане сначала строятся прискальные части плотины и станционного узла, а затем осуществляется наращивание всех напорных сооружений по всему напорному фронту. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 1087,30 м.

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 4 донных отверстий в построенной в котловане первой очереди бетонной плотине. Основные работы второго этапа: 1) Разбирают низовую перемычку первой очереди и затапливают котлован; 2) Разбирают верховую перемычку первой очереди (вода пропускается через донные отверстия); 3) Отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди, для возведения станционной части плотины и левобережной глухой части; 4) Возводят станционную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте; 5) Устраивают глубокую цементационную завесу; 6) Бурят дренажные скважины в основании плотины; 7) Разрабатывают грунт под отводящий канал здания ГЭС.

На **III этапе** осуществляется наращивание бетонных сооружений по всему напорному фронту до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища. Пропуск строительных расходов на этом этапе осуществляется через донные отверстия I яруса. Другой особенностью является то, что на этом этапе, как правило, выполняются основные объемы бетонных работ. Именно на этом этапе по всей ширине створа реки на большую высоту возводятся основные сооружения напорного фронта; основные объемы бетонных работ выполняются и по зданию ГЭС. В связи с этим данный этап является наиболее продолжительным. На данном этапе происходит сооружение донных отверстий второго яруса. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 1087,30 м.

Разбирают низовую и продольную перемычки II очереди. Разрабатывают котлованы под право- и левобережные глухие плотины - секции №№ 7÷6 и 20÷22. Устраивают глубокую цементационную завесу в основании секций №№ 5-23. Под этими же секциями бурят дренажные скважины в основании плотины. Пропуск строительных расходов осуществляется по ранее построенным сооружениям и отверстиям. В конце III этапа перед началом наполнения водохранилища выполнены мероприятия и работы для уменьшения и регулирования пропускной способности строительных отверстий в период наполнения водохранилища. По этим отверстиям с ограниченной пропускной способностью и осуществляется пропуск в НБ расходов и наполнении водохранилища и наращивании сооружений на IV этапе.

На **IV этапе** осуществляются наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов ГЭС и пуск этих агрегатов. Параллельно с наполнением водохранилища осуществляются наращивание фронта бетонных сооружений,

возведение здания ГЭС и монтаж агрегатов. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 1111,30 м.

На **V этапе** осуществляется достройка сооружений до проектных отметок и поочередный пуск всех агрегатов на полную мощность. Пропуск необходимых расходов через створ гидроузла в этот период осуществляется уже через работающие агрегаты ГЭС. Постепенно пропуск расходов переключается на постоянные водосбросные отверстия по мере их готовности и наполнения водохранилища. Объемы работ этого этапа соответствуют разности объемов работ, выполненных к пуску первых агрегатов, и объемов работ в целом. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 1153,40 м. В секциях №№ 10÷11 бетонировать донные отверстия и демонтируют затворы и формируют водосливную грань. Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции №№ 10÷11. Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

Расчеты сведены в таблицу 5.1, графическое изображение приведено рисунок 5.1.

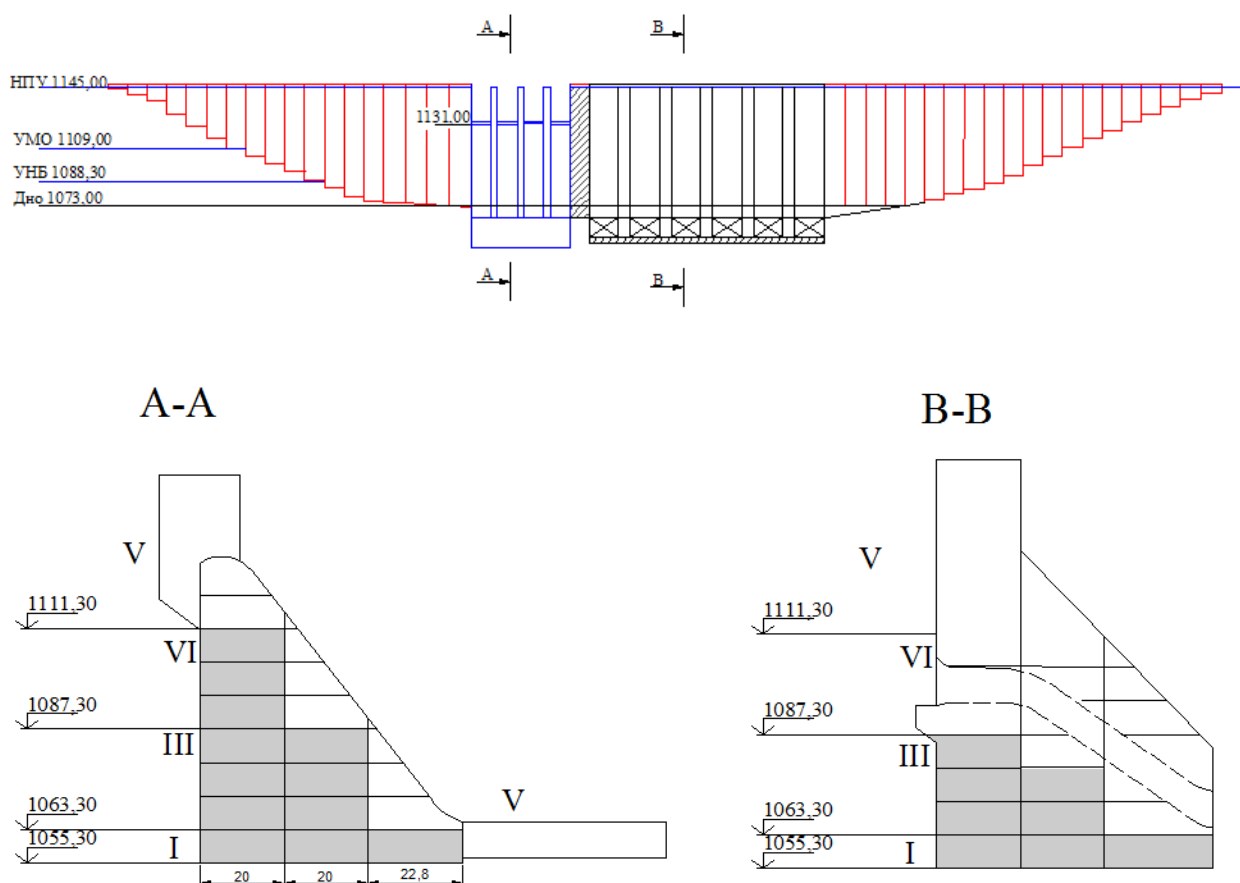


Рисунок 5.1 – Графические схемы этапов возведения сооружений в плане и разрезе

Таблица 5.1 – Определение объемов работ

Этап	Вид работы	Наименование работы	Объемы работ, (м³)
I	Земляные	-отсыпка продольной перемычки первой очереди	37319,9
		-отсыпка низовой перемычки первой очереди	17516,3
		-отсыпка верховой перемычки первой очереди	19803,6
	Откачка воды	-осушения котлована первой очереди	319423
	Земляные	-разработка котлована под водосбросную плотину	35419,2
	Бетонные	- бетонирование нижней части водосбросной плотины (+водобойный колодец, устои);	114018,4
- правобережная глухая часть		31017,2	
II	Земляные	-отсыпка банкета	17472,7
	Земляные	-отсыпка низовой перемычки второй очереди	14300,8
	Откачка воды	-осушение котлована	260633,3
	Земляные	Разработка котлована второй очереди:	
		- мягкого грунта	17280
		- скального грунта	24768
	Бетонные	- возведение нижней части станционной плотины	468482
		- бетонирование подводной части здания ГЭС;	33794
- бетонирование левобережной глухой части.		2120,0	
III	Земляные	Разработка котлованов под право- и левобережную части плотины	5811,6 8143,0
	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 1063.3-1087.3:	
		- Правобережная глухая часть;	72545,2
		- Водосливная плотина;	45695,6
		- Станционная часть;	101610,8
		- Левобережная глухая часть;	52452,8
Всего:	320104,4		
IV	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 1087.3-1111.3:	
		- Правобережная глухая часть;	160319,7
		- Водосливная плотина;	214960,6
		- Станционная часть;	17755,8
		- Левобережная глухая часть;	157895,3
Всего:	455931,4		
V	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 1111.3-1149:	
		- Правобережная глухая часть;	43512,14
		- Станционная часть;	13569,2
		- Левобережная глухая часть;	41089,94
Всего:	12071,28		

## 6 Технико – экономическое обоснование

### 6.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Электрическая энергия является товаром, который приобретают участники оптового рынка (энергосбытовые компании и крупные потребители-участники опта) у генерирующих компаний, а участники розничного рынка у энергосбытовых компаний. Цена на электрическую энергию выражается в рублях и копейках за потребленный киловатт-час (коп/кВт·ч, руб/кВт·ч) либо в рублях за тысячу киловатт-часов (руб/тыс кВт·ч).

Особенности экономики энергосистем, основанные на специфике электроэнергии которые нужно учитывать при организации рынка электроэнергии это:

- Производство, доставка и потребление электроэнергии происходит одновременно и она не складывается в больших количествах.

- Электроэнергия стандартизированный продукт, поставляемый многими производителями в общие электрические сети. Поэтому кто произвел электроэнергию определить просто невозможно.

- Электроэнергия это товар первой необходимости. Из-за этого потребители очень сильно реагируют к перерывам в электроснабжении, а энергосистема должна быть надежной.

Или по-другому, спрос не всегда равен потреблению на рынке электроэнергии.

### 6.2. Определение объёмов генерации производства

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

Выручка от реализации электроэнергии формируется исходя из тарифа на электроэнергию и объема реализованной электроэнергии. При этом учитывается количество на собственные нужды.

Оценка объёмов продаж представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Оценка объёмов продаж в первые годы выпуска электроэнергии  
млн. руб.

Наименование	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	788,04	788,04	788,04
Число часов установленной мощности, час	8640,00	8640,00	8640,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	6808665,60	6808665,60	6808665,60
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	136173,31	136173,31	136173,31

Продолжение таблицы 6.1

Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	6672492,28 8	6672492,28 8	6672492,288
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·ч	1025,00	1058,00	1091,00
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб	569,94	588,30	628,88
НДС к выручке, млн. руб	86,94	89,74	92,54

## 6.2 Текущие расходы по гидроузлу

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами или издержками производства. В том случае, если создание продукции связано с обслуживанием технических устройств, текущие затраты называют эксплуатационными расходами. При этом экономическая сущность всех определений едина – это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг. Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9) с учетом реализованной электроэнергии. Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с указанной (рассчитанной) нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов)-0,08%.

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

Таблица 6.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб/МВт	Величина, млн. руб.
Фонды оплаты труда (ФОТ)	255,2	201,1
Прочие	274,0	215,9
Итого		417,0

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Расчеты сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования, %

Этап проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 25 лет	0,08

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017– 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) с учетом реализованной электроэнергии. Расчеты сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций,

млн.руб.

Наименование	Ставка	Величина
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38 тысруб/МВт	10,5
НП АТС (администратор системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	7,5
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	2,2
Итого		20,2

Налог на воду в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Мая составляет 4,8 за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

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

Таблица 6.5 – Текущие затраты по гидроузлу

млн.руб.

Наименование	2019	2020	2021
Амортизационные отчисления	52,51	109,03	156,22
Расходы на страхование	24,47	49,78	82,59
Эксплуатационные расходы	417,03	417,03	417,03
Расходы на ремонт производственных фондов	1,02	3,11	5,16
Расходы на услуги регулирующих компаний	20,18	20,18	20,18
Налог на воду	29,96	32,68	32,68
Итого	545,16	631,81	713,87

Структура текущих затрат показана на рисунке 6.1.



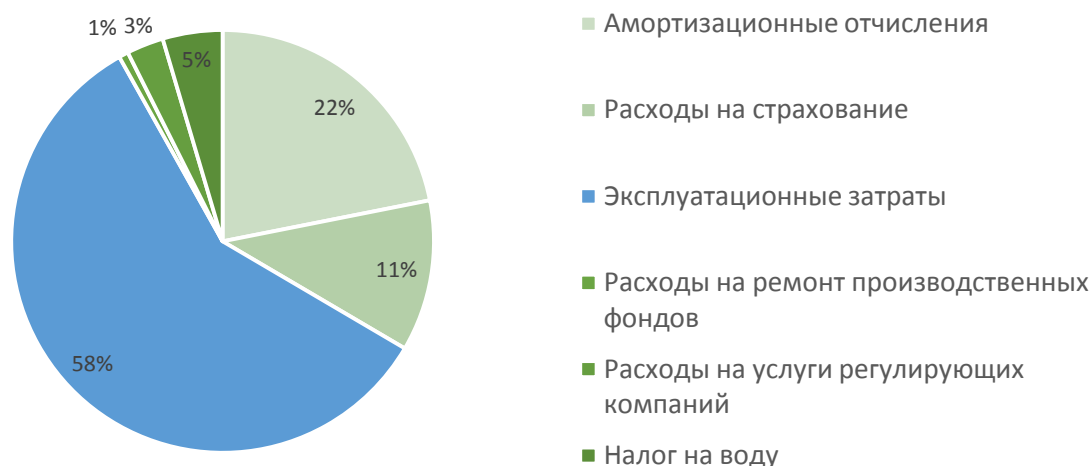


Рисунок 6.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

### 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. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности ГЭС.

В рассматриваемом проекте следует учесть следующие виды налогов:

- Налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от стоимости имущества
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – в соответствии с бассейном реки, озера, моря.
- Налог на воду входит в текущие затраты.

Предполагаемые налоговые расходы представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Налоговые расходы

Налоги	млн.руб.		
	2019	2020	2021
Налог на прибыль	770,66	1153,43	1165,44
НДС	435,62	722,51	401,50
Взносы в социальные фонды	0,49	0,49	0,49
Налог на имущество	52,62	85,08	179,11
Итого	1371,12	2075,97	1860,98

## 6.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компанией 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	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто)	10502,97	10836,57	11170,54	11504,88
Текущие расходы	746,61	744,51	742,41	740,31
ЕВИТДА (Валовая прибыль)	9756,36	10092,06	10428,13	10764,57
Скорректированный налог на прибыль	162,61	168,20	173,80	179,41
НОРАТ (чистая прибыль)	9593,75	9923,86	10254,32	10585,16

млн. руб.

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 6.2.

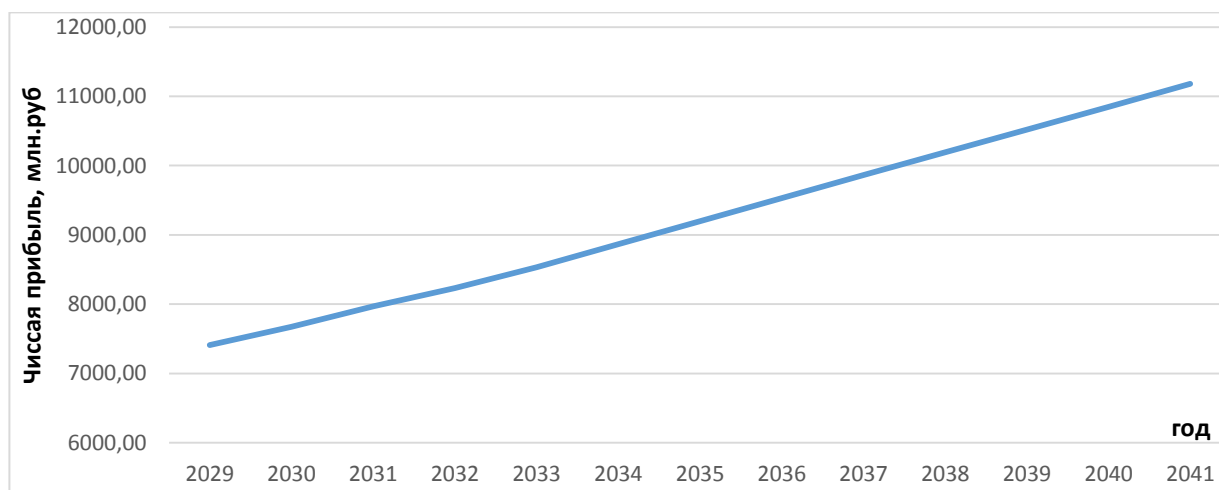


Рисунок 6.2 – Сумма чистой прибыли, млн.руб.

## 6.5 Оценка финансирования проекта

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

### Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- Чистый, дисконтированный доход
- Индекс прибыльности
- Срок окупаемости
- И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с: «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

«Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

(Приложение к приказу «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2041гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9)

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Витимской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2017 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## 6.6 Коммерческая эффективность

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

Таблица 6.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	2017
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	78
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	24284,5
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,17
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0.11
Удельные капиталовложения, руб/Квт	115565,2

## 6.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2020
В федеральный бюджет, млн.руб	951,63	1375,92	2493,72	2648,70	951,63
В региональный бюджет, млн.руб	807,33	1083,99	2143,00	2321,05	807,33
Итого налоговых поступлений, млн.руб	62,53	210,17	268,95	245,89	62,53

## 6.8 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

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

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

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цены сбыта;

Изменение NPV приведены в таблице 6.11, графики зависимости представлены рисунке 6.3, рисунок 6.4 и рисунок 6.5.

Таблица 6.11 – Изменение NPV в зависимости от изменения факторов

Наименование	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
Объём инвестиций	22949,9	21374,3	19792,1	18203,6	16609,2	15009,0	13403,4
Цена сбыта	7203,4	10879,9	14545,7	18203,6	21855,5	25502,5	29145,8

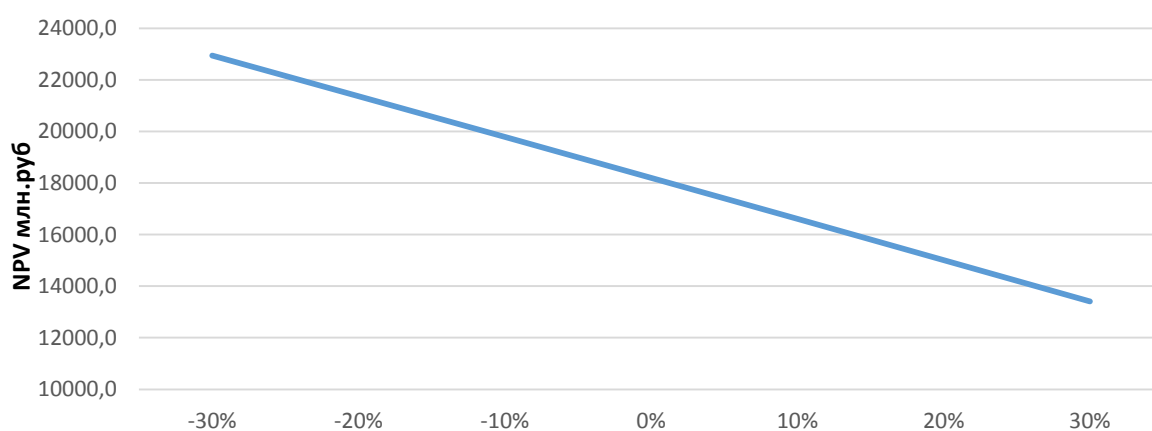


Рисунок 6.3 – Сумма NPV от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины NPV.

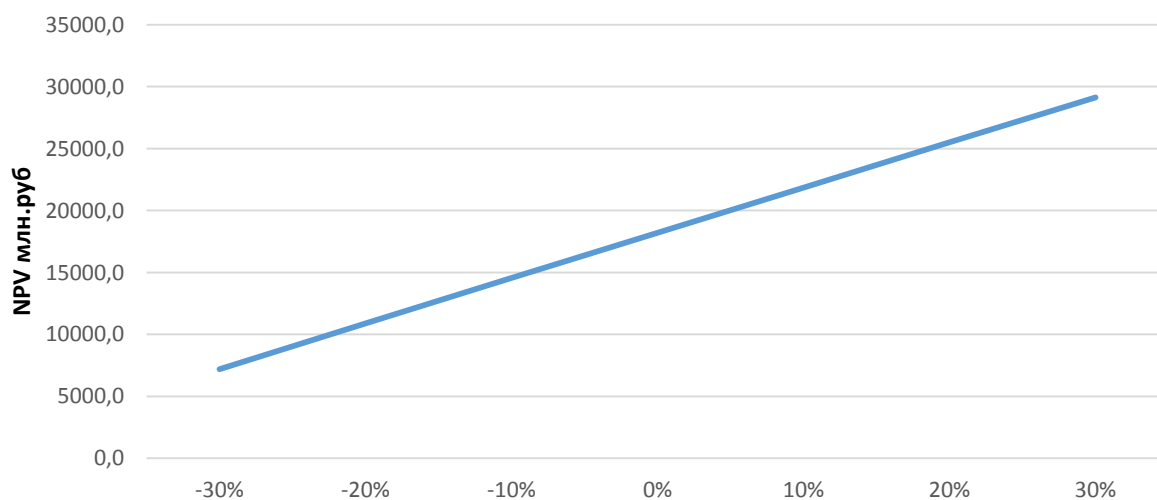


Рисунок 6.4 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличении цены сбыта –увеличение величины NPV.

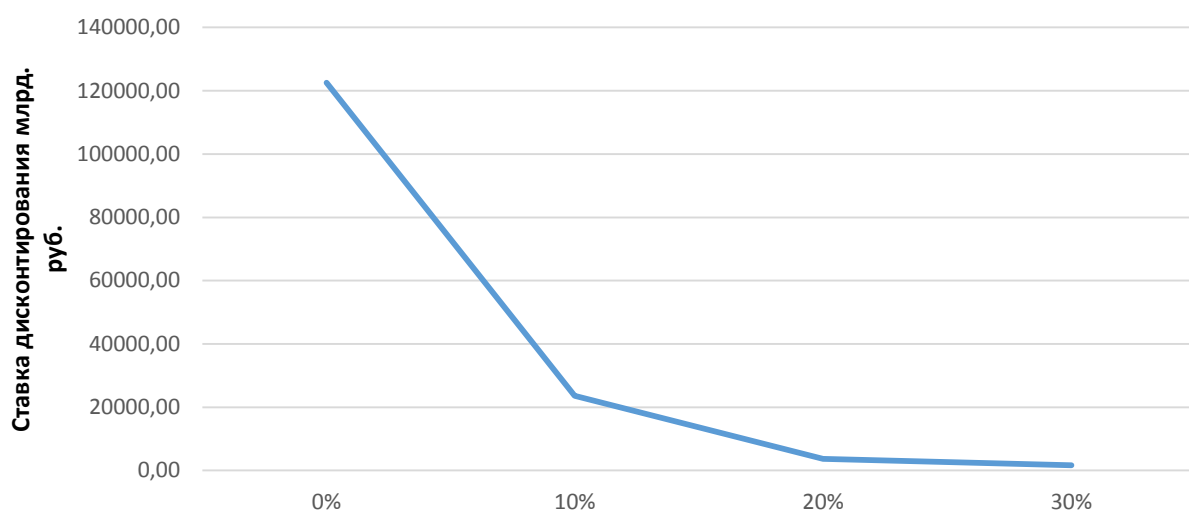


Рисунок 6.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования–уменьшение величины NPV.

## 7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Витимского ГУ. Охрана и противопожарная безопасность

### 7.1 Общие сведения о районе строительства

Восточный гидроузел расположен в республике Бурятия на реке Витим. Река Витим начинается при слиянии реки Витимкан с рекой Чиной. Витим с запада на восток огромной дугой окружает в южной части Витимское плоскогорье, далее к северу прорезает Южно-Муйский и Северо-Муйский хребты, разделяет Северо-Байкальское и Патомское нагорья и впадает в Лену.

Длина реки 1837 км. Ее питание, в основном, дождевое с расчетными расходами в реке  $Q_{max, p\%=0.1} = 5926 \text{ м}^3/\text{с}$  и  $Q_{max, p\%=0.01} = 6679 \text{ м}^2/\text{с}$ . Для Витима характерно растянутое половодье (с мая по октябрь) с подъемом воды на 8 – 10 м. Наиболее многоводный месяц июнь до  $4900 \text{ м}^3/\text{с}$ . С марта по апрель водоносность реки резко уменьшается до  $80 \text{ м}^2/\text{с}$ , замерзает в начале ноября, вскрывается в середине мая.

Климат резко континентальный. Зима холодная с сухим морозом. Весна ветреная с господствующими северо-западными ветрами, с расчетной скоростью ветра (на высоте 10 м) 20 м/с (при 2% обеспеченности) и 15 м/с (при 20% обеспеченности). Лето короткое с жаркими днями и прохладными ночами, с обильными осадками в июле и августе. Средняя температура летом  $+28 \text{ }^\circ\text{C}$ , зимой  $-35 \text{ }^\circ\text{C}$ , а среднегодовая температура —  $-1,6 \text{ }^\circ\text{C}$ . За год в среднем выпадает 244 мм осадков.

Сейсмичность района 8 баллов.

В основании залегает слаботрешиноватый гранит с включениями супеси, гравия и песка. Физические свойства гранита: плотность  $2600 \text{ кг/м}^2$ , прочность при сжатии до 300 МПа. Прочность гранита отличается высокой устойчивостью к трению, сжатию и истиранию.

Расстояние от города Бодайбо до створа 450 км; от города Усть-Джилинда 25 км. Створ гидроузла расположен от устья 75 км.

Створ гидроузла относительно симметричный. По относительной ширине створа  $\frac{l}{h} = \frac{678}{72} = 9.4$ , ( $l$  - длина створа при НПУ,  $h$  – высота плотины) относиться к широкому.

Растительность на Витимских берегах в основном состоит из хвойных лесов. На плоскогорье прорастают лиственницы. В районе некоторых притоков – глухие чащи смешанных лесов (пихты, осины, кедр). На горных берегах растут карликовые породы деревьев, ягель и мхи. В бассейне Витима живет почти 40 видов млекопитающих. Много пушных зверей (соболь, лисы, косуля, бека, колонок, рысь, кабарга, изюбрь. Лось, кабан, медведь, горноста́й). В реке водится много разнообразной рыбы: лещ; язь; нерка; щука; нельма; плотва; налим; окунь; таймень; тугун; хариус. Витим славится большими щуками (около 10 кг). А также здесь нередко вылавливают пятикилограммовых тайменей.

На реке Витим находится один из самых крупных золотодобывающих центров. Это город Бодайбо. В бассейне найдены месторождения слюды и нефрита. В Витимском заповеднике находится уникальное озеро Орон.

Источники загрязнения золотодобывающее предприятие.

## **7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Витимского 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 свodka 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;
- переселение населения из зоны затопления.

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 Витим в нижнем бьефе Витимского 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 от 01.07.1985 № 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.

### **7.3 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.

- 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 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:

Организационные мероприятия

- 1) Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
- 2) Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- 3) Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- 4) Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 5) Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- 6) Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод
- 7) Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 8) Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно- технические

- 1) Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2) Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
- 3) Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 4) Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 5) Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 6) Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
- 7) Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
- 8) Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 9) Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 10) Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие

#### 7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

##### Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (1406521,48 м<sup>3</sup>);

$q$ - удельный норматив образования;

% ( $q = 1,8\%$ );

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1406521,48 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 63293,5 \text{ т}. \quad (7.2)$$

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.3)$$

где  $N$ - количество арматуры, т (95 т);

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

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,9 \text{ т}. \quad (7.4)$$

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.

## **7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Витимского 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;

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.

## **7.6 Техника безопасности**

Проектирование, строительство, ремонт и организация эксплуатации гидротехнического сооружения и гидромеханического оборудования Витимской ГЭС, территория и акватория размещения, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать следующим нормам:

- Строительным нормам и правилам;
- Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- Речного регистра Российской Федерации;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации»;
- Федеральному закону «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- Нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России;
- Государственным стандартам безопасности труда;
- Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- Межотраслевым правилам по охране труда (правилам безопасности)

при эксплуатации электроустановок;

- Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации;
- иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

В зависимости от местных условий предусматриваются дополнительные меры безопасности труда.

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

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

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. Работник, проходящий стажировку, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником. Допуск к самостоятельной работе должен быть также оформлен соответствующим распоряжением руководителя организации.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении. Под специальными работами понимаются:

- верхолазные работы;
- работы под напряжением на токоведущих частях;
- испытания оборудования повышенным напряжением.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

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

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, которые требуют проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям.

Наряд выписывается в двух, а при передаче его по телефону — в трех экземплярах. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

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

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

Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

Во время эксплуатации гидроагрегата путем осмотра и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов должен быть организован контроль за работой оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в местных инструкциях. Периодичность и объем вибрационного состояния гидроагрегата устанавливаются в соответствии с действующими нормативными документами.

Капитальный ремонт гидротурбин должен производиться 1 раз в 5-7 лет.

Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование должны быть полностью автоматизированы.

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики.

Все металлические части электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, должны быть заземлены или занулены.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении. Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работающих.

На подготовленных рабочих местах в электроустановках должен быть вывешен плакат «Работать здесь». На электроустановках, граничащих с

рабочим местом, независимо от того, находятся они под напряжением или нет, должен быть вывешен плакат: «Стой, напряжение».

Не допускается прикасаться без применения электроразличительных средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением.

В электроустановках всех напряжений должна быть обеспечена защита работающих от биологически активного магнитного поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок. Порядок хранения и выдачи ключей от электроустановок определяется распоряжением руководителя организации. Ключи от электроустановок должны находиться на учете у оперативного персонала.

Повреждения гидротехнических сооружений, создающие опасность для людей, оборудования и других сооружений, должны устраняться немедленно.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения.

## **7.7 Пожарная безопасность**

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

Витимской ГЭС оборудована системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Меры по противопожарной безопасности в гидроэнергетике регламентируются требованиями ряда нормативно-правовых актов (Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

Система мероприятий по обеспечению пожарной безопасности в организациях складывается из трех основных групп:

- мероприятия по установлению противопожарного режима;
- мероприятия по определению и поддержанию надлежащего противопожарного состояния во всех зданиях, сооружениях, помещениях, участках, площадках, кабинетах, отдельных местах и точках;
- мероприятия по контролю, надзору за выполнением правил пожарной безопасности при эксплуатации, ремонте, обслуживании зданий, сооружений, помещений, коммунальных сетей, оборудования, инвентаря и т. п.

В проекте Витимской ГЭС в соответствии с нормативными требованиями должны быть определены категории помещений сооружений и зданий по

взрывопожарной опасности, а также разработаны мероприятия по оснащению помещений и оборудования средствами автоматической пожарной сигнализации и средствами автоматического пожаротушения.

Система противопожарного водоснабжения на ГЭС должна быть самостоятельной. Выполнение наружной и внутренней систем противопожарного водоснабжения определяется проектом.

Пожароопасным веществом на ГЭС является масло.

Станционное масляное хозяйство ГЭС обеспечивает: хранение масла, очистку, сушку масла, сбор отработанного масла и его отправку, эксплуатационные и ремонтные работы с маслonaполненным оборудованием. Станционное масляное хозяйство разбито на трансформаторное и турбинное.

Для турбинного масляного хозяйства предусмотрено свое баковое помещение, аппаратная. Аварийный слив масла из бакового помещения предусмотрен в бак аварийного слива турбинного масла. Слив замасленных стоков из этих помещений через трапы выведен в бак аварийного слива трансформаторного масла. Скопившееся масло в каком-либо баке аварийного слива может быть откачено стационарными масляными насосами в автоцистерну и вывезено на переработку.

Для оборудования в аппаратных (маслоочистительное оборудование, насосы) предусмотрены поддоны на случай каких-либо незначительных протечек масла.

Система пожаротушения гидрогенератора постоянно готова к подаче воды на коллекторы пожаротушения генератора. Выводить в ремонт систему пожаротушения генератора можно только в исключительных случаях с разрешения главного инженера. При загорании обмоток генератора: генератор отключить от сети, отключить возбуждение и аварийно остановить, на 5 минут ввести в работу систему пожаротушения генератора.

Протечки масла из сервомоторов попадают на крышку турбины откуда вместе с дренажной водой отводятся самотеком в специальный бак-маслоуловитель. Скопившееся масло в верхней части бака периодически откачивается на утилизацию, а чистая вода отводится в дренажный колодец и откачивается в нижний бьеф. Установка бака-маслоуловителя предусмотрена в каждом из 2 агрегатных блоков. Незначительные протечки масла из гидроцилиндров аварийно-ремонтных затворов, расположенных на входных отверстиях водоприемников, попадают в замкнутое пространство затворной шахты. Перед опорожнением, при ремонте напорного трубопровода масло из затворной шахты собирается с помощью пористого материала (поролоновой губки). В маслonaпорных установках, в местах возможных случайных протечек, устанавливаются поддоны, в частности под соединениями гидролиний с насосами и баками.

Оснащение помещений средствами пожарной сигнализации должно обеспечивать выдачу сигнала о пожаре с указанием конкретного помещения на центральный пункт управления.



Система водяного пожаротушения объектов ГЭС состоит из секций. Каждая секция имеет контрольно-пусковой узел (КПУ), состоящей из автоматической задвижки с электроприводом и ручной задвижки, манометра для контроля наличия воды от которого происходит распределение воды по узлам. Во избежание пожара необходимо соблюдать следующие мероприятия:

- Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

- Территория станции должна иметь оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

- Оборудование, оснащаемое средствами автоматического пожаротушения, должно иметь датчики обнаружения возгорания, от которых должны выдаваться сигналы на открытие запорно-пусковых органов подачи воды, о срабатывании системы пожаротушения на центральный пульт управления и другие необходимые по технологии тушения пожара сигналы.

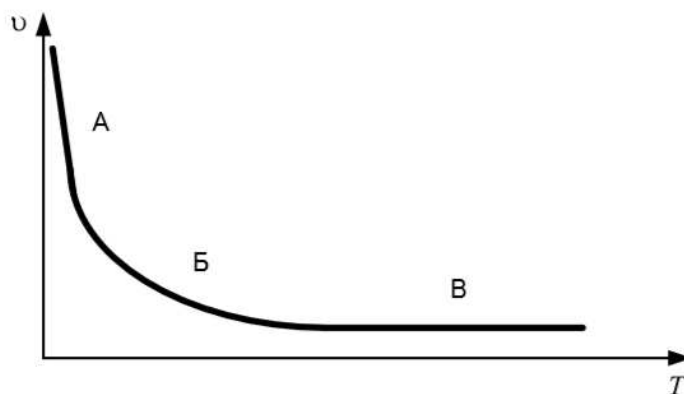
## 8 Эффективность различных типов рыбозащитных сооружений

Для обеспечения экологической безопасности водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, законодательством Российской Федерации предусмотрены требования по защите молоди рыб от попадания в водозаборные сооружения.

В промышленные водозаборы вместе с водой попадает и рыбная молодь, что приводит к ухудшению экологической ситуации в водоисточнике и наносит ущерб водным биологическим ресурсам. Одним из мероприятий, направленным на устранение этого отрицательного эффекта, является оборудование водозабора специальным рыбозащитным устройством (РЗУ).

При проектировании рыбозащитных сооружений особенно важно знание плавательной способности рыб (времени, в течение которого рыба может поддерживать определенную скорость движения) и критических скоростей течения (минимальные скорости, при которых рыба сносится потоком), зависящих от образа жизни и возраста рыб, их физиологического состояния, температуры и освещенности воды.

Взаимосвязь скорости движения рыб и продолжительности плавания названа плавательной способностью рыб и в общем виде может быть выражена кривой, представленной на рисунке 8.1.



А – зона бросковых скоростей (время движения: доли секунды-секунды);

Б – зона максимальных скоростей (десятки секунд-минуты);

В – зона крейсерских скоростей (десятки минут, часы)

Рисунок 8.1 – Кривая соотношения скорости движения и продолжительности плавания рыб

Выделены три зоны бросковых, максимальных и крейсерских скоростей.

Бросковые скорости развиваются рыбами при испуге или погоне за жертвой, при преодолении перекатных или водопадных участков рек в очень короткие промежутки времени (доли секунды-секунды) и достигают  $30L$  см/с и более, где  $L$  – длина тела рыбы.

Максимальные скорости развиваются рыбами в процессе охоты, нерестовых миграций на стремнинных участках рек, при прохождении

гидротехнических сооружений и др., когда в течение непродолжительного промежутка времени (десятки секунд, минуты) скорость рыб может достигать значений 10 L см/с.

Крейсерские скорости достигают (1-4) L см/с и развиваются рыбами при длительных миграциях (десятки минут, часы) или необходимости удержания на течении. Энергетические затраты на движение при таких скоростях плавания минимальные, а продолжительность может измеряться сутками.

## 8.1 Принципы защиты

Д. С. Павлов и Л. М. Пахоруков выделили три принципа защиты рыб:

Экологические способы защиты рыб, обладающие чрезвычайно большими потенциальными возможностями, но не нашедшие пока широкого распространения, связаны не столько с применением отдельных устройств, сколько с проведением определенных рыбозащитных мероприятий.

Физические способы защиты предусматривают отношение к рыбе как к физическому телу. Занимавшиеся этой проблемой инженеры считали единственной задачей рыбозащиты – не допустить рыбу в водозабор. Наиболее яркое проявление этого подхода нашло отражение в создании различного рода сеток и фильтров.

Поведенческие способы и устройства защиты рыб основаны на использовании их поведенческих реакций на те или иные раздражители, что связано с работой определенных рецепторов – зрения, слуха, органов боковой линии, осязания, барорецепторов. В основном, в рыбозащите применяются раздражители, вызывающие у рыб реакцию испуга и ухода из зоны их действия, хотя не исключена возможность использования некоторых раздражителей (света, звука), способствующих привлечению рыб. Применение привлечения обусловлено необходимостью отвлечения рыб из зоны водозабора. Раздражители способствуют ориентации рыб в пространстве и, в частности, восстановлению ее в потоке у пассивных мигрантов.

В соответствии с такой «тройственной» реакцией на раздражители можно выделить ориентационные, привлекающие и отпугивающие группы способов защиты. Привлечение и отпугивание применяют для ориентирования рыб в определенном направлении, причем одни и те же раздражители в зависимости от их параметров и вида рыб могут быть как привлекающие, так и отпугивающие и соответственно использоваться при различных способах защиты. В числе ориентационных способов защиты рыб могут быть выделены световые, барические и реоградиентные, характеризующиеся объемным расположением поля раздражителей, охватывающим обычно большие пространства.

В группу привлекающих пока входят только световые, но и они еще не имеют самостоятельного значения.

Рыбозащитные устройства подразделяют на три группы:

– механические заграждения – препятствия на пути движения рыб. К этой группе относятся простейшие заграждения (плетни, решетки, фильтры из различных материалов), фильтрующие водозаборы, сетчатые заграждения (плоские сетки, плоские сетки с рыбоотводами, сетчатые барабаны, конусные сетчатые устройства);

– гидравлические заграждения – струенаправляющие устройства, с помощью которых в водотоках создаются гидравлические условия для направления движения рыб у гидротехнических сооружений (запони, отбойные козырьки, зонтичные рыбозащитные устройства);

– «физиологические» заграждения – устройства, задерживающие рыбу путем создания в воде электрических полей, светового и звукового воздействия, а также завес из воздушных пузырьков.

### **Механические рыбозащитные устройства**

Являются наиболее эффективными. Гидравлические и «физиологические» рыбозащитные устройства строят в тех случаях, когда по биотехническим и инженерным соображениям нецелесообразно применение механических рыбозащитных устройств.

Механические рыбозащитные устройства представляют собой механическую преграду перед водозаборными сооружениями, бывают сетчатые и фильтрующие. Их конструкции могут быть с рыбоотводом и без него. На небольших водозаборах в качестве временных рыбозащитных устройств применяют простейшие фильтрующие сооружения без рыбоотводов из хвороста, камыша и других материалов в виде плетней или фильтрующие дамбы из камня, щебня, гальки, гравия. При этом для бесперебойного водоснабжения участок канала в месте устройства фильтров расширяют в два – три раза.

Гравийный фильтр. Поперек расширенного участка канала забивают два ряда кольев (на глубину не менее 0,5 м), колья каждого ряда заплетают плетнем. Промежутки между плетнями засыпают гравием размером 1–2 см.

Кассетные фильтры представляют собой эстакаду, в пазы которой вставлены кассеты коробки, заполненные гравием, керамзитом, стеклянным или кирпичным боем и другими материалами, включая синтетические. Эти кассеты устанавливают для предотвращения попадания в водозабор мусора и молоди рыб. Скорости фильтрации воды в устройствах кассетного типа равны 25–30 см/с. По мере заиления и загрязнения фильтров их необходимо очищать и промывать. Промывка фильтров проводится при поднятии кассет на поверхность. Наполнитель кассеты промывают и просушивают. Промывку фильтров проводят также обратным током воды, импульсами давлений и при комбинации этих способов.

Сетчатые устройства имеют размеры ячеек, обеспечивающие защиту рыб определённых размеров и необходимый пропуск воды. Материал, из которого изготовлена сетка, не должен подвергаться деформации и коррозии. Для этой цели используют нержавеющую сталь, медь, латунь, капрон, лавсан и другие

материалы. Вдоль сетки должен создаваться такой поток воды, который бы не прижимал рыбу и позволял ей уйти от сетки. Применяют различные конструкции сетчатых рыбозаградительных устройств в зависимости от места и типа водозабора, расхода воды, биологической и размерной характеристики рыб, обитающих в водоеме.

Сетчатые барабаны устанавливают непосредственно на входе в водозаборные отверстия. Существуют различные их конструкции. Они могут состоять из одного или нескольких барабанов, обтянутых мелкочечной сеткой, и очистного устройства. В зависимости от способа очистки сетного полотна сетчатые барабаны делят на две группы: промывные устройства (водяная флейта) неподвижные, а сетчатый барабан вращается вокруг своей оси от лопастной турбины, или лопастного винта, или электропривода, сетчатый барабан неподвижный, а промывное устройство вращается от лопастного винта, или лопастной турбины, или струереактивного приспособления. В некоторых струереактивных устройствах использована автоматика, которая контролирует степень засорения сетки. Реле автоматически выключает очистное устройство, отрегулированное на определённый период давления струй воды на сетке. При неисправности устройства и сильном засорении реле автоматически отключает насос и подает аварийный сигнал. Сетчатые барабаны имеют производительность от 50 до 5000 л/с. Их применяют для рыбозащиты на плавучих насосных станциях и на водозаборах береговых насосных станций. Не рекомендуется применять сетчатые барабаны на водозаборных сооружениях, перед оголовками которых имеются ковши или подводящие каналы. При использовании сетчатых барабанов на реках следует учитывать, что скорость течения воды через сетку не должна превышать 0,25 м/с при защите молоди рыб всех размеров, включая мальков менее 15 мм, и 0,4 м/с при защите молоди рыб длиной от 15 мм и более. Скорость течения в водотоке на участке расположения сетчатых барабанов должна быть не менее 0,4 м/с. При применении сетчатых барабанов на водозаборах из водохранилищ и озёр скорость течения воды через сетку допускается не более 0,1 м/с при защите разноразмерной молоди рыб до 15 мм и не более 0,25 м/с при защите молоди рыб длиной 15 мм и более.

Конусное сетчатое устройство используют для защиты рыб на водозаборах с большими расходами воды (обычно на оросительных системах). Это рыбозащитное устройство представляет собой вращающийся сетчатый усечённый конус, установленный в пазовые конструкции вершиной к течению. Вращается конус от электродвигателя или от гидромотора, установленного под водой на оси конуса. Очистка наружной поверхности сетки конуса осуществляется неподвижным промывным устройством (водяной флейтой). Во избежание попадания крупного мусора перед конусом устанавливают решетку. Прошедшая через соросудерживающую решетку рыба попадает в сетчатый конус со стороны большого его основания. При вращении конуса и работе очистного устройства рыба относится током воды сначала к вершине конуса, а затем в водоотвод.

## **Гидравлические рыбозащитные устройства**

К сооружениям этого типа относятся устройства, с помощью которых перед водозаборами создаются гидравлические условия, препятствующие попаданию рыбы в водозабор и направляющие ее в рыбоотвод. У нас в стране наибольшее распространение получили такие рыбозащитные устройства как запани, отбойные козырьки, зонтичные.

Запани и отбойные козырьки состоят из стационарной несущей конструкции, щитов и подъемно-транспортного оборудования. Щиты заглубляют ниже уровня воды не менее чем на 1 м. Подъемно-транспортное оборудование обеспечивает установку и демонтаж запани или отбойных козырьков.

Зонтичные рыбозащитные устройства представляют собой конструкцию в виде цилиндра или куба, состоящую из непроницаемого материала. Такая конструкция присоединяется сверху к отверстию всасывающей трубы водозаборного сооружения. Вода засасывается в трубу снизу вверх. Это создает гидравлические условия, при которых предотвращается попадание рыбы в водозабор.

## **Физиологические рыбозащитные**

Устройства рассчитаны на использование поведенческих реакций рыб на различные раздражители, вызывающие испуг или привлечение рыб. Они воздействуют на зрение, слух, осязание и боковую линию рыб. При этом применяются как отдельные раздражители, так и их комплекс. Следовательно, такие устройства защищают рыб от попадания в водозаборные сооружения, не препятствуя потоку воды. К этой группе способов защиты рыб относятся электрические, световые, звуковые, воздушно-пузырьковые рыбозащитные устройства.

Электрические рыбозащитные устройства используются в оросительных каналах и у гидроэлектростанций. Принцип их работы основан на реакции избегания рыбами электрических полей высокого напряжения. Причём чем меньше рыба, тем большее напряжение нужно для ее отпугивания. В связи с этим при создании электрозаградителя исходят из минимальных размеров защищаемых рыб. Кроме того, различные виды рыб имеют разную чувствительность к электрическому полю и по-разному реагируют на него.

Световые рыбозащитные устройства разработаны на основе биологических особенностей рыб. Реакция рыб на искусственный источник света имеет видовую специфичность, может быть различной на разных стадиях онтогенеза даже у одного и того же вида, а также зависит от физиологического состояния рыбы, от абиотических и биотических факторов среды. Одни виды рыб положительно реагируют на свет, другие безразличны к нему, а третьи реагируют отрицательно.

Звуковые рыбозащитные устройства основаны на том, что рыбы воспринимают звуки широкого диапазона частот от 1 до 13000 Гц. В этом принимают участие органы слуха, боковой линии и плавательный пузырь. Управлять эффективно поведением рыб с помощью звука можно при использовании биологически значимых акустических сигналов: угрозы, боли, опасности, питания и др. Установлено, что наиболее сильная двигательная реакция у рыб отмечается на низкочастотные звуки (от 100 до 5000 Гц), которые являются для рыб сигналом опасности и создаются при броске хищников на жертву, биении раненой рыбы. Следовательно, для защиты рыб можно использовать звуки, отвлекающие рыб из зоны водозабора.

Воздушно-пузырьковая завеса создается воздушно-распылительной магистралью с перфорацией, уложенной по дну канала под углом от 60° до 8° к потоку воды. Наиболее эффективная завеса - плотная, спокойная, с несколькими рядами перфораций (6 рядов). Наибольший эффект рыбозащиты (до 80 %) наблюдается при создании равномерной плотной завесы из пузырьков воздуха диаметром 2–3 мм. Для отвода рыбы от воздушнопузырьковой завесы устраивают рыбоотвод.

## 8.2 Расчет эффективности рыбозащитных устройств

Показателем рыбозащитной эффективности ( $K_{эф}$ ) является отношение количества рыб, задержанных рыбозащитным устройством, к числу рыб, попадающих в водозаборное сооружение при отсутствии такого устройства, выраженное в процентах:

$$K_{эф} = \frac{N_{2T} - N_{1T}}{N_{2T}} \cdot 100\%, \quad (8.1)$$

где  $N_{1T}$  - количество рыб, попавших в водозабор за расчетный период  $T$  при наличии рыбозащитного устройства;

$N_{2T}$  - количество рыб, попавших в водозабор за тот же расчетный период  $T$  при отсутствии рыбозащитного устройства.

Показатель рыбозащитной эффективности определяется экспериментальным путем - наблюдениями за попаданием рыбы в водозабор поочередно при наличии и отсутствии рыбозащитного устройства.

В случае невозможности демонтировать РЗУ,  $K_{эф}$  определяется по разности концентрации рыбы перед РЗУ и за ним по формуле:

$$K_{эф} = \frac{C_2 - C_1}{C_2} \cdot 100\%, \quad (8.2)$$

где  $C_1$  - концентрация молоди рыбы за РЗУ;

$C_2$  - концентрация молоди рыбы перед РЗУ.

Эффективность РЗУ должна быть не менее 70% для молоди рыб размером более 12 мм.

Если молодь гибнет при контакте с РЗУ (плоские сетки, струереактивные барабаны и т.д.) и в рыбоотводе (если РЗУ с рыбоотводом), то показатель рыбозащитной эффективности рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{эф}} = \frac{N_{2T} - (N_{1T} + N_{3T})}{N_{2T}} \cdot 100\%, \quad (8.3)$$

где  $N_{1T}$  - количество рыб, попавших в водозабор за расчетный период  $T$  при наличии РЗУ;

$N_{2T}$  - количество рыб, попавших в водозабор за тот же расчетный период  $T$  при отсутствии РЗУ;

$N_{3T}$  - количество рыб, погибших за расчетный период  $T$  после контакта с РЗУ.

Величина  $N_3$  определяется суммой количества рыб, осевших на РЗУ ( $n_1$ ), погибших после контакта с РЗУ ( $n_2$ ) и погибших при прохождении рыбоотводного тракта ( $n_3$ ):

$$N_3 = n_1 + n_2 + n_3, \quad (8.4)$$

где  $n_1$  - определяется путем подсчета количеств рыб на рыбозащитном устройстве;

$n_2$  - количество погибшей после отсаживания на выживаемость молоди рыбы, отловленной ниже РЗУ при работающем водозаборе;

$n_3$  - количество погибшей после отсаживания на выживаемость молоди рыбы, прошедшей рыбоотвод.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет водно-энергетического регулирования в среднем и маловодном по водности году

Таблица А.1 - Расчет водно-энергетического регулирования в маловодный по водности году

Месяц	Qпол	Qф	Qхолст	Qвдхр	Qгэс	Qвхк	Qнб	Vнач	$\Delta V$	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zср	Zнб	H	Ngэс	Nгар
10	551	1	0	195	746	256	747	22,20	0,51	21,7	1145,00	1144,39	1145	1082	62	395	395
11	365	1	0	546	911	256	912	21,7	1,42	20,3	1144,39	1142,61	1143	1082	61	470	470
12	285	1	0	723	1008	256	1009	20,3	1,87	18,4	1142,61	1140,11	1141	1082	58	499	499
1	162	1	0	905	1067	256	1068	18,4	2,35	16,1	1140,11	1136,43	1138	1083	55	499	499
2	133	1	0	958	1091	256	1092	16,1	2,48	13,6	1136,43	1131,64	1134	1083	51	470	470
3	134	1	0	877	1011	256	1012	13,6	2,27	11,3	1131,64	1126,48	1129	1082	46	395	395
4	209	1	0	629	838	256	839	11,3	1,63	9,7	1126,48	1122,42	1124	1082	42	298	298
5	1706	1	0	-1194	512	513	513	9,7	-3,09	12,8	1122,42	1129,88	1126	1080	45	197	По вхк
6	2061	1	0	-1549	512	513	513	12,8	-4,02	16,8	1129,88	1137,65	1134	1080	53	230	По вхк
7	2021	1	0	-1509	512	513	513	16,8	-3,91	20,7	1137,65	1143,13	1140	1080	59	259	По вхк
8	1001	1	0	-489	512	513	513	20,7	-1,27	22,0	1143,13	1144,72	1144	1080	63	274	По вхк
9	601	1	0	-89	512	513	513	22,0	-0,23	22,19	1144,72	1145,01	1145	1080	64	278	По вхк

Среднемноголетняя выработка электроэнергии:

$$\text{Эср.} = 4,03 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{ч}$$

Продолжение приложения А

Таблица А.2 - Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году

Месяц	Qпол	Qф	Qхолст	Qвдхр	Qгэс	Qвхк	Qнб	Vнач	$\Delta V$	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zср	Zнб	H	Ngэс	Nгар
5	2278	1	0	-1480	798	513	799	9,7	-3,84	13,5	1122,42	1131,55	1127	1081	45	305	По вхк
6	2461	1	800	-1300	361	513	1162	13,5	-3,37	16,9	1131,55	1137,85	1135	1082	52	159	По вхк
7	2401	1	500	-1380	521	513	1022	16,9	-3,58	20,5	1137,85	1142,87	1140	1082	58	256	По вхк
8	1801	1	500	-652	649	513	1150	20,5	-1,69	22,2	1142,87	1144,99	1144	1082	61	336	По вхк
9	601	1	0	-5	596	513	597	22,2	-0,01	22,2	1144,99	1145,01	1145	1081	64	322	По вхк
10	551	1	0	196	747	256	748	22,2	0,51	21,7	1145,01	1144,36	1145	1082	62	395	395
11	405	1	0	507	912	256	913	21,7	1,31	20,4	1144,36	1142,71	1144	1082	61	470	470
12	316	1	0	690	1006	256	1007	20,4	1,79	18,6	1142,71	1140,35	1142	1082	58	499	499
1	222	1	0	838	1060	256	1061	18,6	2,17	16,4	1140,35	1137,02	1139	1083	55	499	499
2	225	1	0	846	1071	256	1072	16,4	2,19	14,2	1137,02	1132,95	1135	1083	52	470	470
3	191	1	0	784	975	256	976	14,2	2,03	12,2	1132,95	1128,54	1131	1082	48	395	395
4	317	1	0	966	1283	256	1284	12,2	2,50	9,7	1128,54	1122,42	1125	1083	41	452	298

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Результаты расчетов параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛД70 - В

Диаметр		5,6	6	6,7	7,1	7,5	8	9	9,5	10	10,6
ре		0,431	0,426	0,416	0,411	0,407	0,401	0,392	0,388	0,384	0,379
КПД нат. Тур		0,934	0,934	0,935	0,936	0,936	0,936	0,937	0,937	0,938	0,938
поправка на кпд		0,049	0,049	0,050	0,0508	0,051	0,051	0,052	0,052	0,053	0,053
m		1,055	1,056	1,057	1,057	1,058	1,058	1,059	1,060	1,060	1,060
мощность агрегата		93240	107094	133654	150156	167621	190807	241698	269404	298617	335664
число агрегатов		8,451	7,358	5,895	5,247	4,701	4,129	3,260	2,924	2,638	2,347
устнав число агрегатов		9	8	7	6	5	5	4	4	3	3
уст мощность		87555,6	98,5	112,6	131,3	157,6	157,6	197,0	197,0	262,7	262,7
	min	91,33	89,65	92,39	90,84	89,58	89,60	89,48	89,45	89,48	90,28
чистота вращения	расч	108,2	106,2	109,4	107,6	106,1	106,2	106,0	106,0	106,0	107,0
	max	123,41	121,14	124,83	122,74	121,03	121,07	120,90	120,86	120,91	121,98
сих частота вращения		133,6	125	112	106,5	100	94	83	79	75	70,8
сих частота вращения уточ		136,4	125	115,4	107,1	100	93,8	83,3	78,9	75	71,4
Q*КПД		0,962	0,963	0,964	0,965	0,965	0,965	0,966	0,966	0,967	0,967

Продолжение приложения Б

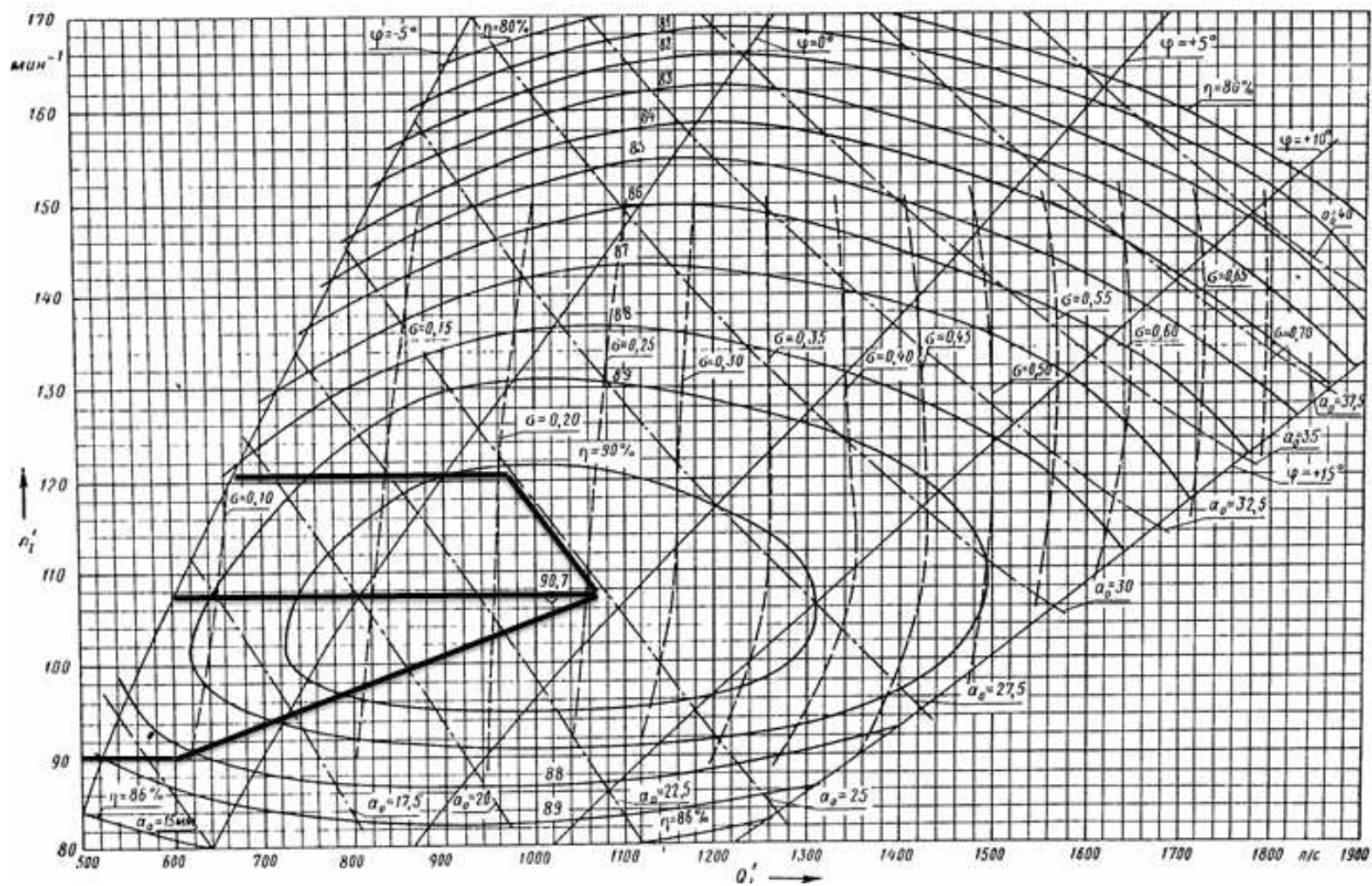


Рисунок Б.1 - ГУХ для ПЛД70-В-710

Продолжение приложения Б

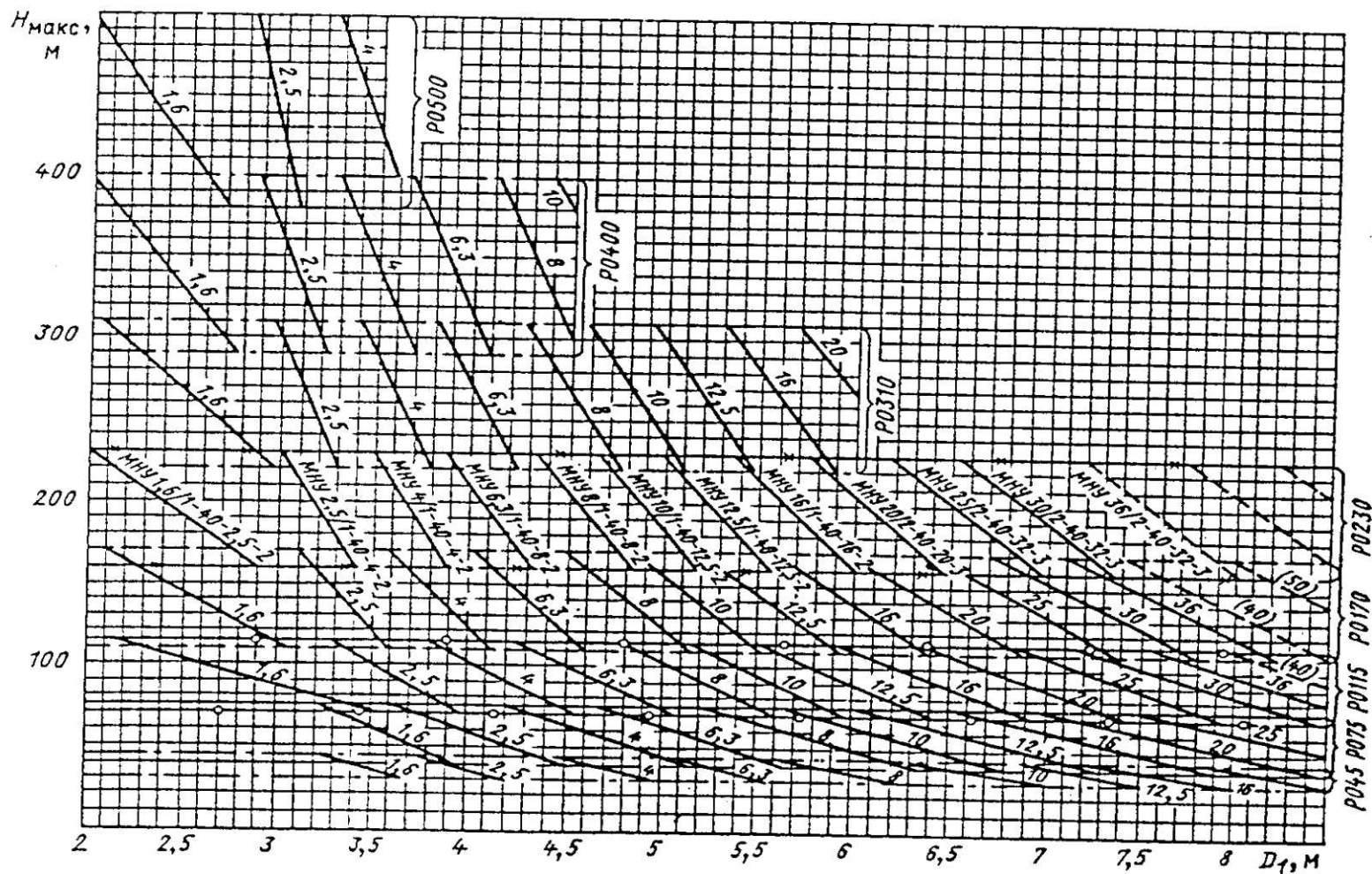


Рисунок Б.2 – Номограмма для предварительного выбора маслонапорных установок радиально – осевых турбин

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Номенклатурные диаметры рабочих колес  $D_1$  расположения осей лопаток направляющего аппарата  $D_0$ , количество направляющих лопаток  $z_0$  и основные размеры статоров

$D_1$ , мм	$D_0$ , мм	$z_0$	Для бетонной спиральной камеры						Для металлической спиральной камеры				
			$D_b$	$D_a$	$D_4$	$\approx R$	$h_1$	$h_2$	$D_b$	$D_a$	$D_4$	$R$	$h$
1800	2200	16	—	—	—	—	—	—	2600	3050	3300	200	210
2000	2400	16	—	—	—	—	—	—	2850	3350	3600	200	230
2250	2750	16	—	—	—	—	—	—	3200	3750	4000	200	230
2500	2900	24	3400	3900	4000	280	320	230	3300	3900	4150	250	250
2800	3250	24	3820	4380	4480	300	350	250	3720	4380	4630	250	250
3200	3750	24	4370	5000	5100	300	400	300	4260	5000	5350	300	320
3600	4200	24	4850	5000	5700	350	400	300	4800	5550	5900	350	350
4000	4650	24	5420	6200	6300	350	450	350	5320	6150	6500	350	350
4500	5250	24	6100	7000	7100	400	450	350	6000	6950	7350	400	410
5000	5800	24	6750	7700	7800	400	500	400	6600	7650	8050	400	410
5500	6400	24	7450	8550	8050	500	500	400	7300	8450	8850	500	460
6000	7000	24	8150	9350	9450	500	550	450	8000	9250	9650	500	460
6500	7500	24	8850	10100	10200	600	550	450	8700	10000	10400	600	500
7000	8100	24	9200	10550	10650	600	550	500	9320	10750	11500	600	500
7500	8750	24	9850	11300	11400	600	550	500	10000	11500	12000	650	550
8000	9300	24	10450	11950	12050	600	550	500	10650	12300	12750	650	550
8500	9850	24	11150	12700	12800	600	550	500	11350	13100	13600	650	550
9000	10500	32	11800	13500	13600	600	600	550	—	—	—	—	—
9500	11000	32	12450	14250	14350	600	600	550	—	—	—	—	—
10000	11500	32	13100	15000	15150	600	600	550	—	—	—	—	—
10500	12000	32	13750	15750	15850	600	600	550	—	—	—	—	—

Окончание приложения Б

Таблица Б.3 – Основные данные гидрогенераторов подвешного исполнения

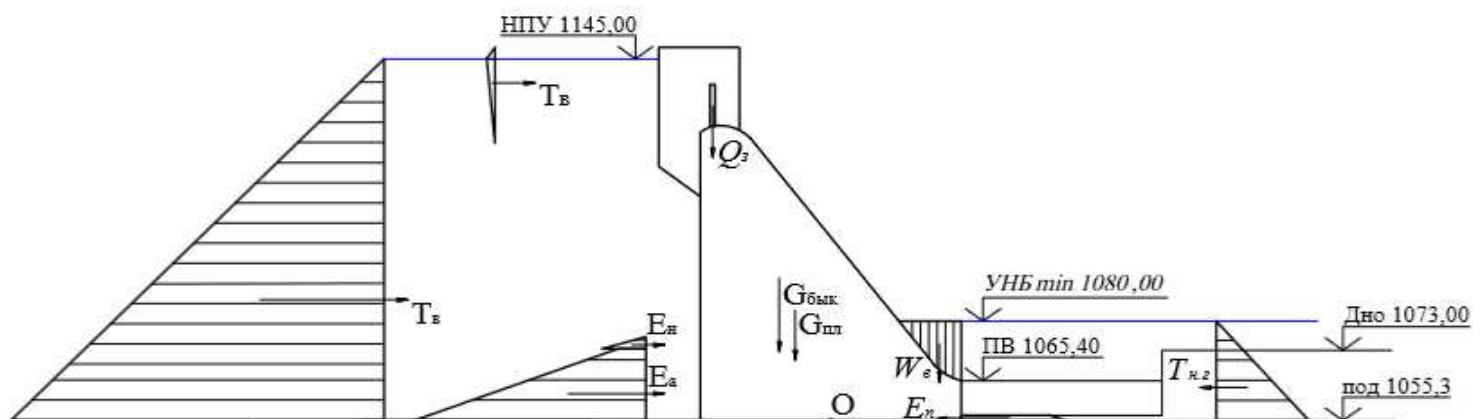
Тип	$P_{\Sigma}$ , МВ·А	$P_{H}$ , МВт	$U_{H}$ , кВ	$I_{H}$ , А	- cos $\varphi_{ном}$	$n_{H}$ , об/мин	$n_{yr}$ , об/мин	$I_{сн}$ , А	$U_{сн}$ , В	$\eta_{ген}$ , %	Диаметр расточки, мм	Масса, т			Нагрузка на пяту, МН
												общая	статора	ротора	
СВ $\frac{710}{235}$ -20УХЛ4	203,5	173	13,8	8515	0,85	300	540	1730	205	98	5900	770	276,1	410	4,8
СВ $\frac{800}{230}$ -32УХЛ4	144,44	130	10,5	7940	0,9	187,5	330	1600	260	98,1	7200	700	209,2	435	10,5
СВ $\frac{627}{230}$ -20Т	127,7	115	11	6700	0,9	300	580	1500	163	98	5300	600	193	309	7,1
СВ $\frac{460}{210}$ -12	107	85,5	13,8	4480	0,8	500	835	1075	176	97,6	3600	424	146,6	182,55	4,6
СВ $\frac{430}{210}$ -14	68,75	55	10,5	3785	0,8	428,6	700	930	175	97,5	3500	272	90,13	168	4,35
СВ $\frac{505}{190}$ -16Т	66,7	60	11	3510	0,9	375	620	875	172	97,49	4200	425	125,4	221,4	5,0

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Гидротехнические сооружения**

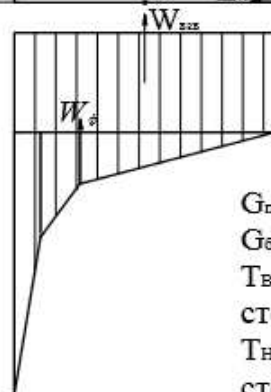
Таблица В.1 – Нагрузки на плотину

Нагрузка	$g_f$	Направ.силы	Основные нагрузки и воздействия			Особые нагрузки и воздействия			
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм	
Тв	1	→	39466,1	29,9	1180036	40350,9	30,01	1210930,5	
Тн.г	1	←	2992,5	-8,24	-24658,2	5309,2	-11,98	-63604,2	
Гпл	0,95	↓	56305,3	-10,32	-552017	56305,3	-10,32	-552017,2	
Гб	0,95	↓	23527,1	-14,79	-330568	23527,1	-14,79	-330567,5	
Wвзв	1	↑	17397,6	0	0	23173,4	0	0,0	
Wф	1	↑	8353,2	13,3	111097,6	7427,9	17,63	130953,9	
Ен	1,2	→	15,75	18,7	353,43	15,75	18,7	353,4	
Еа	1,2	→	550,56	6,6	4360,435	550,56	6,6	4294,4	
Еп	0,8	←	1025,6	-0,65	-533,312	1025,6	-0,65	-533,3	
Wволн	1	→	140,1	83	11628,3	94,93	85,61	8127,0	
Wв	1	↓	1741,3	-30,64	-53353,4	3635,6	-26,66	-96925,1	
Qз	0,9	↓	96,5	-29,1	-2526,2	96,5	-29,1	-2526,2	
$\Sigma W$		↓↑		51908,23			48952		
		$\Sigma M$		344107,2			308773		



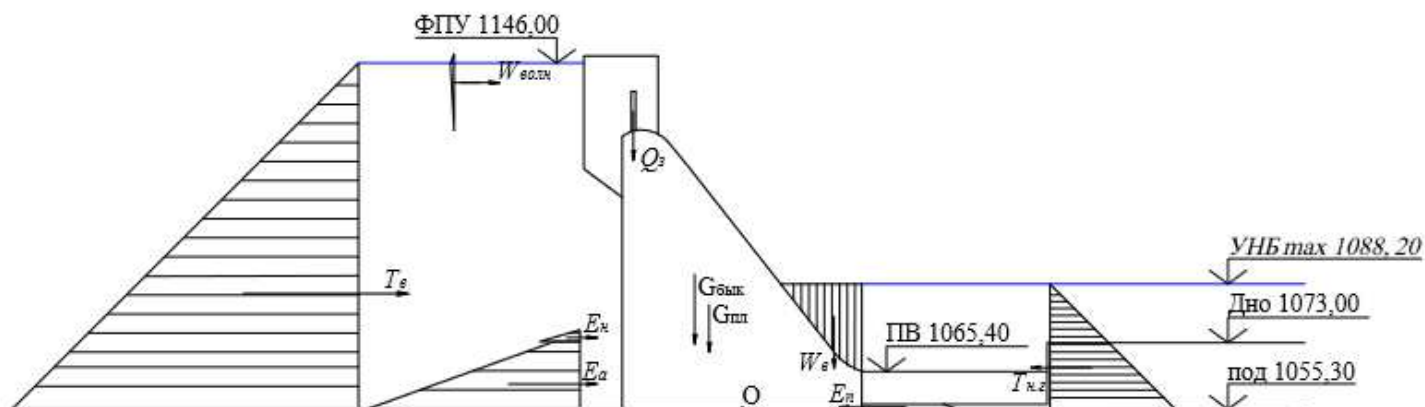


Действующие нагрузки					
Обозначения	Сила, кН	Плечо, м	Обозначения	Сила, кН	Плечо, м
$T_{\text{в}}$	39466	29,9	$E_{\text{н}}$	15	18,7
$T_{\text{н},2}$	2992	-8,2	$E_{\text{а}}$	1025	-0,7
$W_{\text{ф}}$	1741	-29,1	$Q_{\text{з}}$	96	-26,1
$W_{\text{взв}}$	17397	0,0	$G_{\text{б}}$	23527,1	-14,8
$E_{\text{а}}$	550	6,6	$G_{\text{пл}}$	56305,3	-10,3



$G_{\text{пл}}$  - вес водосливной плотины;  
 $G_{\text{б}}$  - вес бычка;  
 $T_{\text{в}}$  - гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;  
 $T_{\text{н}}$  - гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;  
 $W_{\text{ф}}$  - фильтрационное давление воды;  
 $W_{\text{взв}}$  - взвешивающее давление воды;  
 $E_{\text{н}}$  - активное давление наносов;  
 $Q_{\text{з}}$  - вес затворов.

Рисунок В.1 – Действующие нагрузки на плотину при основном сочетании нагрузок и воздействий



Действующие нагрузки					
Обозначения	Сила, кН	Плечо, м	Обозначения	Сила, кН	Плечо, м
$T_c$	40350	30,0	$E_k$	15	18,7
$T_{к.з}$	5309	-12,0	$E_n$	1025	-0,7
$W_c$	3635	-26,6	$Q_z$	96	-26,1
$W_\phi$	7427	17,6	$W_{солн}$	94	84,6
$W_{взв}$	23173	0,0	$G_b$	23527,1	-14,8
$E_a$	550	6,6	$G_{пл}$	56305,3	-10,3



$G_{пл}$  - вес водосливной плотины;  
 $G_b$  - вес бычка;  
 $W_b$  - гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;  
 $W_n$  - гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;  
 $W_\phi$  - фильтрационное давление воды;  
 $W_{взв}$  - взвешивающее давление воды;  
 $E_n$  - активное давление наносов;  
 $Q_z$  - вес затворов.

Рисунок В.2 – Действующие нагрузки на плотину при особом сочетании нагрузок и воздействий

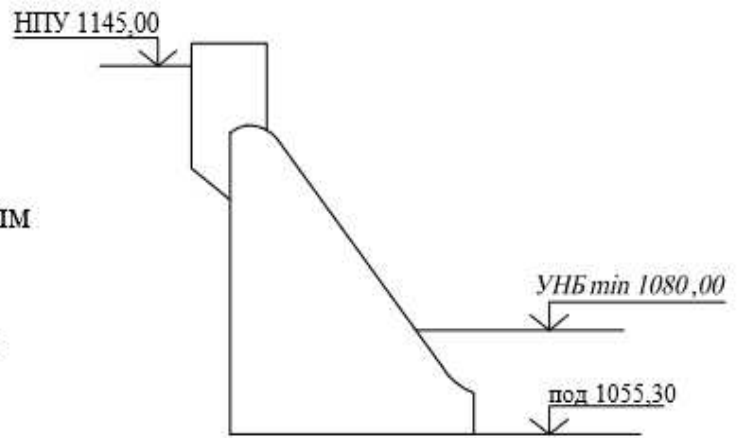
Нагрузки:

$\sigma_y$  - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;

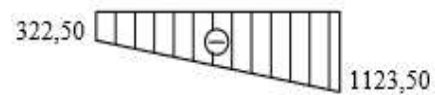
$\sigma_x$  - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;

$\tau_{xy}$  - касательные напряжения;

$\sigma_1, \sigma_3$  - главные напряжения.



Нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа



Нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа



Вертикальные главные напряжения, кПа



Горизонтальные главные напряжения, кПа



Рисунок В.3 – Напряжения, действующие по контактному сечению при основном сочетании нагрузок и воздействий

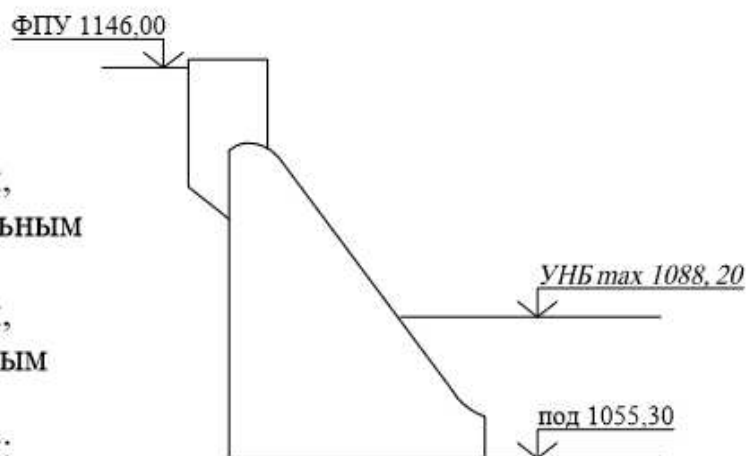
Нагрузки:

$\sigma_y$  - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;

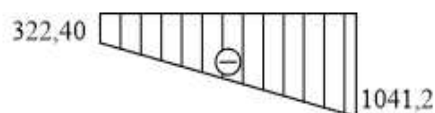
$\sigma_x$  - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;

$\tau_{xy}$  - касательные напряжения;

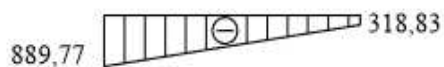
$\sigma_1, \sigma_3$  - главные напряжения.



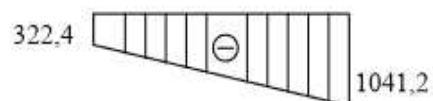
Нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа



Нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа



Вертикальные главные напряжения, кПа



Горизонтальные главные напряжения, кПа



Рисунок В.4 – Напряжения, действующие по контактному сечению при особом сочетании нагрузок и воздействий



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) А.Ю. Александровский. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005. 114с
- 2) Б.М.Орахелашвили. Гидромашины: методические указания к курсовому проекту / Б.М.Орахелашвили - СФУ КГТУ 2006 г.
- 3) Б.М.Ерахтин. Строительство гидроэлектростанций в России. Учебно – справочное пособие для вузов и инженеров гидростроителей / сост. Б.М.Ерахтин, В.М. Ерахтин. – Издательство Ассоциации строительных вузов, 2007. – 732 с.
- 4) Бусырев А. И., Долгополов В. А. Выбор основных параметров и основы проектирования вертикальных реактивных гидротурбин: Учеб. пособие. – Л.: изд. ЛПИ, 1988. – 96 с
- 5) В.И. Телешева Производство гидротехнических работ. Часть 1. Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные работы / под редакцией д.т.н., проф. В.И. Телешева, АСВ, М.. 2012
- 6) Д.С. Щавелева. Использование водной энергии. Под ред. Д.С. Щавелева. Учебное пособие для вузов. Л., «Энергия», 1976. 656с. с ил.
- 7) «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017— 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9);
- 8) Затеева Е.Ю. Выбор параметров ГЭС, учебное методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Затеева Е.Ю. Силаев Б.И. - СФШ КГТУ 2005 г.\
- 9)«Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
- 10)«Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
- 11) Т.А. Лыбина. Речные ГТС. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла: методическое указание по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В. Б. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2015. – 88с.
- 12) П. Г. Киселева. Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
- 13) Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ // Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.

14)СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01 -2003.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.

15)СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87 – Утвержден приказом Министерства регионального развития РФ – 29.12.2011г. №635/13 – Введен с 1.01.2013г

16)СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП2.06.06 - 85) - М.: Минрегион России, 2012.

17) СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» - Введ. 1 июля 1985 г. - 85 УТВЕРЖДЕНО Заместителем Главного государственного врача СССР В.Е.Ковшило;

[1] - СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// docs.cntd.ru/document/1200000256](http://docs.cntd.ru/document/1200000256).

[2] - СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https:// dwg.ru/ dnl/ 6858](https://dwg.ru/dnl/6858).

[3] - Речные ГТС. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла: методическое указание по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В. Б. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2015. – 88с.



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

**ОТЗЫВ**

руководителя Т.С. Сусла, инженера Службы мониторинга ГТС  
Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С.  
Непорожнего»

на бакалаврскую работу С.А. Жидковой «Проектирование восточного  
гидроузла на реке Витим. Эффективность использования различных типов  
рыбозащитных сооружений»

Бакалаврская работа, разработанная С.А. Жидковой, выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 117 листах пояснительной записки, 6 (шести) листах чертежей и 1 (одном) плакате. Достаточно подробно разработаны все части работы. Рассчитаны параметры гидротехнических сооружений, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты. Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам.

В объеме индивидуального задания была рассмотрена эффективность использования различных типов рыбозащитных сооружений, что является актуальным в настоящее время. Материалы исследований последних лет свидетельствуют, что на многих крупных реках ихтиофауна испытывает весьма высокую, а на отдельных участках возможно предельную антропогенную нагрузку. В связи с этим актуальна разработка и использование широкого круга мероприятий по охране рыбных запасов, и, в первую очередь, мер по защите рыб от попадания в водозаборные сооружения, что и было подробно рассмотрено в объеме спецвопроса.

Основными замечаниями данной работы является проектирование глухой левобережной и правобережной бетонной плотины при средней высоте сооружения, вместо строительства грунтовых плотин, что является экономически нецелесообразным.

Следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки.

В процессе работы проектом С.А. Жидкова показала себя трудолюбивым человеком, проявила творческий подход и самостоятельность в выборе технических решений.

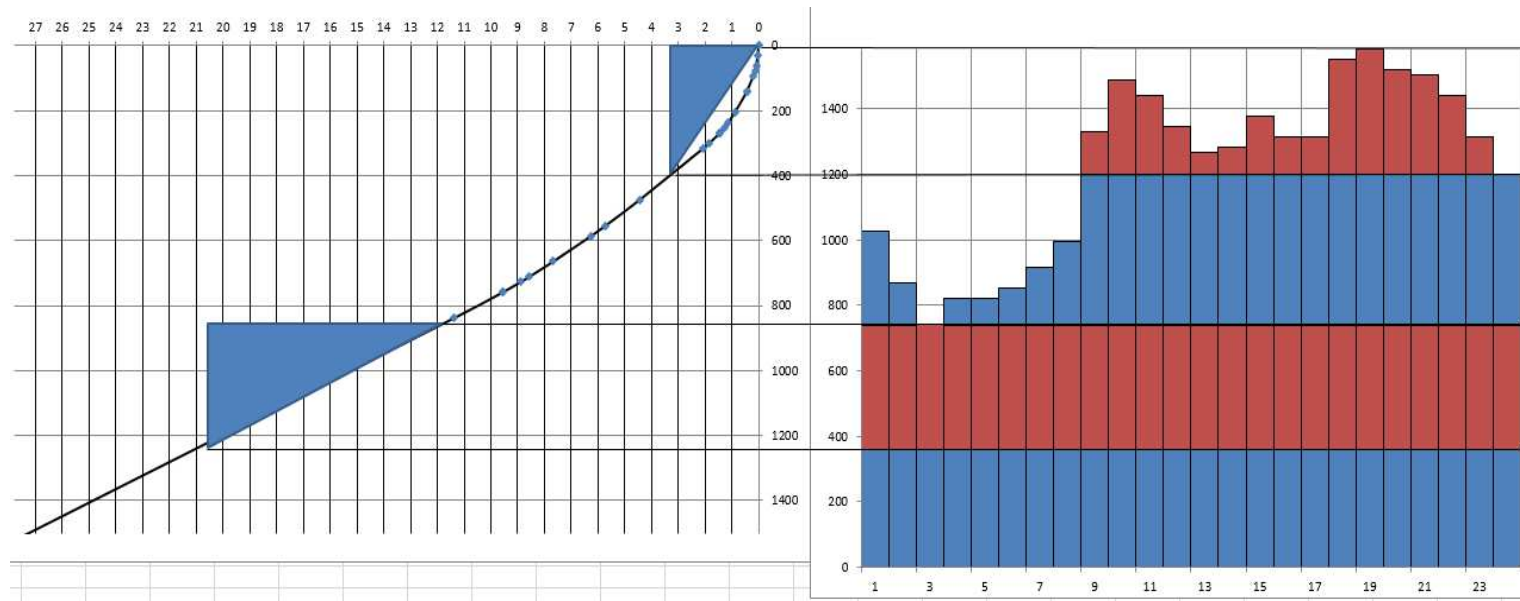
Выпускная квалификационная работа «Проектирование восточного гидроузла на реке Витим» заслуживает положительной оценки, а автор проекта С.А.Жидкова присвоения квалификации бакалавр техники и технологии.

Дата 12.06.14.

Подпись 



Размещение проектируемой ГЭС на суточном графике энергосистемы



Баланс мощности энергосистемы для маловодного года с учетом ремонта оборудования ГЭС

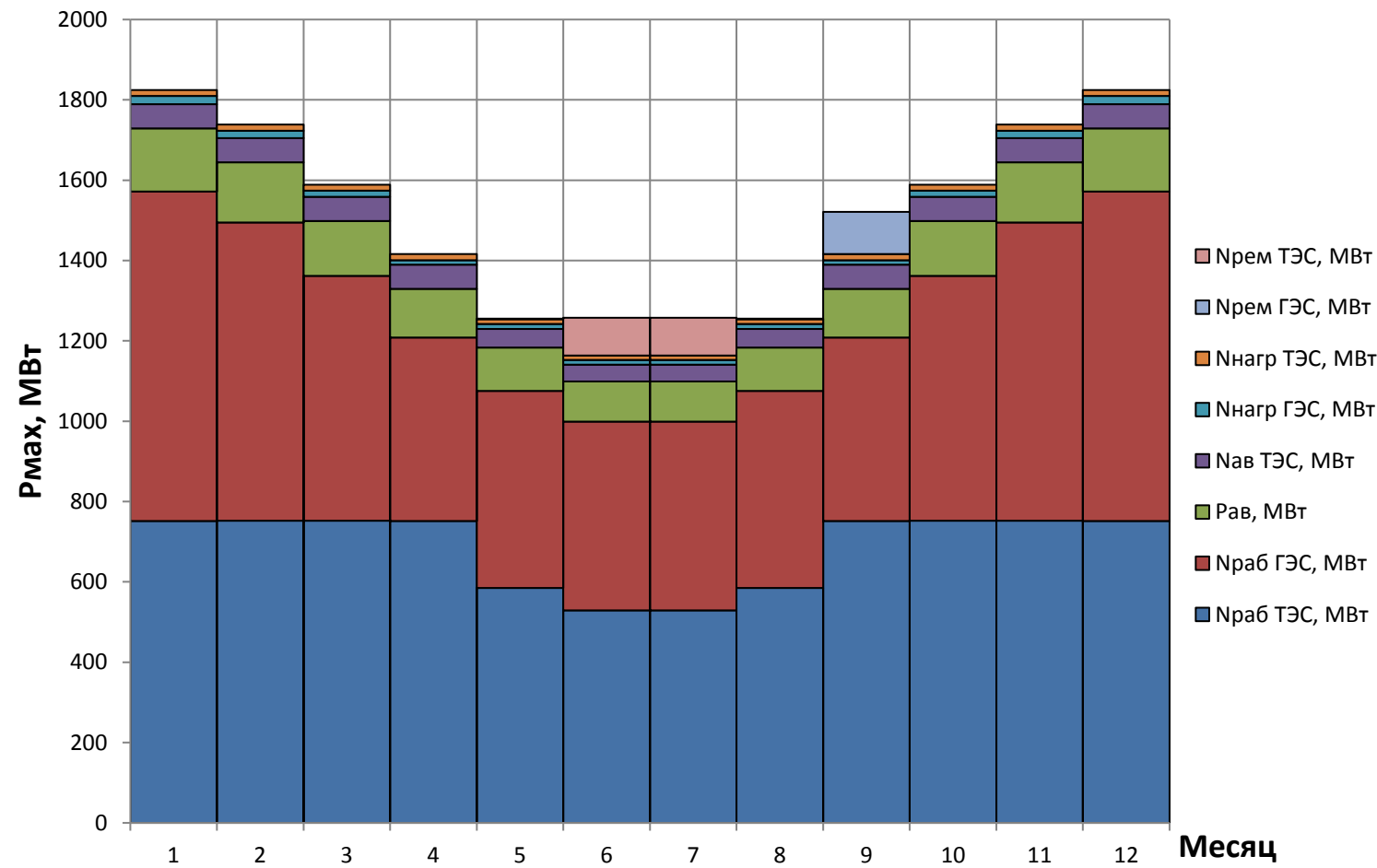
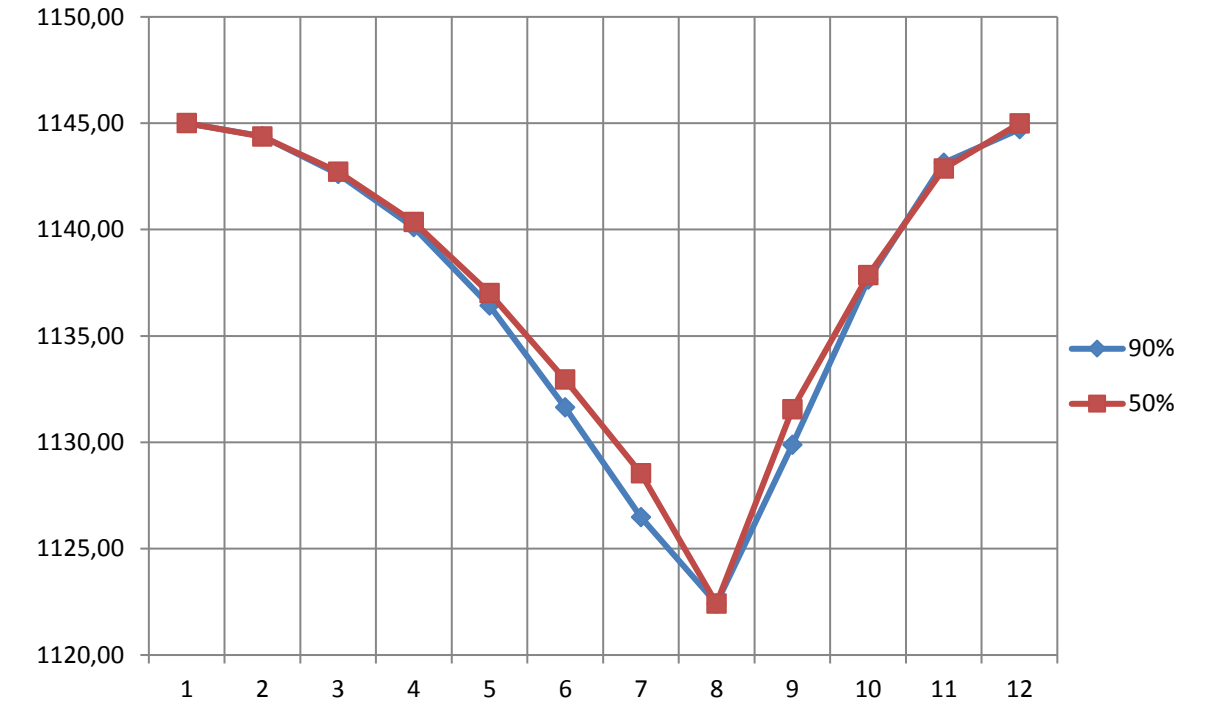
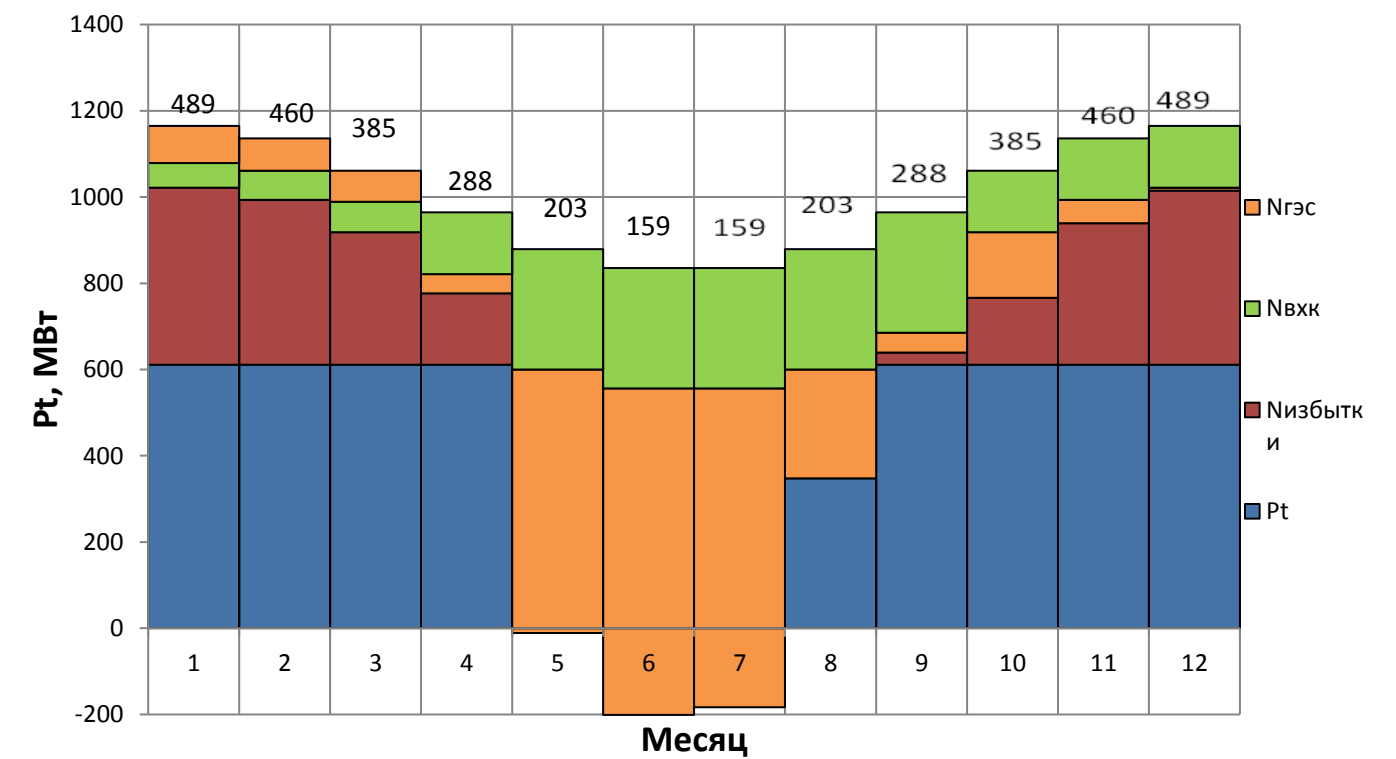


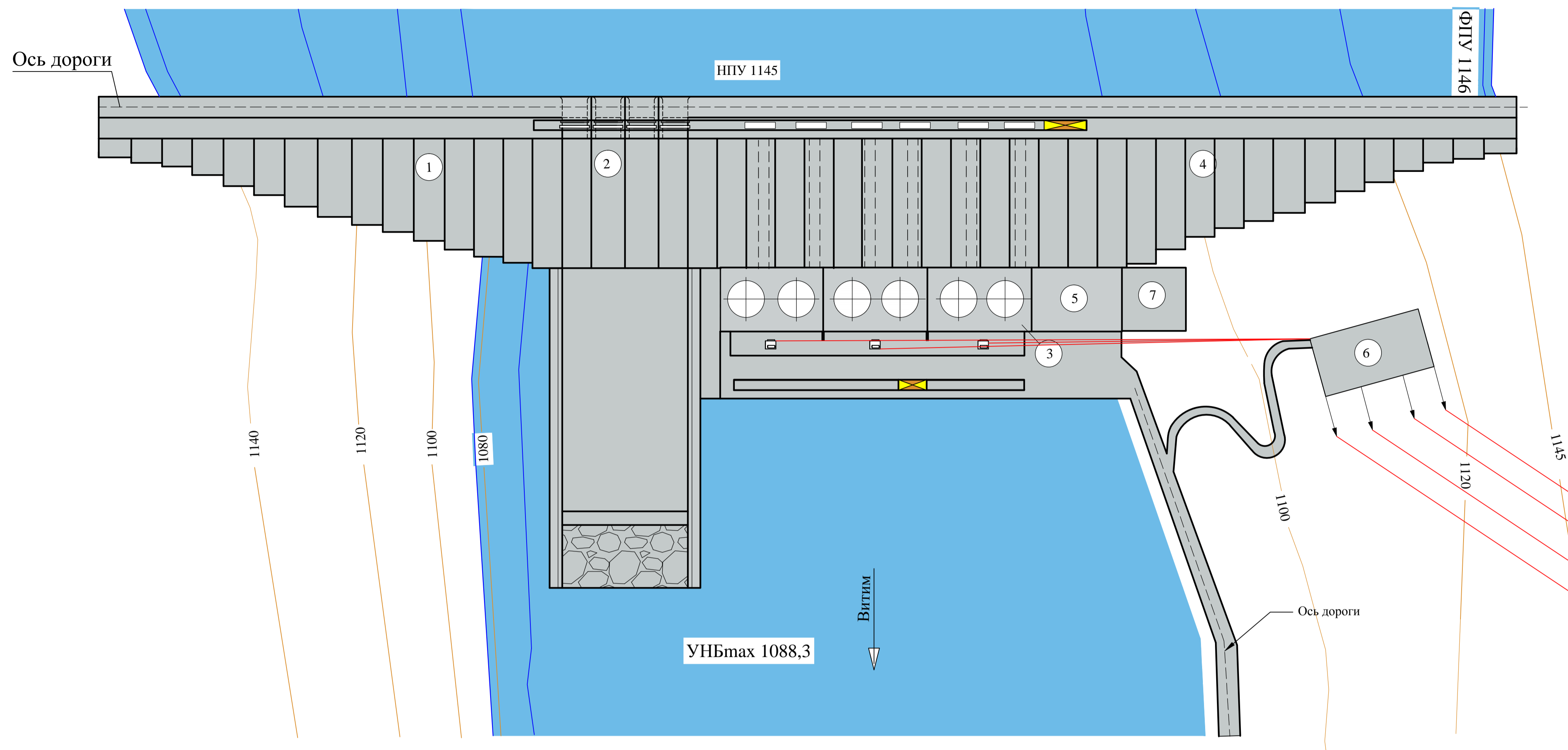
График сработки и наполнения водохранилища в маловодный и средневодный год



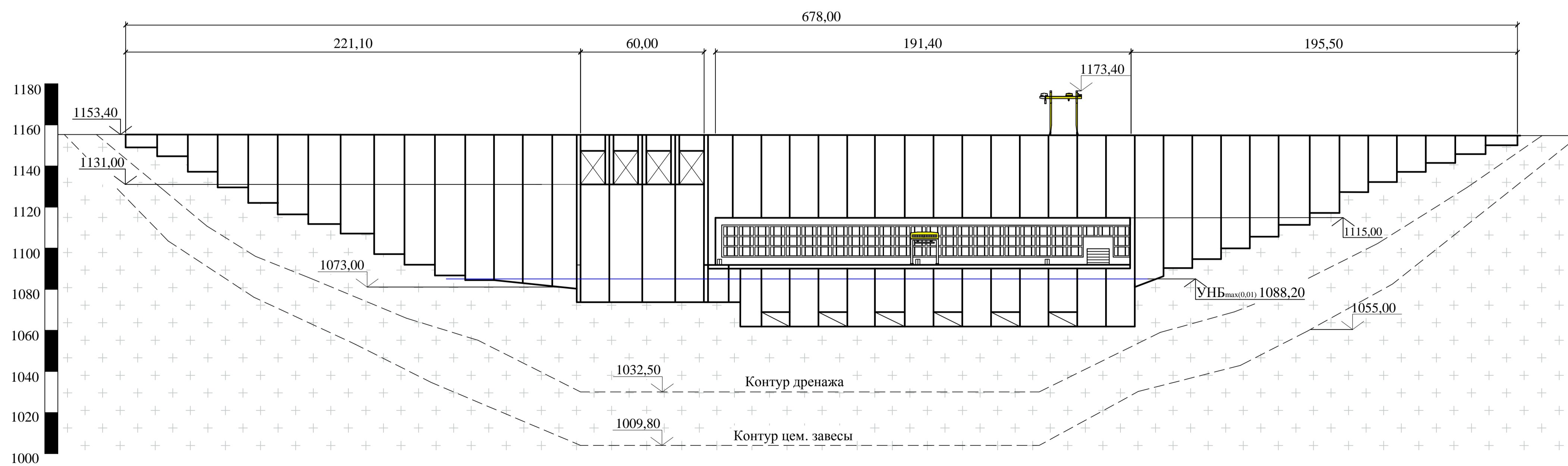
Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы (маловодный год)



Генеральный план  
1:1000



Вид с нижнего бьефа  
1:1000



Ведомость состава проекта

№п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР-27800.62.62-541312612-ГП	Генплан. Вид с верхнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта	
2	ВКР-27800.62.62-541312612-ГР1	Поперечный разрез по водосливной плотине	Лист 1
3	ВКР-27800.62.62-541312612-ГР2	Разрез по станционной части и зданию ГЭС. Основные характеристики гидроагрегатов	Лист 2
4	ВКР-27800.62.62-541312612-ГР2	Разрез по оси агрегата	
5	ВКР-27800.62.62-541312612-ПЗ	Пояснительная записка	

Экспликация сооружений

№	Наименование
1	Правобережная глухая бетонная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Русловое здание ГЭС
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Монтажная площадка
6	Распределительное устройство
7	Здание административно- технического персонала

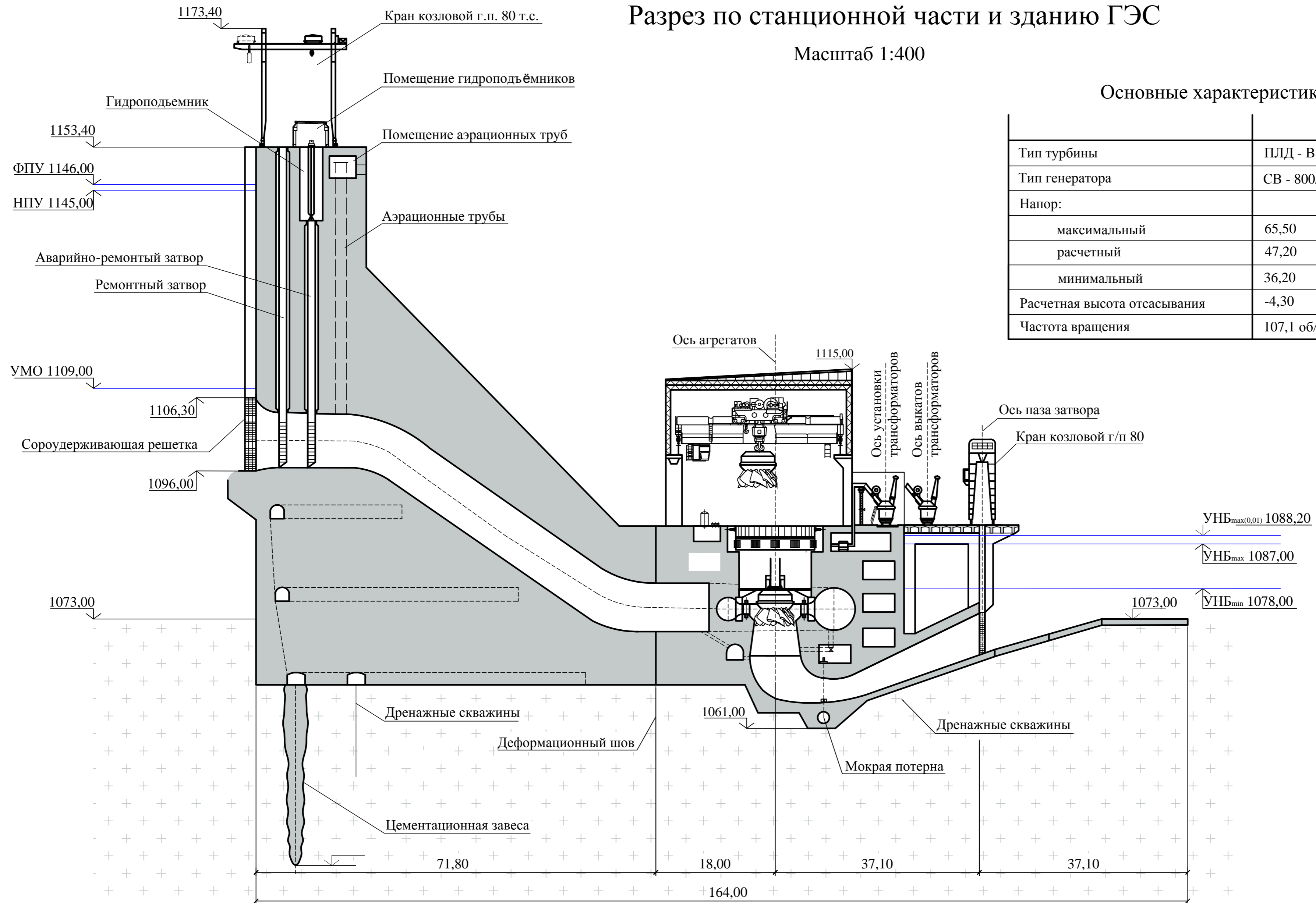
Условные обозначения



БР - 08.03.01 - 541312612 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. у.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Жидкова				
Провер.	Затеев				
Т.контр.					
И.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Восточного гидроузла на реке Витим				Стадия	Лист
Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта				Кафедра гидросооружений	

# Разрез по станционной части и зданию ГЭС

Масштаб 1:400



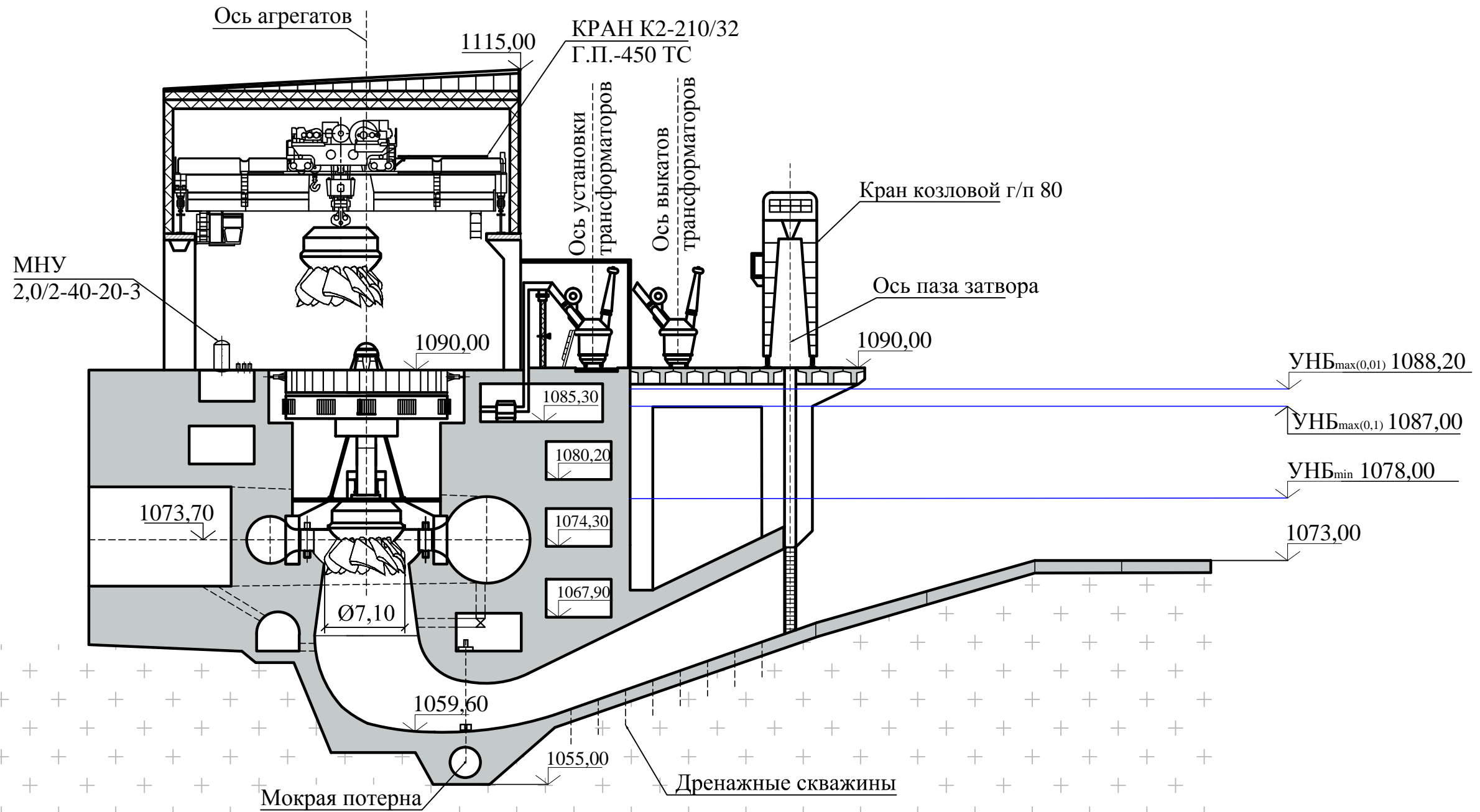
## Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	ПЛД - В - 70 - 710	6
Тип генератора	СВ - 800/230 - 32 - УХЛ4	
Напор:		
максимальный	65,50	
расчетный	47,20	
минимальный	36,20	
Расчетная высота отсасывания	-4,30	
Частота вращения	107,1 об/мин	


БР - 08.03.01 - 541312612 - ГР2						
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Жилкова					
Провер.	Масленикова					
Т.контр.						
Н.контр.	Затеев					
Утв.	Затеев					
Проектирование Восточного гидроузла на реке Витим				Стадия	Лист	Листов
Разрез по станционной части и зданию ГЭС				Кафедра гидросооружений		

# Разрез по оси агрегата

Масштаб 1:200



## Условные обозначения

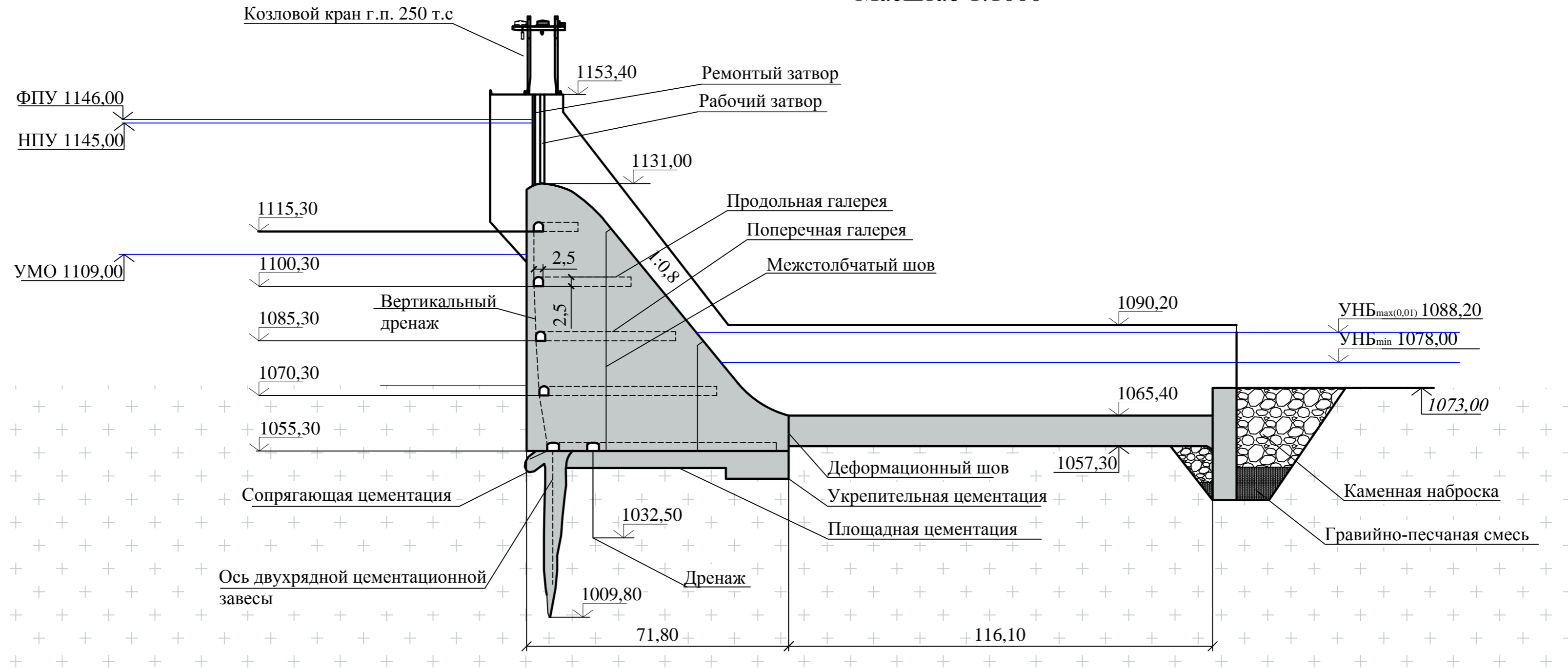
 - Гранит

						БР - 08.03.01 - 541312612 - ГР2			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Восточного гидроузла на реке Витим	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Жидкова							
Провер.		Масленикова							
Т.контр.									
Н.контр.		Затеев				Разрез по оси агрегата	Кафедра гидро сооружений		
Утв.		Затеев							



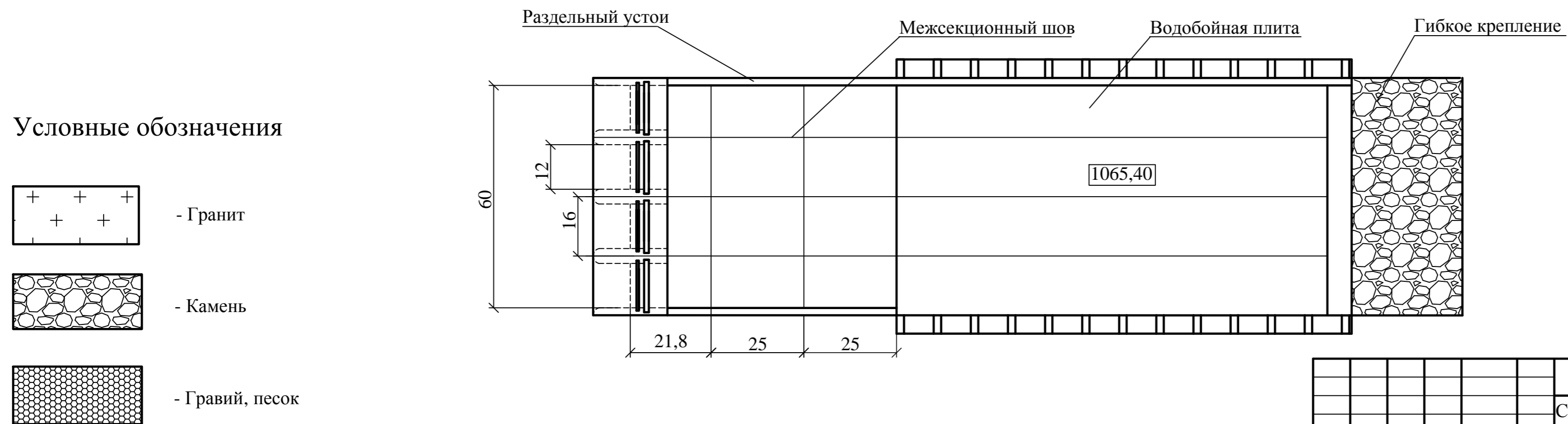
# Поперечный разрез по водосливной плотине

Масштаб 1:1000



# План водосливной плотины

Масштаб 1:1000



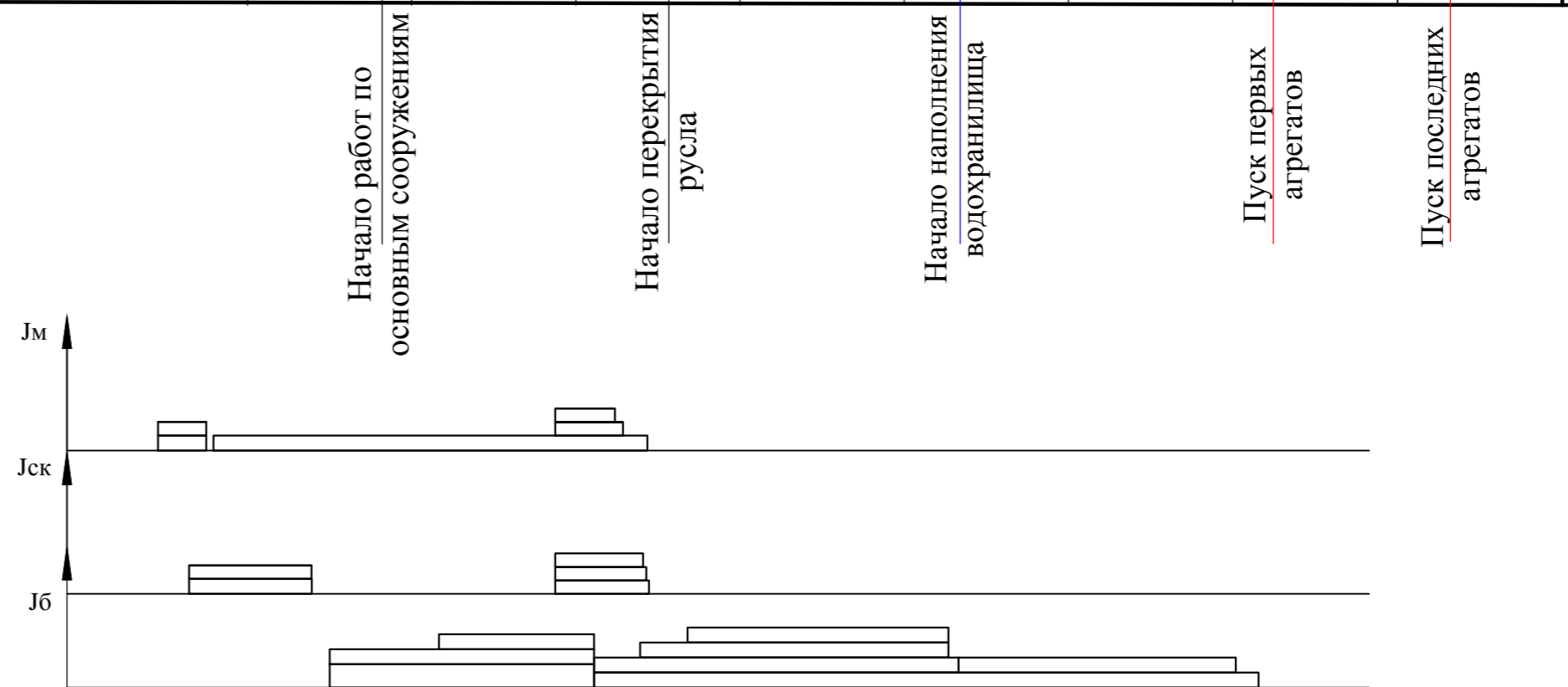
БР - 08.03.01 - 541312612-ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Жидкова				
Провер.	Пермякова				
Т.контр.	Затеев				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Восточного гидроузла на реке Витим				Стадия	Лист
Поперечный разрез водосливной плотины				Кафедра гидросооружений	

# Календарный план строительства

№ сооруж.	Наименование сооружений	№ вид работ	Наименование профилирующих работ или их комплексов	Един. измер.	Объем работ	Подготовка периода	Этапы основного периода												Заклуч. период								
							I				II				III					IV				V			
							2 года		3 года		4 года		5 лет		6 лет		7 лет			8 лет		9 лет					
III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV						
1	Объекты производственной базы	1	Строительство подъезд автодорог	км																							
		2	Строительство временных ЛЭП	км																							
		3	Строительство производственной базы п.б.	млн. руб																							
		4	Строительство производственной базы л.б.	млн. руб																							
2	Перемычки	1	Возведение перемычек I очереди	тыс. м³	74,80																						
		2	Начальная откачка котлована I очереди	тыс. м³	519,00																						
		3	Отсыпка банкета перекрытия	тыс. м³	174,00																						
		4	Возведение перемычек II очереди	тыс. м³	64,12																						
		5	Начальная откачка котлована II очереди	тыс. м³	260,63																						
3	Водосливная плотина и водобойный колодец	1	Выемка скального грунта	тыс. м³	35,42																						
		2	Укладка бетона	тыс. м³	391,67																						
4	Глухая правобережная плотина	1	Выемка мягкого грунта	тыс. м³	24,77																						
		2	Выемка скального грунта	тыс. м³	23,10																						
		3	Укладка бетона	тыс. м³	235,40																						
5	Станционная часть	1	Выемка мягкого грунта	тыс. м³	32,14																						
		2	Выемка скального грунта	тыс. м³	11,51																						
		3	Укладка бетона	тыс. м³	414,60																						
6	Глухая левобережная плотина	1	Выемка мягкого грунта	тыс. м³	18,14																						
		2	Выемка скального грунта	тыс. м³	25,42																						
		3	Укладка бетона	тыс. м³	220,61																						
7	Здание ГЭС и монтажная площадка	1	Выемка мягкого грунта	тыс. м³	8,60																						
		2	Выемка скального грунта	тыс. м³	11,12																						
		3	Укладка бетона	тыс. м³	140,60																						
		4	Возведение шатра																								
		5	Монтаж агрегатов	т																							
8	ОРУ	1	Возведение фундаментов	м³																							
		2	Монтаж оборудования	т																							
9	Водохранилище	1	Подготовка ложа водохранилища	км²																							
		2	Наполнение водохранилища	м³																							
			Гидрограф реки																								

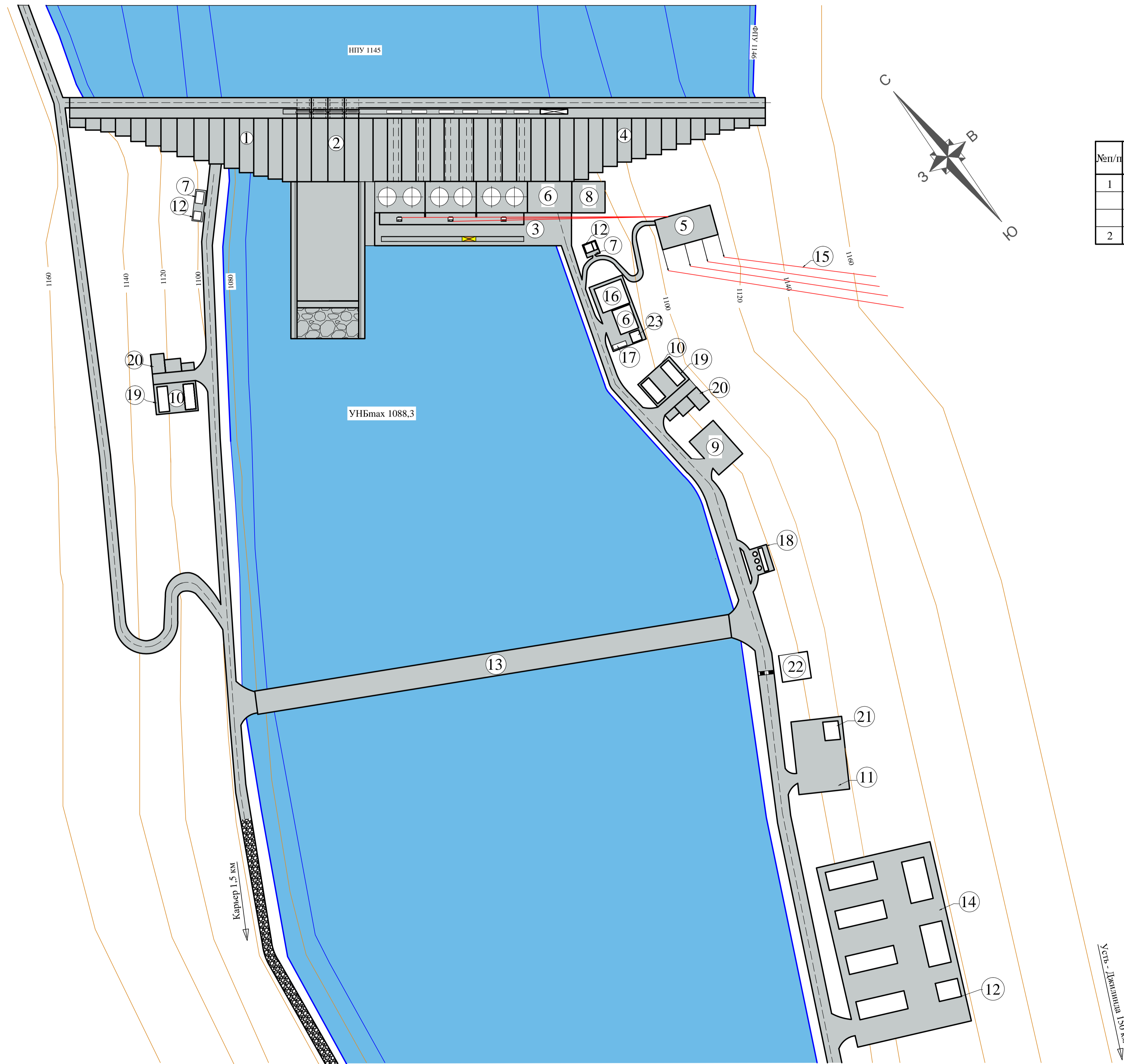
Сдача ГЭС государственной комиссии

Выемка мягких грунтов  
 Выемка скальных грунтов  
 Укладка бетона



БР - 08.03.01 - 541312612 - ГР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Жидкова			
Провер.		Эклер			
Т.контр.					
Н.контр.		Затеев			
Утв.		Затеев			
Проектирование Восточного гидроузла на реке Витим				Стадия	Лист
Календарный план строительства					Листов
				Кафедра гидросооружений	

Строительный генеральный план  
1:2000



Ведомость состава проекта

№п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	БР-08.03.01-541312612-ПОС	Строительный генеральный план.	Лист 1
		Экспликация сооружений.	
		Ведомость состава проекта	
2	БР-08.03.01-541312612-ПОС	Календарный план строительства	Лист 2

Экспликация сооружений

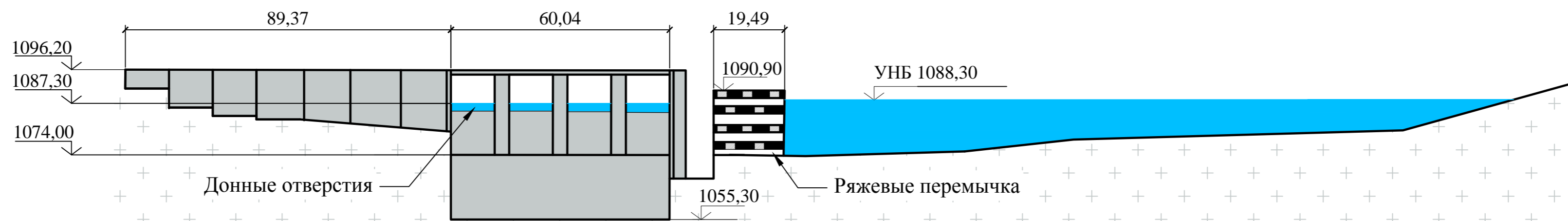
№	Наименование
1	Левобережная глухая бетонная плотина
2	Водосливная плотина
3	Правобережная глухая бетонная плотина
4	Станционная плотина
5	КРУЭ
6	Монтажная база
7	Мед. пункт
8	Здание административно- технического персонала
9	Автостоянка
10	Бетонный завод
11	Склад
12	Столовая
13	Мост
14	Жилой поселок
15	ЛЭП
16	База укрепительной сборки
17	База ГМО
18	АЗС
19	Лабораторная
20	Гравийно-сортировочное хозяйство
21	Ремонтно-мех. мастерская
22	КПП

БР - 08.03.01 - 541312612 - ПОС					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. в листе	№ док.	Подпись	Дата	Листов
Разраб.	Жидкова				Проектирование Восточного гидроузла на реке Витим
Провер.	Эклер				
Т.контр.					
И.контр.	Затеев				Строительный генеральный план. Экспликация сооружений.
Утв.	Затеев				Ведомость состава проекта
					Кафедра гидросооружений

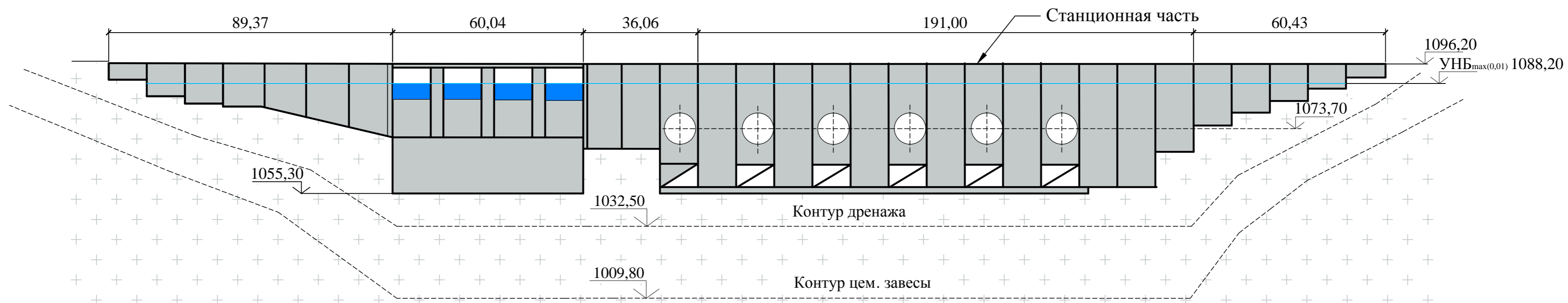


# Графические схемы этапов возведения сооружения

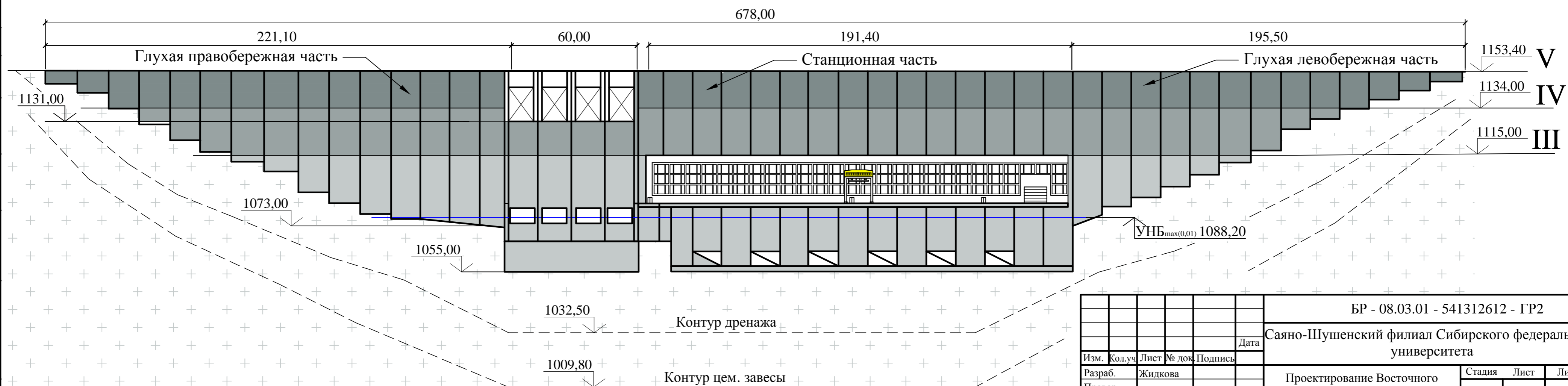
## I этап строительства



## II этап строительства

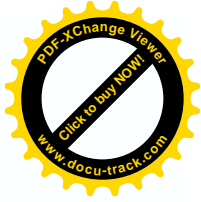
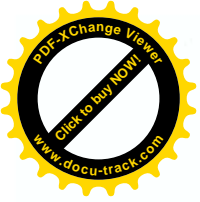


## III, IV и V этапы строительства



						БР - 08.03.01 - 541312612 - ГР2			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Восточного гидроузла на реке Витим	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Жилкова					
Провер.						Графические схемы этапов возведения сооружения	Кафедра гидросооружений		
Т.контр.									
Н.контр.				Затеев					
Утв.				Затеев					






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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев

подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 – Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОСТОЧНОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ ВИТИМ.  
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ  
РЫБОЗАЩИТЫ СООРУЖЕНИЙ**

Руководитель  \_\_\_\_\_  
подпись, дата

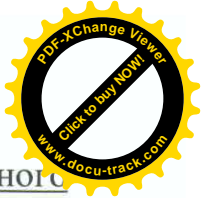
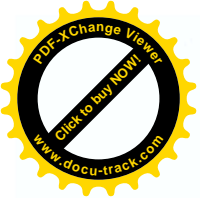
Инженер СМГТС Филиала  
ПАО «РусГидро»-«Саяно-  
Шушенская ГЭС имени  
П.С. Непорожного»

Т.С. Сусла  
инициалы, фамилия

Выпускник  \_\_\_\_\_  
подпись, дата

С.А. Жидкова  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2017



Продолжение титульного листа ДП по теме: Проектирование Восточного гидроузла на реке Витим. Эффективность использования различных типов рыбозащитных сооружений.

Консультанты по  
разделам:

Общая часть

Т.С. Сусла - 08.06.17  
подпись, дата

Т.С. Сусла

Водно-энергетические расчеты

Е.Ю. Затева 9.06.17  
подпись, дата

Е.Ю. Затева

Основное и вспомогательное  
оборудование

А.В. Масленникова 13.06.17  
подпись, дата

А.В. Масленникова

Гидротехнические сооружения

Л.С. Пермякова 14.06.17  
подпись, дата

Л.С. Пермякова

Компановка и сооружения  
гидроузла

Н.А. Эклер 10.06.17  
подпись, дата

Н.А. Эклер

Мероприятия по охране труда

В.А. Кадычegov 15.06.17  
подпись, дата

В.А. Кадычegov

Технико-экономические  
показатели

В.В. Лапасов 09.06.17  
подпись, дата

В.В. Лапасов

Эффективность использования  
различных типов рыбозащитных  
сооружений

Т.С. Сусла - 08.06.17  
подпись, дата

Т.С. Сусла

Нормоконтролер

А.А. Чабанова 19.06.17  
подпись, дата

А.А. Чабанова