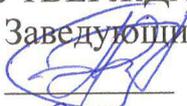


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

« 9 » июня 2017 г.

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

Студенту Мезенцевой Анне Николаевне.

Группа ЗГЭ-12-01Б. Направление (специальность) 13.02.03 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Ростовской ГЭС на реке Дон. Расчеты режимов наполнения водохранилища ГЭС при строительстве ГТС на примере проектируемой ГЭС

Утверждена приказом по университету № 47 от «31» марта 2017 г.

Руководитель ВКР Мальцев Юрий Анатольевич, Инженер ОС Филиала ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

Исходные данные для ВКР: среднемесячные расходы реки Дон, кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем  $V = f(Z_{вб})$ , кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе  $Q=f(Z_{нб})$ , нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 8%, зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,63, требования участников ВХК и потери воды, коэффициент мощности  $kN=8,9$ , потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,45$  м, отметка НПУ 29 м.

Перечень разделов ВКР: анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС, водно-энергетические расчеты, основное и вспомогательное оборудование, электрическая часть станции, релейная защита и автоматика, компоновка и основные сооружения гидроузла, охрана труда, противопожарная безопасность, охрана природы, технико-экономические показатели, расчет режима наполнения водохранилища ГЭС при строительстве ГТС на примере проектируемой ГЭС.

Перечень графического материала: водно-энергетические показатели гидроузла Ростовской ГЭС, поперечный разрез станционной части Ростовской ГЭС, главная схема электрических соединений Ростовской ГЭС, генеральный план Ростовской ГЭС на реке Дон, поперечный разрез водосливной плотины Ростовской ГЭС, технико-экономические показатели Ростовской ГЭС, иллюстрационные материалы к спецвопросу.

Руководитель ВКР

  
подпись

Ю.А. Мальцев

Задание принял к исполнению

  
подпись

А.Н. Мезенцева

«9» июня 2017 г.

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

## ОТЗЫВ

руководителя Мальцева Ю.А. инженер ОС Филиала ПАО «РусГидро» -  
«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» о бакалаврской работе  
«Проектирование Ростовской ГЭС на реке Дон. Расчёты режимов наполнения  
водохранилища ГЭС при строительстве ГТС на примере проектируемой ГЭС»  
Мезенцевой Анне Николаевне

Бакалаврская работа «Проектирование Ростовской ГЭС на реке Дон». Представлена на 152 листах пояснительной записки, 5 чертежах и 1 плакате. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а так же выполнены технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро».

В рамках специального вопроса были изучены требования и нормативная база при создании водохранилища, рассмотрены основные этапы и мероприятия по санитарной подготовке водохранилища к наполнению, рассчитаны режимы наполнения.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над бакалаврской работой А.Н. Мезенцева показала хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению проекта, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Ростовской ГЭС на реке Дон. Расчеты режимов наполнения водохранилища ГЭС при строительстве ГТС на примере проектируемой ГЭС» заслуживает хорошей оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 16.06.2017

  
(подпись)

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой  
В.И. Татарников



подпись

«19» 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.02.03-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ РОСТОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ДОН.  
РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ НАПОЛНЕНИЯ ВОДОХРАНИЛИЩА ГЭС ПРИ  
СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГТС НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**

Руководитель   
подпись, дата 16.06.2017

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

Ю.А. Мальцев  
инициалы, фамилия

Выпускник   
подпись, дата

А.Н. Мезенцева  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ростовской ГЭС на реке Дон. Расчеты режимов наполнения водохранилища ГЭС при строительстве ГТС на примере проектируемой ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водноэнергетические расчёты	<u>Зайт 5.06.17</u> подпись, дата	<u>Е.Ю.Зайцева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Алекс 13.06.17</u> подпись, дата	<u>А.В.Маслякин</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Тш 17.06.17</u> подпись, дата	<u>А.В.Пастухина</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>ШФ 13.06.17</u> подпись, дата	<u>А.В.Шурков</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Уш 7.06.17</u> подпись, дата	<u>Ульянова Н.П.</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>А 7.06.17</u> подпись, дата	<u>Старшиков В.И.</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Руб 13.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В.Лареева</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Сл 19.06.17</u> подпись, дата	<u>А.А.Чабанова</u> инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	9
1 Внешние условия функционирования ГЭС .....	10
1.1 Климат.....	10
1.1 Гидрологические данные .....	10
1.2 Геологические условия .....	14
1.3 Энерго-экономическая характеристика региона .....	14
2 Водно-энергетические расчеты .....	16
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного год .....	16
2.1.1 Выбор расчетного средневодного года ( $p = 50\%$ ) .....	18
2.1.2 Выбор расчетного маловодного года ( $p = 90\%$ ).....	19
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы .....	20
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	23
2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями .....	25
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	26
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году.....	29
2.7 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС. Баланс мощности и энергии в энергосистеме .....	31
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	35
3.1 Построение режимного поля .....	35
3.2 Выбор турбин по главным универсальным характеристикам .....	37
3.3 Гидротурбины и их проточная часть .....	40
3.3.1 Определение установки отметки рабочего колеса гидротурбины.....	40
3.3.2 Определение геометрических размеров проточной части .....	41
3.4 Выбор гидрогенератора. Определение параметров и размеров гидрогенератора .....	41
3.5 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки .....	42
3.6 Выбор кранов.....	42
4 Электрическая часть .....	43
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	43
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС .....	43
4.2.1 Выбор синхронных генераторов.....	43
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов .....	43
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	44
4.2.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН .....	44
4.3 Выбор схемы РУ ВН .....	46
4.4 Расчет токов короткого замыкания .....	47
4.5 Составление схемы замещения .....	47
4.6 Расчёт токов КЗ .....	48

4.6.1	Расчёт исходных данных.....	48
4.6.2	Расчет трехфазного тока КЗ на сборных шинах 220 кВ в точке К1 ..	49
4.6.3	Расчет трехфазного тока КЗ в точке К-2 .....	50
4.6.4	Расчет однофазного тока КЗ в точке К-1 .....	52
4.6.5	Расчёт ударного тока КЗ в К1 .....	53
4.6.6	Результаты расчёта токов короткого замыкания .....	54
4.7	Выбор электрических аппаратов .....	54
4.7.1	Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов и проводников .....	54
4.7.2	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов ..	55
4.7.3	Выбор генераторных выключателей и разъединителей.....	55
4.7.4	Выбор оборудования ОРУ-220 кВ.....	57
4.7.5	Выбор ограничителей перенапряжения .....	58
5	Релейная защита и автоматика .....	59
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	59
5.1.1	Защиты генератора .....	59
5.1.2	Защиты трансформатора блока.....	60
5.1.3	Защиты ОРУ - 220 кВ .....	60
5.1.4	Защиты воздушных линий 220 кВ.....	60
5.2	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты .....	61
5.3	Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора .....	61
5.4	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора .....	64
5.5	Защита от повышения напряжения .....	67
5.6	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	67
5.7	Защита от симметричных перегрузок статора .....	71
5.8	Дистанционная защита генератора.....	73
5.9	Защита ротора от перегрузки.....	76
5.10	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	78
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	80
6.1	Расчет параметров здания ГЭС .....	80
6.2	Определение класса сооружений .....	80
6.3	Определение отметки гребня земляной плотины .....	81
6.4	Гидравлический расчет водосливной плотины .....	85
6.4.1	Определение ширины водосливногo фронта .....	85
6.4.2	Определение отметки гребня водослива .....	86
6.4.3	Определение формы водосливной поверхности .....	88
6.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	89
6.6	Расчет водобойной стенки .....	91
6.7	Конструирование плотины .....	94
6.7.1	Определение ширины подошвы плотины .....	94
6.7.2	Разрезка бетонных плотин швами .....	94
6.7.3	Быки.....	94
6.7.4	Устои .....	95
6.7.5	Дренаж тела бетонных плотин.....	95

6.7.6	Галереи в теле плотины.....	96
6.8	Назначение размеров основных элементов плотины .....	96
6.8.1	Цементационная завеса .....	96
6.8.2	Дренажные устройства в основании .....	97
6.9	Фильтрационный расчет подземного контура.....	98
6.10	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины .....	99
6.10.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	100
6.10.2	Расчет прочности плотины .....	103
6.10.3	Оценка прочности плотины .....	106
6.10.4	Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию .....	108
6.11	Проектирование грунтовой плотины .....	109
6.12	Расчет высоты перемычек первой очереди.....	110
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ростовской ГЭС. Охрана труда и противопожарная безопасность.....	112
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	112
7.2	Противопожарная безопасность .....	114
7.2.1	Пожаротушение гидрогенераторов.....	116
7.2.2	Пожаротушение силовых трансформаторов .....	116
7.2.3	Пожаротушение кабельных сооружений.....	117
7.2.4	Пожаротушение станционного маслохозяйства.....	117
7.3	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	117
7.4	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	119
7.5	Отходы, образующиеся при строительстве .....	120
7.6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	121
8	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ....	123
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	123
8.1.1	Текущие расходы по гидроузлу.....	124
8.1.2	Налоговые расходы .....	127
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	127
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	128
8.3.1	Методология, исходные данные .....	128
8.3.2	Коммерческая эффективность .....	129
8.3.3	Бюджетная эффективность .....	129
8.4	Анализ чувствительности .....	130
9	Расчеты режимов наполнения водохранилища ГЭС при строительстве ГЭС на примере проектируемой ГЭС .....	132
9.1	Требования и нормативная база при создании Ростовского водохранилища.....	132
9.2	Этапы подготовки водохранилища к наполнению.....	132
9.3	Мероприятия по санитарной подготовке территории затопления .....	133
9.4	Влияние Ростовского водохранилища на состояние водных биоресурсов и среду их обитания.....	134

9.5 Обеспечение безопасности в верхнем и нижнем бьефах гидроузла .....	134
9.6 Наблюдения за состоянием водохранилища и учёт использования его водных ресурсов .....	135
9.7 Расчёт режима наполнения водохранилища.....	137
Заключение .....	142
Список использованных источников .....	145
Приложение А Водно-энергетический расчёт режима маловодного года	147
Приложение Б Водно-энергетический расчёт режима средневодного года	148
Приложение В Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ20-В.....	149
Приложение Г Проточная часть турбины ПЛ-20 В .....	150
Приложение Д Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для основного случая.....	151
Приложение Е Напряжения в краевых сечениях.....	152
Приложение Ж К расчету пропусков строительных расходов первой очереди ...	153

## Сокращенный паспорт ГЭС

1. Наименование реки Дон.
2. Местонахождение ГЭС Воронежская область.
3. Тип проектируемой установки ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний 729 м<sup>3</sup>/с;
  - б) через 1 агрегат 587 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный расход с обеспеченностью 0,01% ( $Q_{0.01\%}$ ) 3875 м<sup>3</sup>/с;
  - г) максимальный расход с обеспеченностью 0,1% ( $Q_{0.1\%}$ ) 3244 м<sup>3</sup>/с;
  - д) расход с обеспеченностью 5% ( $Q_{5\%}$ ) 2058 м<sup>3</sup>/с;
  - е) минимальный 300 м<sup>3</sup>/с.
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока годовой.
  - б) отметки: ФПУ 30 м,  
НПУ 29 м,  
УМО 27,2 м,  
при  $Q_{0.01\%}$  11,95 м;  
при  $Q_{0.1\%}$  11,9 м;  
при  $Q_{5\%}$  11,3 м;  
дна 7,0 м;  
заиления 9,0 м.
  - в) объемы: полный 22,6 км<sup>3</sup>,  
полезный 6,4 км<sup>3</sup>.
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный 19,8 м,
  - б) расчетный 16,6 м,
  - г) минимальный 15,6 м.
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность: установленная 252 МВт,  
гарантированная 126 МВт,
  - б) среднемноголетняя выработка энергии 0,827 млрд.кВт·ч.
8. Плотины:
  - а) русловая гравитационная материал бетон,
  - б) правобережная грунтовая материал крупный камень,
  - в) левобережная грунтовая материал крупный камень,
  - г) общая длина 512 м,
  - д) максимальная высота 28 м.
9. Водобросные сооружения:
  - а) тип поверхностный водослив,
  - б) число и размер пролетов 8 (10 м×6 м),
  - в) общая длина 112 м,
  - г) максимальная высота 38 м.
10. Здание ГЭС:

а) тип здания <u>русловой</u> число агрегатов	<u>3.</u>
б) грунты в основании	<u>известняк,</u>
в) тип отсасывающей трубы	<u>изогнутая,</u>
г) расстояние между осями агрегатов	<u>30 м,</u>
е) размеры:	
общая длина	<u>135 м,</u>
ширина	<u>30 м.</u>
11. Основное оборудование:	
а) тип турбины	<u>ПЛ20-В,</u>
диаметр	<u>10 м,</u>
б) тип генератора	<u>СВ-1680/105-100,</u>
мощность	<u>84 МВт,</u>
в) частота вращения	<u>60 об/мин,</u>
г) тип трансформаторов	<u>ТДЦ-125000/220-У1;</u>
их число	<u>3.</u>
12. Техничко-экономические показатели:	
а) сметная стоимость ГУ	<u>20,6 млрд.руб,</u>
б) удельные показатели	<u>81567 тыс.руб/кВт,</u>
в) себестоимость энергии	<u>0,23 коп/кВт·ч,</u>
г) показатели эффективности	
NPV	<u>7299,3 млн. руб.,</u>
СО	<u>7 лет.</u>

## **ВВЕДЕНИЕ**

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

В данном проекте приведён полный расчёт Ростовской ГЭС, включая компоновочные решения и применяемое оборудование, а также рассчитана экономическая эффективность проекта.

# 1 Внешние условия функционирования ГЭС

## 1.1 Климат

Климат в районе створа проектируемой Ростовской ГЭС – Воронежской области умеренно континентальный. Среднегодовые климатические показатели установились: температур +9,9 °С, скорость ветра 3,2 м/с, влажность воздуха 72 %. Осадков выпадает 650 мм в год.

Зима мягкая и малоснежная; средняя продолжительность сохранения снежного покрова составляет 10 - 20 дней. Средняя температура января -2,9°С, ежегодный среднестатистический минимум в зимний период составляет -21,3°С, абсолютный минимум наблюдался в январе и составил -31,9°С в 1940 году.

Лето жаркое, продолжительное и засушливое, с преобладанием солнечной погоды; средняя температура июля +28,3°С. Абсолютный максимум наблюдался в августе и составил +40,1°С в 2010 году (табл. 1.1, рис.1.1).

Таблица 1.1 – Климат района проектируемой ГЭС

Показатель	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Абсолютный максимум, °С	15,0	19,8	26,0	33,6	35,6	38,4	39,6	40,1	38,1	31	25	18,5	40
Средний максимум, °С	-0,1	0,7	6,9	16,2	22,3	26,7	29,3	28,9	22,6	15	6,3	1,2	15
Средняя температура, °С	-3	-2,8	2,4	10,6	16,6	21,0	23,4	22,6	16,7	10	2,9	-1,6	9,9
Средний минимум, °С	-5,3	-5,6	-0,9	6,1	11,4	15,8	18,0	17,0	11,8	6,2	0,4	-4	5,9
Абсолютный минимум, °С	-32	-31	-28	-10	-4,3	-0,1	7,6	2,6	-4,6	-10	-25	-29	-32
Норма осадков, мм	57	51	52	44	52	65	50	44	43	39	50	67	614

## 1.1 Гидрологические данные

Река Дон протекает по европейской части России. Её длина составляет 1870 км. Площадь бассейна равна 422 тыс.км<sup>2</sup>. Своё начало река берёт на Среднерусской возвышенности на высоте 180 метров над уровнем моря. Это севернее города Новомосковска в Тульской области, в 3 км от Шатского водохранилища, образованного на реке Шат.

Водный поток несёт свои воды с севера на юг. Течение медленное. Уклон к устью незначительный, а его средняя величина равна 0,1 градуса. Долина реки широкая. В нижнем течении её ширина достигает 13-15 км. Правый берег высокий и крутой, а левый – низменный.

Бассейн располагается в степной и частично лесостепной зоне. В нём насчитывается 5200 притоков. Основную долю составляет снеговое питание. Грунтовое и дождевое вместе набирают всего 30%. Для Дона характерно

весеннее половодье. В остальное время уровень воды низкий. Замерзает река в начале декабря. Вскрывается начинает в низовьях в середине марта. К верховьям вскрытие распространяется быстро.

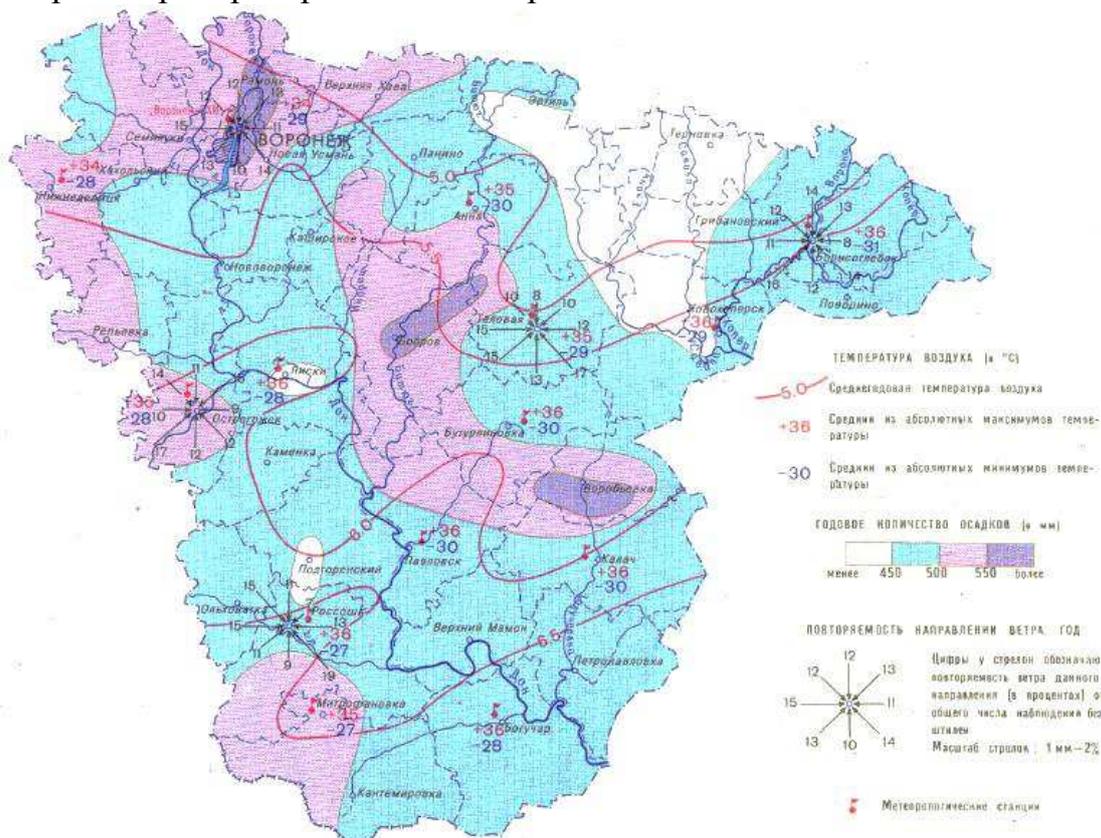


Рисунок 1.1 – Температура воздуха, осадки, направление ветра

Гидрологические данные по реке Дон приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Среднемесячные расходы воды реки Дон в створе Ростовской ГЭС

Годы	Среднемесячный расход Q, м <sup>3</sup> /с											
	Половодье		Межень									
	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1950 - 1951	3121	914	631	424	639	479	460	864	675	264	257	397
1951 - 1952	3719	804	807	524	299	209	198	160	139	116	237	256
1952 - 1953	1911	1223	498	521	312	454	1527	1996	513	406	324	386
1953 - 1954	3915	859	530	563	881	1159	1947	653	970	359	297	452
1954 - 1955	1157	1465	454	310	459	358	805	807	390	247	330	344
1955 - 1956	2460	5824	2001	653	370	281	267	301	182	162	216	191
1956 - 1957	1683	3037	486	447	706	652	904	467	520	317	426	376
1957 - 1958	3647	2015	1054	619	410	574	1124	864	456	454	461	363
1958 - 1959	3233	3195	725	398	381	401	707	664	364	247	356	413
1959 - 1960	3828	1496	583	458	263	277	354	333	229	173	199	199
1960 - 1961	2148	1071	387	272	248	471	399	562	886	488	447	516
1961 - 1962	2620	2400	620	494	607	687	444	349	256	244	325	404
1962 - 1963	4078	1664	715	1229	563	723	707	728	407	193	264	204
1963 - 1964	1712	1044	383	689	227	141	262	370	196	162	201	173
1964 - 1965	1420	1675	399	141	129	135	199	294	279	233	285	271
1965 - 1966	1646	2003	788	473	510	190	331	328	476	302	273	392

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1966 - 1967	5823	2827	527	261	287	364	547	284	210	176	238	274
1967 - 1968	2844	1187	389	169	129	234	386	670	326	216	258	412
1968 - 1969	3187	1744	389	242	198	138	320	371	202	171	202	190
1969 - 1970	1798	1820	690	235	162	173	359	1000	799	272	286	254
1970 - 1971	4123	1273	345	193	113	136	247	259	207	212	306	283
1971 - 1972	1743	1438	355	228	172	177	438	523	321	194	228	284
1972 - 1973	1528	885	304	130	109	77	99	112	262	144	201	235
1973 - 1974	1794	647	208	139	88	112	193	275	205	159	276	326
1974 - 1975	1429	2237	607	324	241	161	177	427	372	430	413	693
1975 - 1976	2300	429	276	156	104	105	116	129	127	155	196	187
1976 - 1977	2265	2249	1418	749	530	249	184	172	269	171	242	327
1977 - 1978	3140	1481	865	321	290	246	412	961	533	335	320	444
1978 - 1979	3061	1703	712	460	549	581	885	1217	574	245	298	321
1979 - 1980	2403	2763	313	268	252	190	313	338	317	193	254	214
1980 - 1981	1553	1916	397	1110	826	818	471	741	536	404	432	475
1981 - 1982	2533	2282	528	253	164	491	897	1150	592	559	439	589
1982 - 1983	3196	1489	455	431	294	318	339	778	761	820	576	966
1983 - 1984	2648	585	570	952	186	306	579	564	945	884	513	461
1984 - 1985	2455	965	483	388	324	647	1109	772	659	297	305	213
1985 - 1986	2503	2137	814	493	336	246	241	648	235	327	375	696
1986 - 1987	3444	1517	499	627	389	424	624	597	467	293	355	333
1987 - 1988	975	2093	1186	736	886	736	759	404	343	441	220	419
1988 - 1989	2832	1552	558	530	458	374	384	333	293	359	619	1391
1989 - 1990	2522	1215	580	582	516	444	579	851	472	459	1012	2693
1990 - 1991	2138	844	533	446	441	1084	1816	1682	1079	604	564	493
1991 - 1992	2754	1912	1302	970	738	488	580	579	573	479	488	553
1992 - 1993	2982	1344	357	200	151	133	217	305	299	263	345	383
1993 - 1994	2297	1615	425	331	356	631	739	451	271	244	294	342
1994 - 1995	3489	2086	950	441	280	299	419	471	339	331	440	961
1995 - 1996	3197	1928	540	250	193	156	188	306	267	200	245	201
1996 - 1997	629	1265	281	286	174	119	154	298	528	259	334	612
1997 - 1998	1663	1854	679	248	162	130	516	767	384	313	372	467
1998 - 1999	1716	2166	533	1116	997	649	791	871	369	359	419	474
1999 -2000	3956	966	350	150	169	106	175	200	240	263	330	310

Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла приведены в таблице 1.3. Координаты зависимости объемов, площадей и уровней в ВБ водохранилища Ростовской ГЭС приведены в таблице 1.4. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,63.

Таблица 1.3 – Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Q, м <sup>3</sup> /с	Zнб,м
0	7
370	9,08
650	9,99
1000	10,62
1530	11,05
2000	11,26
2500	11,48
2950	11,69
3300	11,82
4100	12,00

Таблица 1.4 – Координаты зависимости объемов и уровней в ВБ

Zвб,м	F, км <sup>2</sup>	V,км <sup>3</sup>
7,0	0	0
23,1	1760	6,73
24,0	2002	8,12
24,5	2167	9,23
25,0	2334	10,70
25,5	2500	11,56
26,0	2670	12,81
27,0	3000	15,64
28,0	3370	18,83
30,0	4185	26,24

Река Дон на карте представлена на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Карта расположения реки Дон

Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	150	150	150	150	350	350	350	350	350	350	150	150
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Испарение	-	-	-	-	74	143	112	74	-	-	-	-
Льдообразование	14	12	9	10	-61	-	-	-	-	-	-	19
Шлюзование	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## 1.2 Геологические условия

Территория сложена толщей (500-550 м) осадочных пород, залегающих на скальном основании докембрийского возраста. В состав осадочной толщи входят породы мелового, неогенового и четвертичного возрастов. На дневной поверхности залегают четвертичные отложения, в отдельных местах – неогеновые породы. Неогеновые породы имеют морское происхождение. В районе проектируемой ГЭС реки Дон протекает известняк.

## 1.3 Энерго-экономическая характеристика региона

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше на 2015-2021 годы представлена на рисунке 1.3.

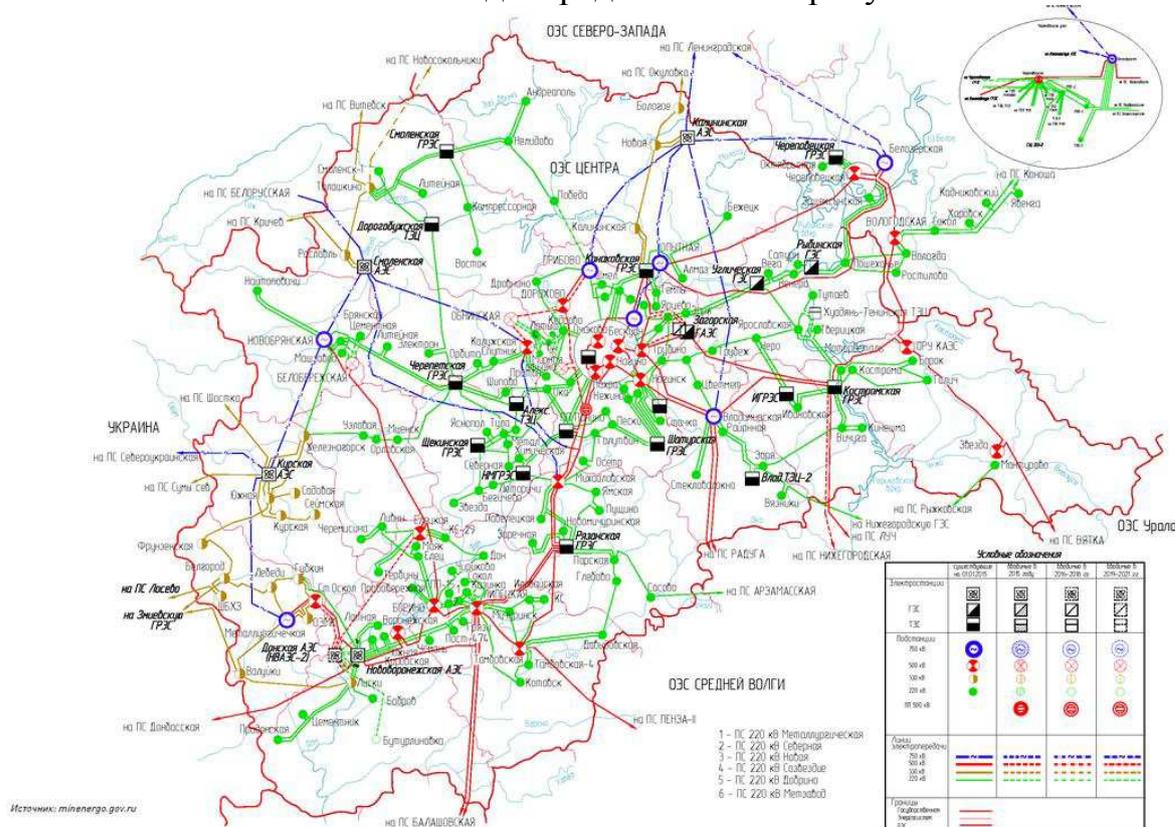


Рисунок 1.3 – Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше на 2015-2021 годы

Данные по энергосистеме:

- объединенная энергосистема Центра;
- установленная мощность существующих ГЭС 1852 МВт;
- гарантированная мощность существующих ГЭС 1100МВт;
- резервы: нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 8%;
- коэффициент мощности  $k_N=8,4$ .

## 2 Водно-энергетические расчеты

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

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся месяцы IV, V; к периоду межени относятся VI - III месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания [1]. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов;

$n$  – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно. Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	Годы	Q <sub>ср.г.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>ср. п.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>ср. м.</sub> , м <sup>3</sup> /с
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	1955 - 1956	1076	1966 - 1967	4325	1990 - 1991	874
2	4	1953 - 1954	1049	1955 - 1956	4142	1989 - 1990	819
3	6	1957 - 1958	1003	1958 - 1959	3214	1953 - 1954	781
4	8	1989 - 1990	994	1962 - 1963	2871	1952 - 1953	694
5	10	1966 - 1967	985	1957 - 1958	2831	1991 - 1992	675
6	12	1990 - 1991	977	1994 - 1995	2788	1998 - 1999	658
7	14	1962 - 1963	956	1970 - 1971	2698	1957 - 1958	638
8	16	1991 - 1992	951	1959 - 1960	2662	1980 - 1981	621
9	18	1958 - 1959	924	1979 - 1980	2583	1987 - 1988	613
10	20	1978 - 1979	884	1995 - 1996	2563	1983 - 1984	596
11	22	1994 - 1995	876	1961 - 1962	2510	1978 - 1979	584
12	24	1981 - 1982	873	1986 - 1987	2481	1982 - 1983	574
13	25	1998 - 1999	872	1968 - 1969	2466	1962 - 1963	573
14	27	1982 - 1983	869	1999 - 2000	2461	1981 - 1982	566

## Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
15	29	1952 - 1953	839	1981 - 1982	2408	1956 - 1957	530
16	31	1956 - 1957	835	1953 - 1954	2387	1988 - 1989	530
17	33	1988 - 1989	807	1978 - 1979	2382	1984 - 1985	520
18	35	1980 - 1981	807	1956 - 1957	2360	1950 - 1951	509
19	37	1986 - 1987	797	1982 - 1983	2343	1994 - 1995	493
20	39	1961 - 1962	788	1991 - 1992	2333	1977 - 1978	473
21	41	1977 - 1978	779	1985 - 1986	2320	1960 - 1961	468
22	43	1987 - 1988	767	1977 - 1978	2311	1958 - 1959	466
23	45	1983 - 1984	766	1951 - 1952	2262	1955 - 1956	462
24	47	1950 - 1951	760	1976 - 1977	2257	1986 - 1987	461
25	49	1985 - 1986	754	1988 - 1989	2192	1954 - 1955	450
26	51	1976 - 1977	735	1992 - 1993	2163	1961 - 1962	443
27	53	1984 - 1985	718	1950 - 1951	2018	1985 - 1986	441
28	55	1959 - 1960	699	1967 - 1968	2016	1976 - 1977	431
29	57	1993 - 1994	666	1993 - 1994	1956	1969 - 1970	423
30	59	1960 - 1961	658	1998 - 1999	1941	1993 - 1994	408
31	61	1969 - 1970	654	1989 - 1990	1869	1965 - 1966	406
32	63	1979 - 1980	652	1974 - 1975	1833	1997 - 1998	404
33	65	1965 - 1966	643	1965 - 1966	1825	1974 - 1975	385
34	67	1970 - 1971	641	1969 - 1970	1809	1967 - 1968	319
35	69	1995 - 1996	639	1997 - 1998	1759	1966 - 1967	317
36	71	1997 - 1998	630	1980 - 1981	1735	1959 - 1960	307
37	73	1974 - 1975	626	1984 - 1985	1710	1996 - 1997	305
38	75	1951 - 1952	622	1983 - 1984	1617	1951 - 1952	295
39	76	1968 - 1969	613	1960 - 1961	1610	1971 - 1972	292
40	78	1967 - 1968	602	1971 - 1972	1591	1963 - 1964	280
41	80	1999 - 2000	601	1952 - 1953	1567	1992 - 1993	265
42	82	1954 - 1955	594	1964 - 1965	1548	1979 - 1980	265
43	84	1992 - 1993	582	1987 - 1988	1534	1995 - 1996	255
44	86	1971 - 1972	508	1990 - 1991	1491	1968 - 1969	242
45	88	1963 - 1964	463	1963 - 1964	1378	1964 - 1965	237
46	90	1964 - 1965	455	1975 - 1976	1365	1970 - 1971	230
47	92	1996 - 1997	412	1954 - 1955	1311	1999 - 2000	229
48	94	1973 - 1974	369	1973 - 1974	1221	1973 - 1974	198
49	96	1975 - 1976	357	1972 - 1973	1207	1972 - 1973	167
50	98	1972 - 1973	341	1996 - 1997	947	1975 - 1976	155

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.

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

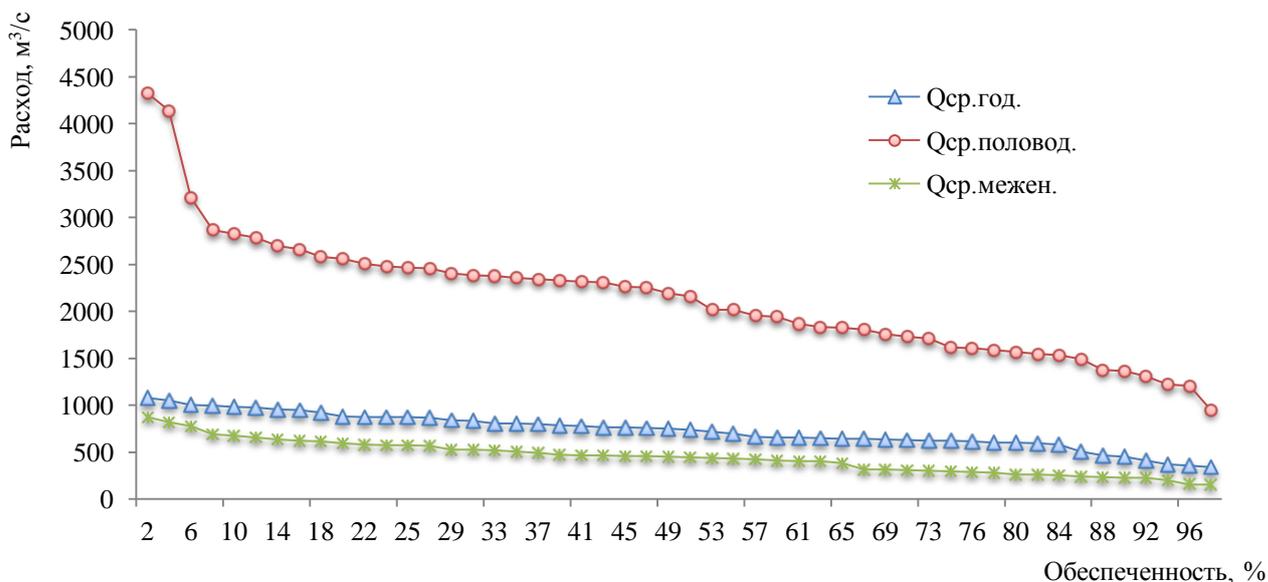


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности

### 2.1.1 Выбор расчетного средневодного года (p = 50%)

При заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Необходимо выполнить расчет для двух лет: 1985-1986 г.г. и 1976-1977 г.г. Определим коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно для 1985-86 и 1976-77 года:

1985–1986:

$$K_M = \frac{Q_{M1954-55}}{Q_{M1985-86}} = 1,02;$$

1976–1977:

$$K_{II} = \frac{Q_{II1992-93}}{Q_{II1976-77}} = 0,96;$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II1988-89}}{Q_{II1985-86}} = 0,94;$$

$$K_M = \frac{Q_{M1961-62}}{Q_{M1976-77}} = 1,03.$$

Так как коэффициенты приведения по межени и половодью ближе к единице оказались у 1976-1977 года, его фактический исходный гидрограф и примем за основу для получения расчетного. Расчетный средневодный год без приведения и с приведением по межени и половодью представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетный средневодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяцы	Половодье		Межень									
	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Q <sub>1976-1977</sub>	2265	2249	1418	749	530	249	184	172	269	171	242	327
Q <sub>50%,(пр)</sub>	2171	2155	1457	770	545	256	189	177	276	176	249	336

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

При заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности присутствует конкретный год. Необходимо выполнить вышеприведенный расчет для 1964-1965 года. Определим коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_M = \frac{Q_{M1970-71}}{Q_{M1964-65}} = 0,97; \quad K_{II} = \frac{Q_{II1975-76}}{Q_{II1964-65}} = 0,88;$$

Расчетный маловодный год без приведения и с приведением по межени и половодью представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетный маловодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяцы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Q <sub>90%</sub>	1420	1675	399	141	129	135	199	294	279	233	285	271
Q <sub>90%(пр)</sub>	1252	1477	388	137	126	131	194	286	271	227	277	264

Скорректируем гидрограф средневодного года в те месяцы, где расход меньше по величине расхода за соответствующие месяцы маловодного года (табл.2.4).

Таблица 2.4 – Расчетные гидрографы средневодного года с приведением и с корректировкой по маловодному году

Месяцы	Половодье		Межень									
	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Q <sub>90%</sub> (пр)	1252	1477	388	137	126	131	194	286	271	227	277	264
Q <sub>50%</sub> (пр)	2171	2155	1457	770	545	256	189	177	276	176	249	336
Q <sub>50%</sub> , (пр, корр)	2171	2155	1187	770	545	256	210	300	276	250	300	336

Расчетные гидрографы заданной обеспеченности стока представлены на рисунке 2.2.

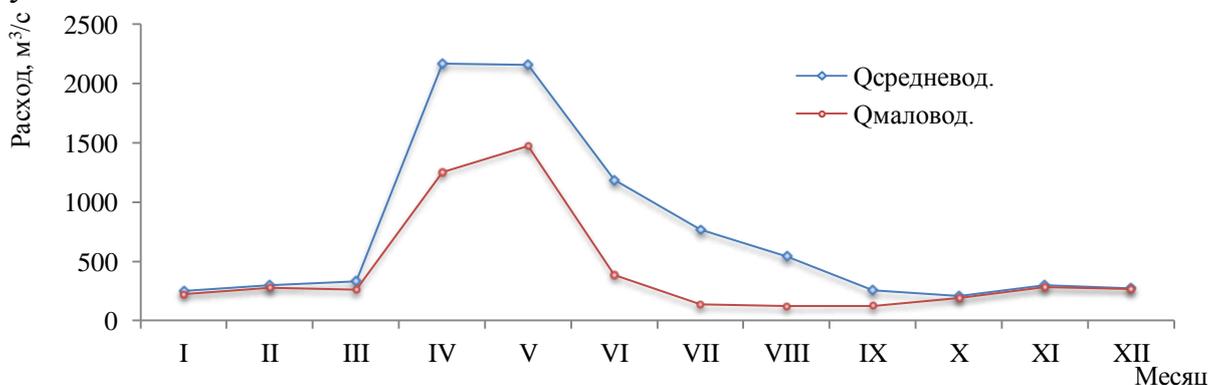


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы средневодного и маловодного года

## 2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного графика нагрузки объединенной энергосистемы Центра определяем коэффициенты плотности суточного летнего  $\beta_{сут}^л$  и зимнего  $\beta_{сут}^з$  графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума:

$$\beta_{сут}^л = \frac{\bar{P}}{P_{\max}} = 0,89; \beta_{сут}^з = \frac{\bar{P}}{P_{\max}} = 0,89; \alpha_{лет} = \frac{P_{\max}^{лет}}{P_{\max}^{зим}} = 0,71.$$

Суточные графики нагрузки сведем в таблицу 2.5.

Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем нагрузку в течение суток в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет координат интегральной кривой нагрузки сведем в таблицы 2.6 и 2.7 для летнего и зимнего периодов соответственно.

Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки представлены на рисунках 2.3 и 2.4.

Таблица 2.5 – Суточные графики нагрузки

Час	Зима	Лето
	$P_t^з$ , МВт	$P_t^л$ , МВт
1	28001	20192
2	27207	19288
3	26784	18854
4	26884	18249
5	27295	18200
6	28621	19262
7	31162	21158
8	33474	23009
9	35223	25211
10	36137	26094
11	36285	26134
12	35642	25986
13	35391	25676
14	35088	26162
15	35052	26184
16	35009	25950
17	35425	25404
18	36664	25288
19	36046	24820
20	35582	24335
21	34830	24821
22	33342	25206
23	31026	23493
24	29270	21721

Таблица 2.6 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для зимнего периода

№ часа	Pt, МВт	ΔPt, МВт	Δt, ч	ΔЭ, МВт·ч	PΣ, МВт	ЭΣ, МВт·ч
1	36664	379	1	379	379	379
2	36285	148	2	296	527	675
3	36137	91	3	273	618	948
4	36046	404	4	1616	1022	2564
5	35642	60	5	300	1082	2864
6	35582	157	6	942	1239	3806
7	35425	34	7	238	1273	4044
8	35391	168	8	1344	1441	5388
9	35223	135	9	1215	1576	6603
10	35088	36	10	360	1612	6963
11	35052	43	11	473	1655	7436
12	35009	179	12	2148	1834	9584
13	34830	1356	13	17628	3190	27212
14	33474	132	14	1848	3322	29060
15	33342	2180	15	32700	5502	61760
16	31162	136	16	2176	5638	63936
17	31026	1756	17	29852	7394	93788
18	29270	649	18	11682	8043	105470
19	28621	620	19	11780	8663	117250
20	28001	706	20	14120	9369	131370
21	27295	88	21	1848	9457	133218
22	27207	323	22	7106	9780	140324
23	26884	100	23	2300	9880	142624
24	26784	26784	24	642816	36664	785440

Таблица 2.7 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для летнего периода

№ часа	Pt, МВт	ΔPt, МВт	Δt, ч	ΔЭ, МВт·ч	PΣ, МВт	ЭΣ, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
1	26184	22	1	22	22	22
2	26162	28	2	56	50	78
3	26134	40	3	120	90	198
4	26094	108	4	432	198	630
5	25986	36	5	180	234	810
6	25950	274	6	1644	508	2454
7	25676	272	7	1904	780	4358
8	25404	116	8	928	896	5286
9	25288	77	9	693	973	5979
10	25211	5	10	50	978	6029
11	25206	385	11	4235	1363	10264
12	24821	1	12	12	1364	10276
13	24820	485	13	6305	1849	16581
14	24335	842	14	11788	2691	28369
15	23493	484	15	7260	3175	35629
16	23009	1288	16	20608	4463	56237

### Окончание таблицы 2.7

1	2	3	4	5	6	7
17	21721	563	17	9571	5026	65808
18	21158	966	18	17388	5992	83196
19	20192	904	19	17176	6896	100372
20	19288	26	20	520	6922	100892
21	19262	408	21	8568	7330	109460
22	18854	605	22	13310	7935	122770
23	18249	49	23	1127	7984	123897
24	18200	18200	24	436800	26184	560697

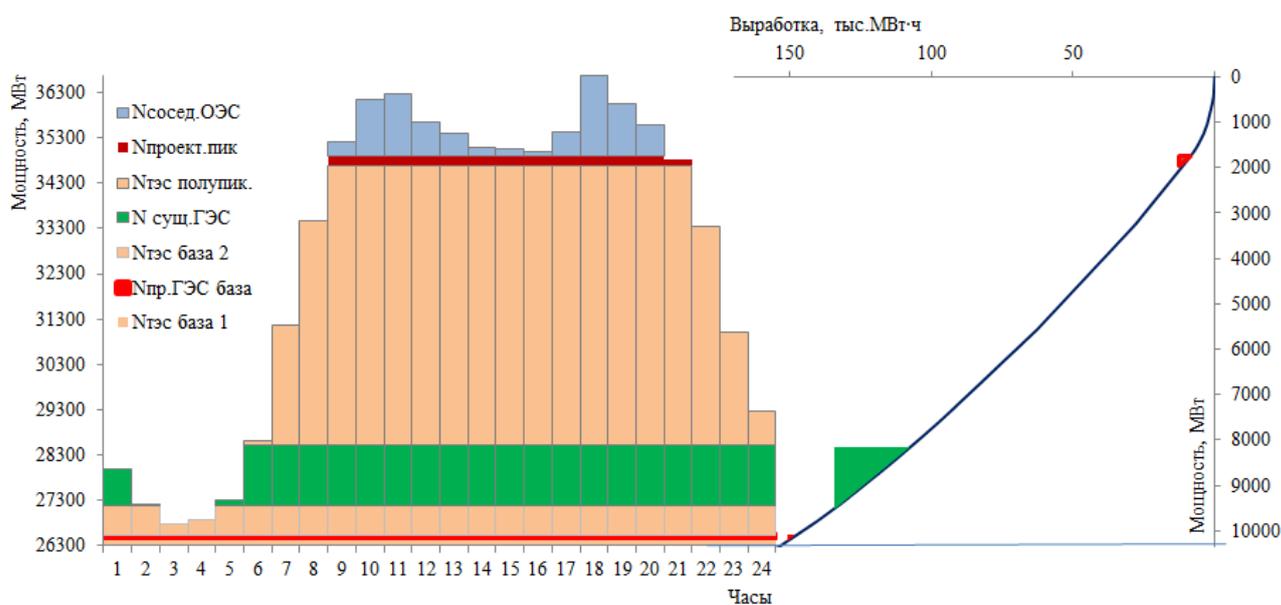


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

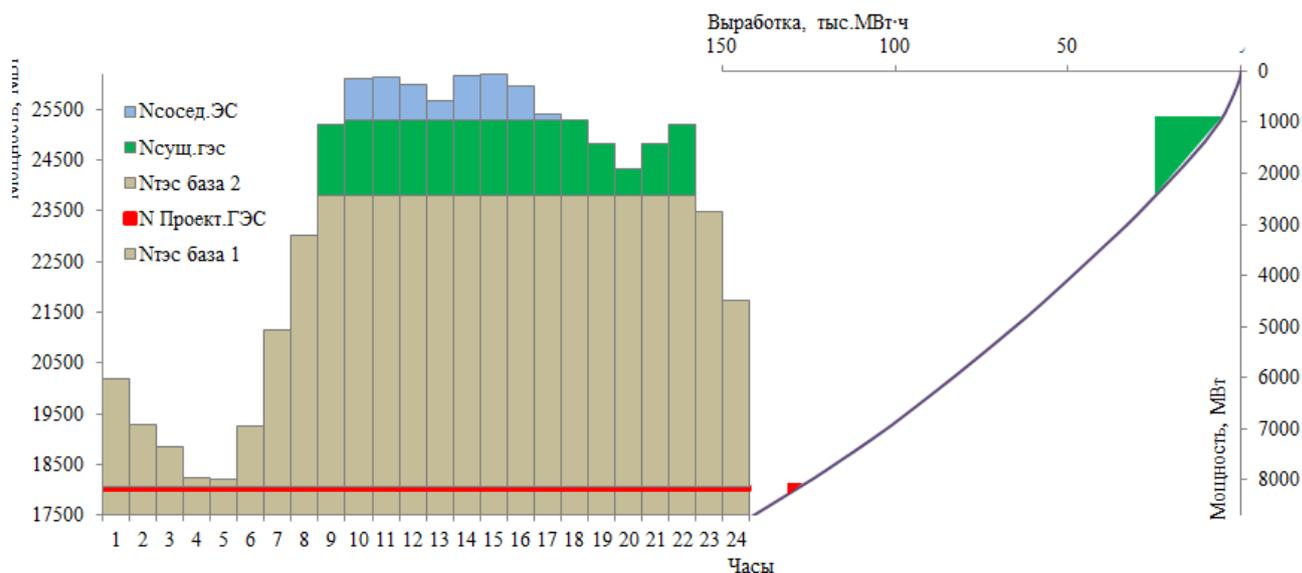


Рисунок 2.4 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

### 2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

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

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;  
 $a$ ,  $b$ , – коэффициенты, которых определяются по формулам [1]:

$$a = \frac{P_c^{max} + P_l^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 + a_{лет}}{2}; \quad (2.3)$$

$$b = \frac{P_c^{max} - P_l^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 - a_{лет}}{2}; \quad (2.4)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$\bar{P}_t = P_t^{max} \cdot \beta_t^{сут} \cdot \sigma_{мес}, \quad (2.5)$$

где  $\beta_t^{сут}$  – коэффициент плотности суточного графика нагрузки  $t$ -го месяца;  
 $\sigma_{мес}$  – коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки,  
 $\sigma_{мес} = 0,955$  [1].

Поскольку  $\beta_t^{сут}$  одинаков для июня и декабря, то промежуточные значения  $\beta_t^{сут}$  также будут равны 0,89.

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «Центр» представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$\beta_t^{сут}$	$P_{max}$ , МВт	$P_{ср}$ , МВт
1	2	3	4
I	0,89	36485	31102
II	0,89	35129	29943
III	0,89	32780	27939
IV	0,89	30068	25625
V	0,89	27719	23621
VI	0,89	26363	22463
VII	0,89	26363	22463
VIII	0,89	27719	23621

Окончание таблицы 2.8

1	2	3	4
IX	0,89	30068	25625
X	0,89	32780	27939
XI	0,89	35129	29943
XII	0,89	36485	31102

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунках 2.5 и 2.6 соответственно.

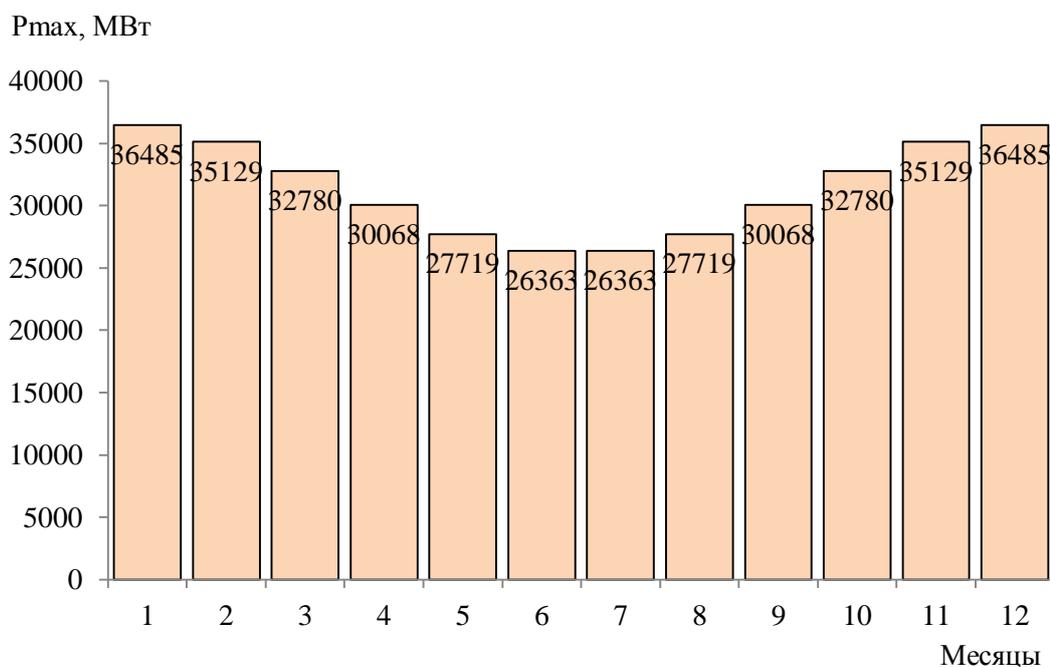


Рисунок 2.5 – График максимальных нагрузок энергосистемы

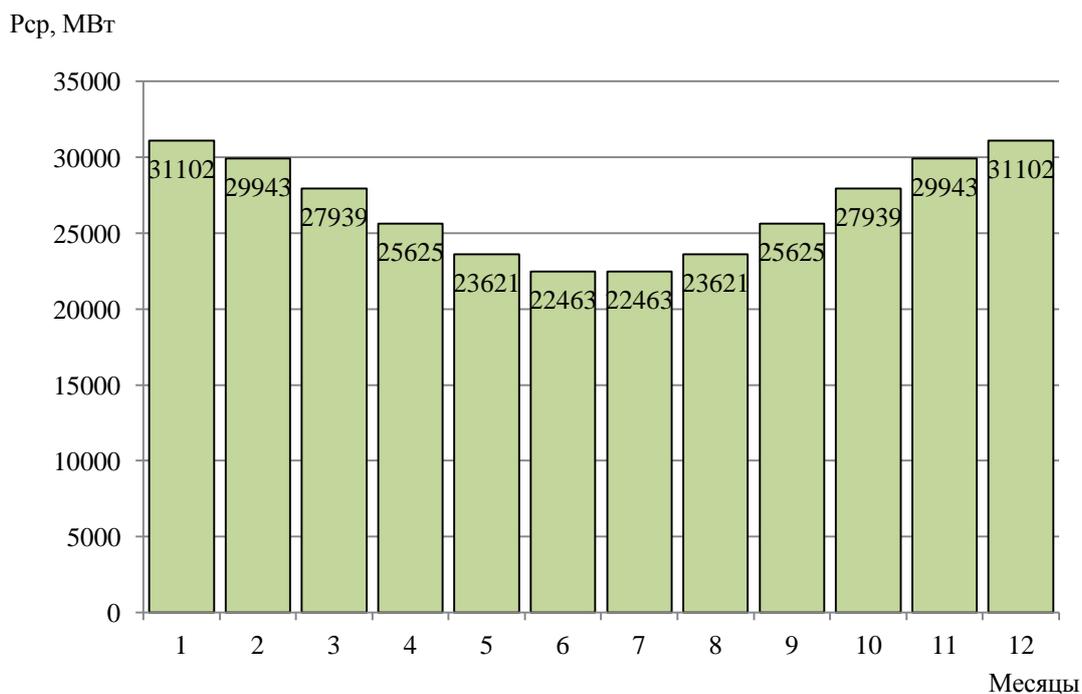


Рисунок 2.6 – График среднемесячных нагрузок энергосистемы

## 2.4 Покрывание графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими гидроэлектростанциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию. Участие в покрытии суточных графиков нагрузки задается по существующим ГЭС в виде установленной и гарантированной мощностей:

$$N_{уст. ГЭС}^{суц. ГЭС} = 1852 \text{ МВт};$$

$$N_{гар. ГЭС}^{суц. ГЭС} = 1100 \text{ МВт}.$$

Найдем рабочую мощность существующих ГЭС. Принимаем, что нагрузочный резерв энергосистемы, равный 1,5 % от годового максимума нагрузки полностью расположен на существующих ГЭС и проектируемой ГЭС.

На долю существующих ГЭС приходится 1,4% от  $P_{max}$ , соответственно на долю проектируемой примем 0,1% от  $P_{max}$ . Расчет рабочей мощности существующих ГЭС сведем в таблицу 2.9. В этой же таблице приведем значения системного резерва, расположенного на проектируемой ГЭС.

Таблица 2.9 – Рабочие мощности существующих ГЭС

Месяц	Зима						Лето					
	I	II	III	IV	XI	XII	V	VI	VII	VIII	IX	X
$P_{max}$ , МВт	36485	35129	32780	30068	35129	36485	27719	26363	26363	27719	30068	32780
Нагр. резерв 1,5%	547	527	492	451	527	547	416	395	395	416	451	492
Нагр. рез. суц. ГЭС 1,4%	511	492	459	421	492	511	388	369	369	388	421	459
Нуст. суц, МВт	1852											
Нраб. суц., МВт	1341	1360	1393	1431	1360	1341	1464	1483	1483	1464	1431	1393
Нрез. пр. ГЭС, МВт	36	35	33	30	35	36	28	26	26	28	30	33

Суточная гарантированная выработка энергии существующих ГЭС:

$$\mathcal{E}_{ср.сут.}^{суц. ГЭСЗИМ} = N_{гар} \cdot t = 1100 \cdot 24 = 26400 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.6)$$

$$\mathcal{E}_{ср.сут.}^{суц. гэс лет} = N_{гар} \cdot \alpha_{лет} \cdot t = 1100 \cdot 24 \cdot 0,71 = 18744 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.7)$$

Затем, используя ИКН по среднесуточной выработке и расчетной рабочей мощности существующих ГЭС, определяем зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета (рис. 2.3, 2.4).

## 2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года, расходы которого соответствуют 90% обеспеченности, вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле [1]:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_i^{90\% \text{полез}} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.8)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности;  
 $Q_i^{90\% \text{полез}}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года;  
 $H_{ГЭС}^{\text{подв}}$  – подведенный напор ГЭС.

$$H_{ГЭС}^{\text{подв}} = z_{ВБ} - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (2.9)$$

где  $z_{ВБ}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ВНПУ;  
 $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях ( $\Delta h = 0,45$  м);  
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определяемый по кривой связи расходов и уровней в НБ (рис. 2.7).

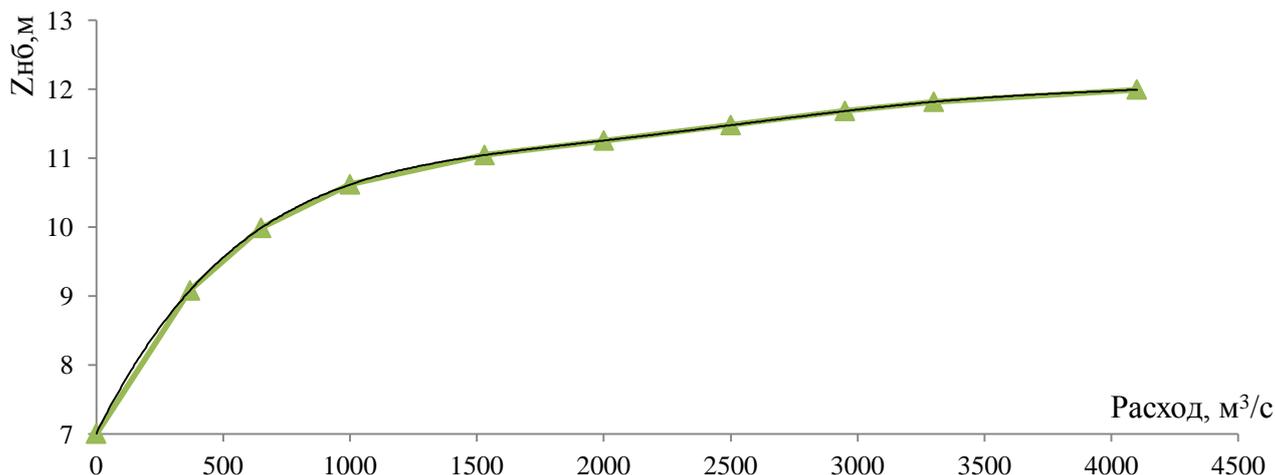


Рисунок 2.7 – кривые связи расходов и отметок в НБ

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.10)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса (минимальный санитарный попуск в нижний бьеф).

Расчет сведем в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Показатель	Единицы измерения	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт 90%	м <sup>3</sup> /с	227	277	264	1252	1477	388	137	126	131	194	286	271
Фильтрация $Q_{\phi}$	м <sup>3</sup> /с	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Испарение $Q_{и}$	м <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	74	143	112	74	0	0	0	0
Льдообразование $Q_{л}$	м <sup>3</sup> /с	14	12	9	10	-61	0	0	0	0	0	0	19
Потребление	м <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Qгэс.пол	м <sup>3</sup> /с	234	282	266	1255	1335	238	18	45	124	187	279	283
Zвб	м	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
Zнб(Qнб)	м	8,29	8,29	8,29	8,29	9,13	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	7,81	7,81
Нгэс,быт	м	20	20	20	20	19	20	20	20	20	20	21	21
Нгэс (быт)	МВт	40	48	45	214	218	39	3	7	21	31	49	49
Qвхк	м <sup>3</sup> /с	150	150	150	150	350	350	350	350	350	350	150	150
Zнб (Qвхк)	м	8	8	8	8	10	9	9	9	9	9	8	8
Н (ВХК)	м	21	20	20	20	19	19	19	19	19	19	21	21
N (ВХК)	МВт	26	26	26	26	56	57	57	57	57	57	26	26

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверхбытовой, что может быть достигнуто за счет регулирования водохранилища. Поэтому целесообразно в летние месяцы проектируемой ГЭС работать с мощностями, соответствующими требованиям ВХК, при этом избытки бытового притока воды в водохранилище аккумулировать для последующего использования в зимний напряженный для энергосистемы период. На рисунок 2.8 изображен режим работы проектируемой ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК в графике среднемесячных нагрузок энергосистемы. На рисунок 2.9 изображен режим работы проектируемой ГЭС при котором в каждый месяц года выполняются требования ВХК и избытки летней мощности вытесняют мощности ТЭС в зимний период, в период прохождения в энергосистемой максимума нагрузки.

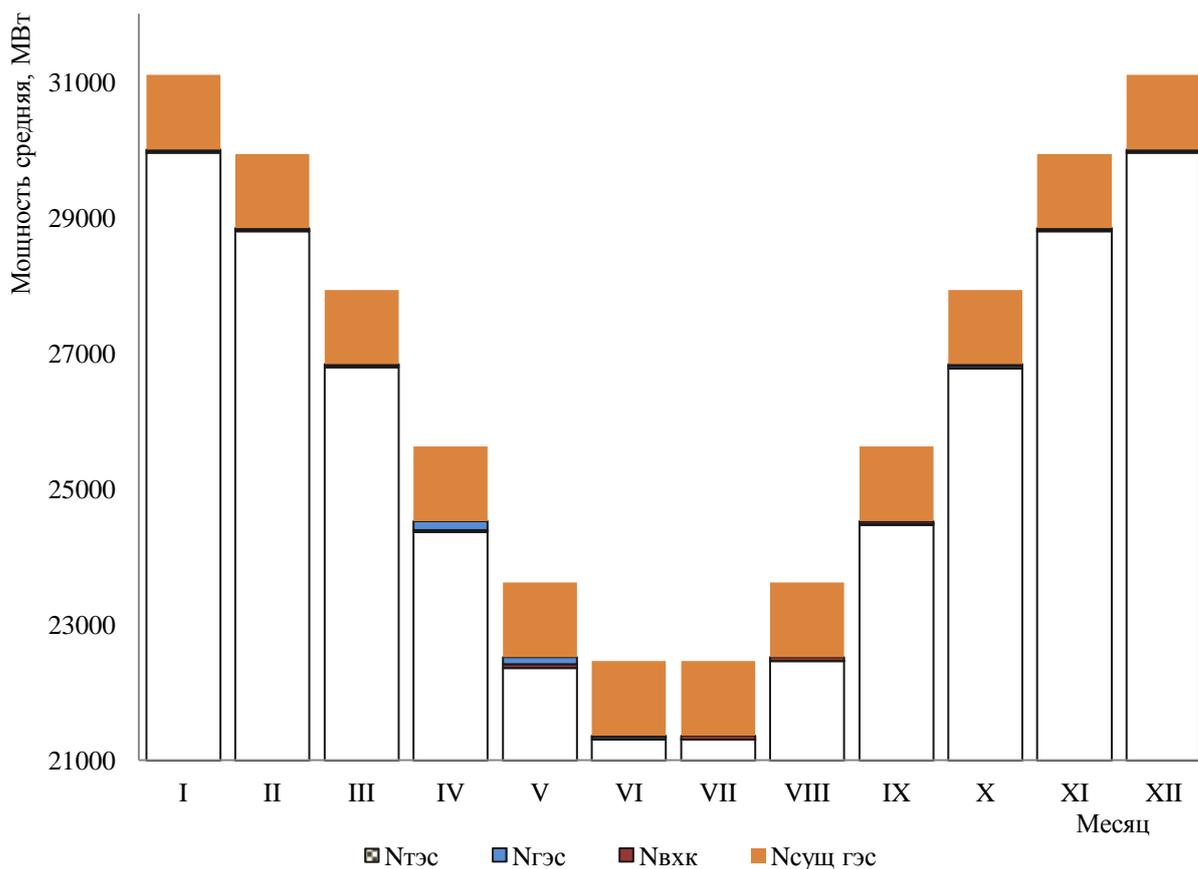


Рисунок 2.8 - Режим работы проектируемой ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

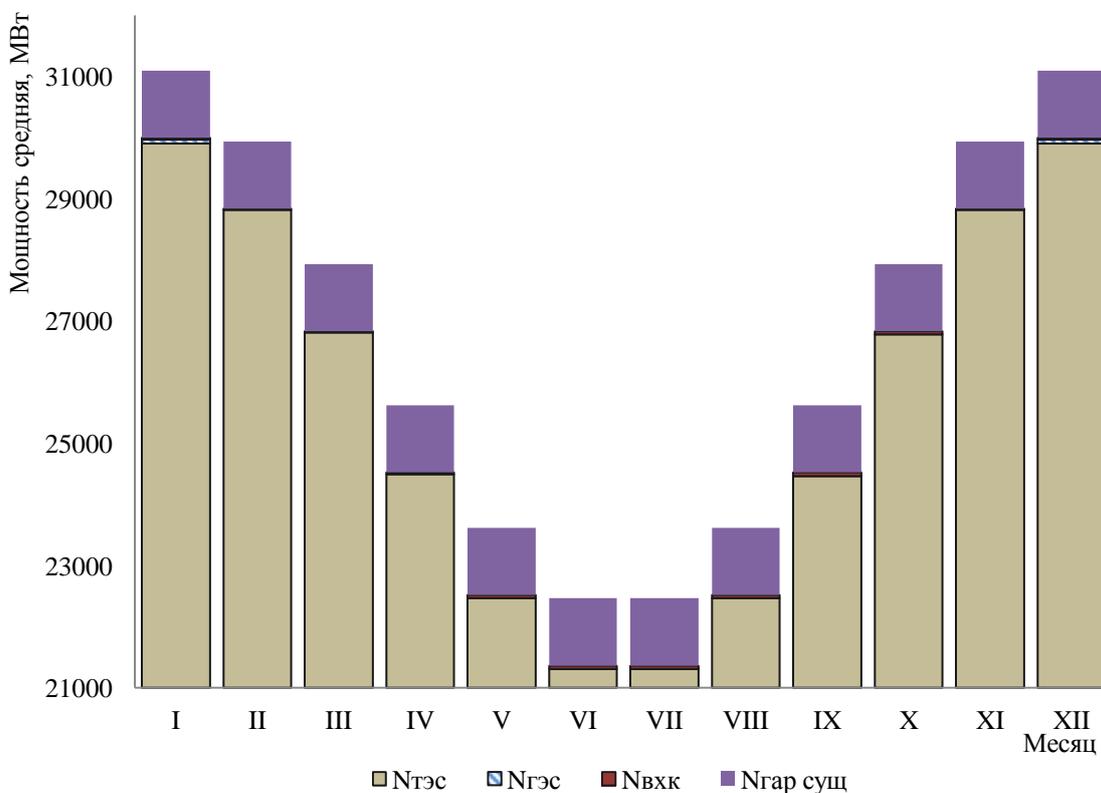


Рисунок 2.9 - Режим работы проектируемой ГЭС с регулированием

## 2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет регулирования стока проводим исходя из следующих требований:

– равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода (НПУ);

– диапазон колебаний напоров ГЭС не должен превышать 30-40%  $H_{\max}^{подо}$  (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС), так определяем предварительно отметку УМО;

– в маловодном году при расчете гарантированной мощности отсутствуют холостые сбросы воды;

– во все месяцы года работа проектируемой ГЭС должна обеспечивать расход в НБ не меньше требуемого ВХК;

– избыток воды в половодный период перераспределяем в зимние месяцы с целью вытеснения тепловых мощностей в период прохождения максимума нагрузки энергосистемой;

– окончательно отметку УМО определяем как  $Z_{ВБ.min}$ , исходя из соотношения  $H_{min}/H_{max}$ , предварительно наметив по значению  $H_{max}$  тип устанавливаемой гидротурбины.

При выполнении расчетов строим по таблице 1.4 график зависимости отметки верхнего бьефа от объема водохранилища (рис.2.10).

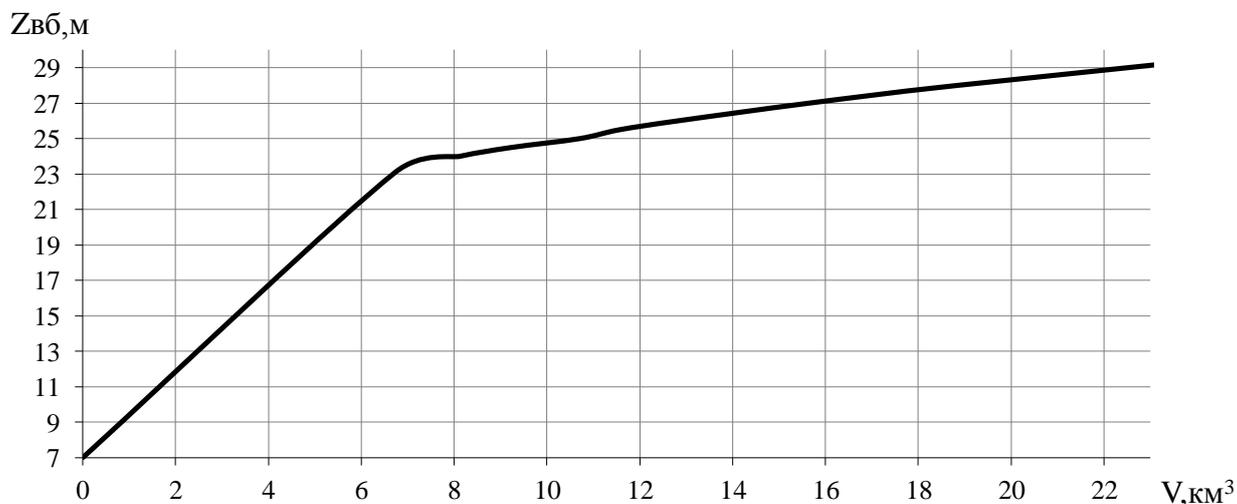


Рисунок 2.10 – Кривая связи объемов и уровней в ВБ

Исходя из данных расчета таблицы А.1 Приложения 1 строим график сработки-наполнения водохранилища в маловодный год (рис. 2.11).

Максимальная гарантированная мощность приходится на зимние месяцы, принимаем в качестве расчетной максимальную гарантированную мощность для декабря  $N_{гарXII}=126$  МВт.

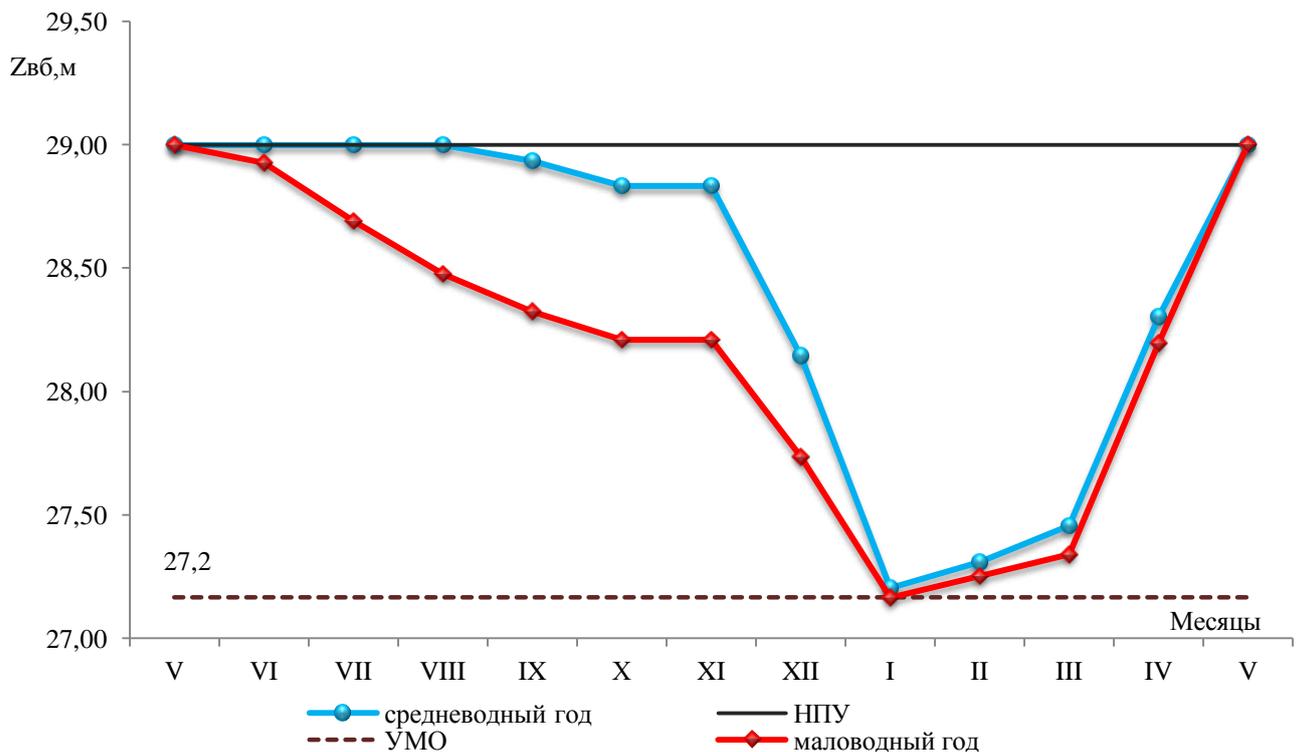


Рисунок 2.11 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном году

Определим режим работы проектируемой ГЭС в суточных (зимнем и летнем) графиках максимальной нагрузки энергосистемы, т.е. определим зону работы ГЭС в суточном графике нагрузки.

$$\mathcal{E}_{\text{гар.зим}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 = 126 \cdot 24 = 3024 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Часть рабочей мощности проектируемой ГЭС располагаем в базовой части суточного графика нагрузки, соответствующей расходу ВХК:

$$N_{\text{гар}}^{\text{баз}} = K_N \cdot Q_{\text{ВХК}}^{\text{XII}} \cdot H_{\text{XII}} = 8,4 \cdot 150 \cdot 17,8 = 25 \text{ МВт.}$$

Оставшуюся часть гарантированной выработки размещаем в полупиковой части суточного графика нагрузки.

Аналогичные расчеты осуществляем для летних суток (июня). Так как в июне проектируемая ГЭС в маловодном году работает с минимальным расходом, соответствующим расходу ВХК, равным  $350 \text{ м}^3/\text{с}$ , соответственно в суточном графике нагрузке зона работы проектируемой ГЭС будет приходиться исключительно на базовую зону.

$$\mathcal{E}_{\text{гар.лет}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{VI}} \cdot 24 = 56 \cdot 24 = 1344 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Вписываем треугольник мощностей проектируемой ГЭС в интегральную кривую нагрузки для зимнего и летнего периодов. Определяем вытесняющую рабочую мощность проектируемой ГЭС для зимних суток:

$$N_{\text{рыб.выт}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{баз}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{полулик}}^{\text{пр.ГЭС}} = 25 + 191 = 216 \text{ МВт.}$$

## 2.7 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС. Баланс мощности и энергии в энергосистеме

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1,5 %  $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$ , аварийный резерв составляет 8% от  $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС в размере 1,4%, а 0,1%  $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$  расположен на проектируемой ГЭС, аварийный резерв целесообразно размещать на ТЭС.

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.17)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 216 + 36 = 252 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ТЭС}} \quad (2.18)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 308,7 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 42 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}$$

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.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2}$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left( \frac{37847}{4} + \frac{37847}{2} \right) = 28385 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}$$

Расчеты представлены в таблице 2.11 и баланс мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.12.

Таблица 2.11 – Баланс мощности энергосистемы

Месяц	Система			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС		
	Рс max	N н.р.	N а.р.	Нраб	N н.р.	N рем.	Нраб	N н.р.	N рем.	Нраб	N а.р.	N рем.
I	36485	547	2919	1341	511	-	216	36	-	34928	2919	
II	35129	527	2810	1360	492	-	23	35	-	33553	2810	
III	32780	492	2622	1393	459	-	23	33	21	31171	2622	
IV	30068	451	2405	1431	421	-	23	30	21	28421	2405	
V	27719	416	2218	1464	388	-	55	28	-	26039	2218	7096
VI	26363	395	2109	1483	369	-	56	26	-	24664	2109	7096
VII	26363	395	2109	1483	369	-	55	26	-	24664	2109	7096
VIII	27719	416	2218	1464	388	-	55	28	-	26039	2218	7096
IX	30068	451	2405	1431	421	154	54	30	-	28421	2405	
X	32780	492	2622	1393	459	154	54	33	-	31171	2622	
XI	35129	527	2810	1360	492	-	45	35	-	33553	2810	
XII	36485	547	2919	1341	511	-	216	36	-	34928	2919	
	N уст., МВт			1852			252			37847		

Баланс энергии энергосистемы представлен в таблице 2.12 и на рисунке 2.13.

Таблица 2.12 – Баланс энергии энергосистемы

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Рср, МВт	31102	29943	27939	25625	23621	22463	22463	23621	25625	27939	29943	31102
N <sub>ГЭС гар.сущ</sub> , МВт	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
N <sub>ГЭС гар.проект</sub> , МВт	126	23	23	22	56	56	55	55	54	54	45	126
N <sub>ТЭС</sub> , МВт	29876	28820	26816	24502	22465	21307	21308	22466	24470	26785	28798	29875

Расчет режима работы проектируемой ГЭС с расходами 50% обеспеченности осуществляется аналогично расчету при выборе гарантированных мощностей в маловодном году и целью данного расчета является определение среднемноголетней выработки электроэнергии.

Расчет сведен в таблицу Б.1 (Приложение Б). График сработки-наполнения водохранилища Ростовской ГЭС средневодного года представлен на рисунке 2.11. Среднемноголетняя выработка электроэнергии равна 827 млн.кВт·ч.

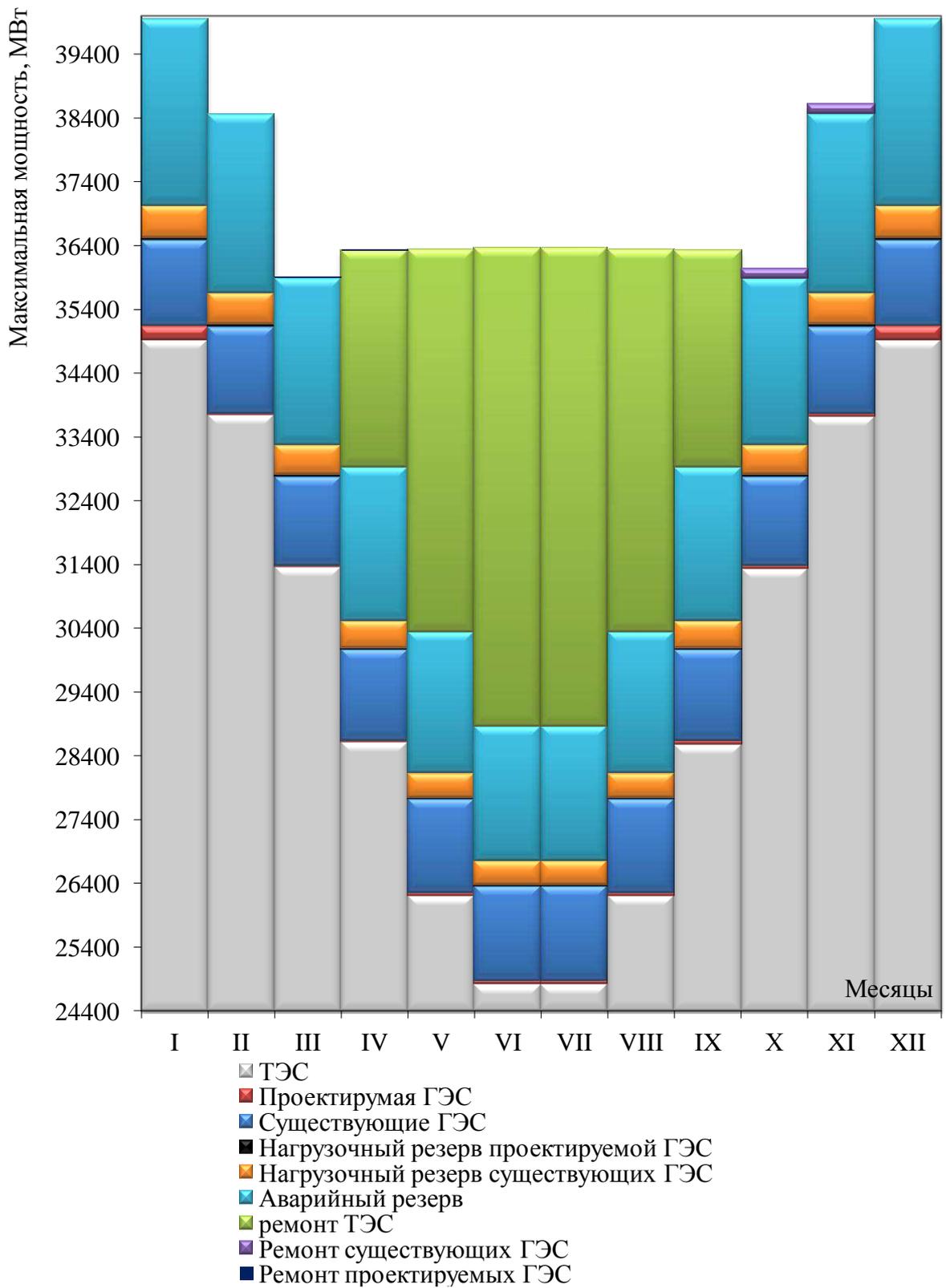


Рисунок 2.12 – Баланс мощности энергосистемы

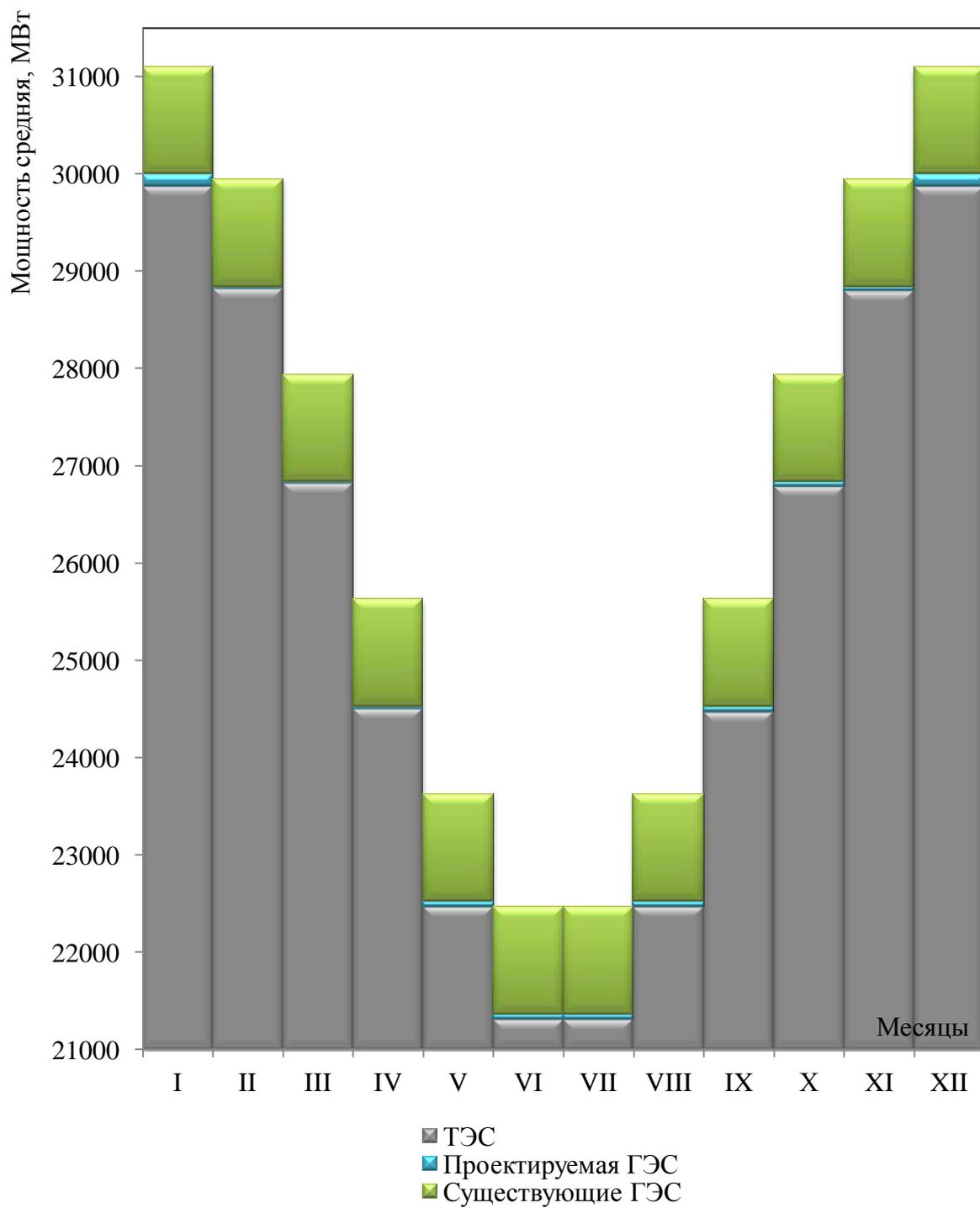


Рисунок 2.13 – Баланс энергии энергосистемы

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

Задача выбора основного энергетического оборудования, состоит в определении его типов и параметров, которые при заданной исходной информации, выполнении всех требуемых ограничений, обеспечивали бы развитие энергосистемы за счёт проектируемой ГЭС с минимальными затратами на строительство и максимальной прибылью при эксплуатации.

#### 3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО [1].

Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по 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 устройствах.

Ограничение слева, на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса, который составляет  $Q_{\min} = 300 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Ограничение по расчетной установленной мощности определяем по уравнению:

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

где  $k_N$  - коэффициент мощности ( $k_N = 8,4$ );

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

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{\text{уст}}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{ГЭС}^{\text{max}}$  – максимальный расход через ГЭС;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС (выбирается произвольно);

$H_p$  – расчётный напор.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			По расчетной установленной мощности		По пропускной способности	
Q, м <sup>3</sup> /с	Z <sub>нб</sub> , м	H <sub>нпу</sub> , м	H <sub>нумо</sub> , м	H <sub>р</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	7	21,55	19,75	20,75	17,6	1700	15,3	1740
370	9,08	19,47	17,67	18,67	17,4	1720	15,4	1750
650	9,99	18,56	16,76	17,76	17,2	1740	15,6	1760
1000	10,62	17,93	16,13	17,13	17,0	1760	15,8	1770
1530	11,05	17,50	15,70	16,70	16,9	1780	16,0	1780
2000	11,26	17,29	15,49	16,49	16,7	1800	16,2	1790
2500	11,48	17,07	15,27	16,27	16,5	1820	16,3	1800
2950	11,69	16,86	15,06	16,06	16,3	1840	16,5	1810
3300	11,82	16,73	14,93	15,93	16,1	1860	16,7	1820
4100	12,00	16,55	14,75	15,75	16,0	1880	16,9	1830

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

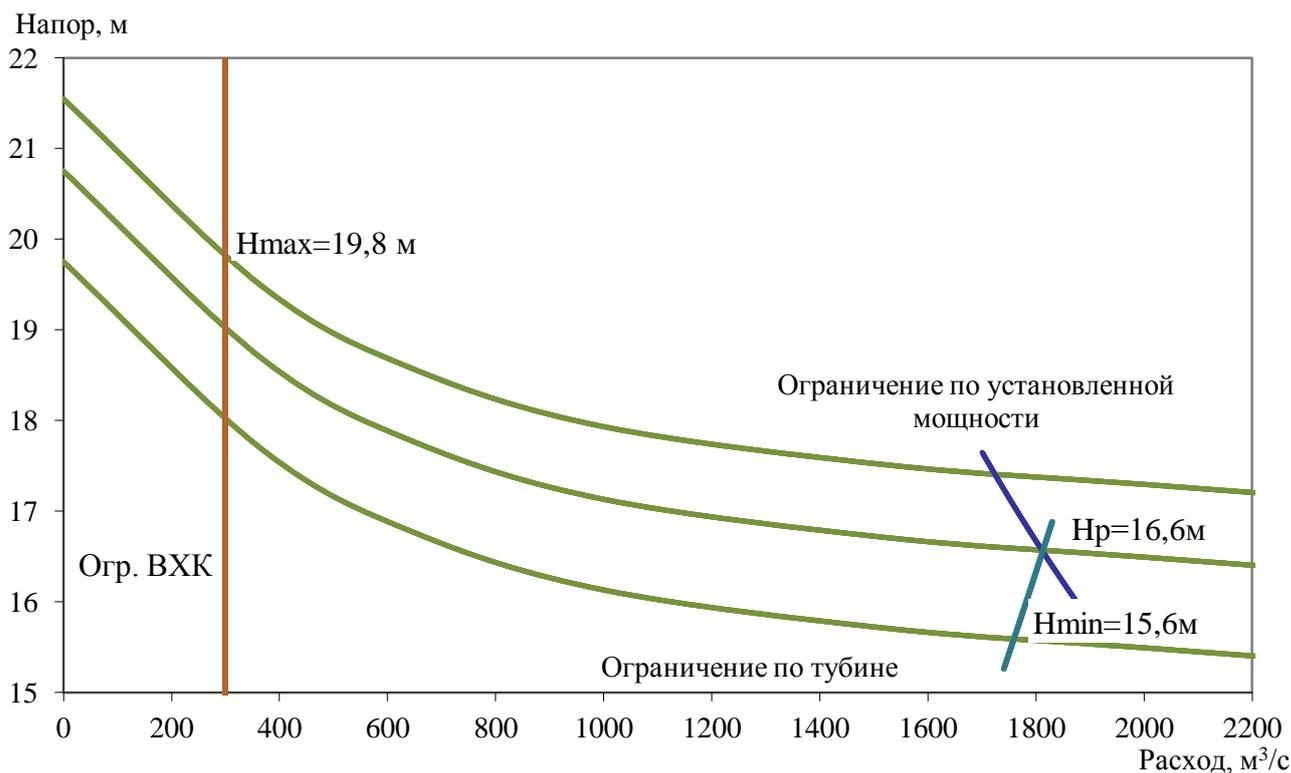


Рисунок 3.1 - Режимное поле Ростовской ГЭС по напору и расходу

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор  $H_p = 16,6$  м;
- минимальный напор  $H_{min} = 15,6$  м;
- максимальный напор  $H_{max} = 19,8$  м.

Гидротурбину рекомендуется выбирать в зависимости от максимального напора с учетом заданных режимов работы и диапазона изменения напора [1].

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам [1] подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- 1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного  $H_{пред} > H_{max}$ ;
- 2) отношение  $H_{min}/H_{max}$  должно быть не меньше справочных данных;
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

### 3.2 Выбор турбин по главным универсальным характеристикам

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

Диапазону напоров соответствует ПЛ 20-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ20-В
Максимальный напор, м	$H_{пред}$	20
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	146
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,920
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	2000
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{1max}$	1
Приведенный диаметр РК	$D'_{1м}, \text{м}$	0,5
Напор модельной турбины	$H_{м}, \text{м}$	10
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	1,01

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

КПД натурной турбины  $\eta_T$ :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\vartheta_H}{\vartheta_M}} \right], \quad (3.4)$$

где  $\eta_M, D_{1M}, H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;  
 $D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\vartheta_H, \vartheta_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$ ;

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

Мощность одного агрегата, кВт:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где  $Q_1'$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_G$  – средний КПД генератора (принимается  $\eta_G = 0,965$ ).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле 3.6:

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

где  $N_{уст} = 252$  МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов  $Z_a^*$  округляется в большую сторону ( $Z_a$ ).

После чего уточняется мощность агрегата:

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

Синхронная частота вращения, об/с:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.8)$$

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  $n_c$  [1].

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

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

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

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

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

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{Ip}$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Приведённый расход:

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

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию;

Результаты расчетов параметров оборудования для двух турбин при различных значениях  $D_1$  по формулам (3.4) - (3.13) представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$

D1	6,3	7,1	7,5	8	8,5	9	9,5	10
$\eta_T$	0,923	0,924	0,925	0,925	0,926	0,927	0,927	0,928
$N_a^*$ , МВт	43,38	55,18	61,61	70,15	79,25	88,91	99,12	109,89
$Z_a^*$ , шт	5,81	4,57	4,09	3,59	3,18	2,83	2,54	2,29
$Z_a$ , шт	6	6	6	4	4	3	3	3
$N_a$ , МВт	42,0	42,0	42,0	63,0	63,0	84,0	84,0	84,0
$\Delta p$	1,003	1,004	1,005	1,006	1,007	1,007	1,008	1,008
$n_c^*$ , об/мин	94,6	84,0	79,5	74,6	70,2	66,3	62,9	59,7
$n_c$ , об/мин	96,8	85,7	81,1	75	71,4	66,7	63,8	60
$n'_{Imin}$ , об/мин	154,2	153,7	153,6	151,5	153,2	151,4	152,9	151,3
$n'_{IHp}$ , об/мин	149,5	149,0	148,9	146,8	148,5	146,8	148,2	146,6
$n'_{IHmax}$ , об/мин	136,8	136,4	136,3	134,4	135,9	134,4	135,7	134,3
$Q'_I \cdot \eta_T$ (при Нp)	1,65	1,30	1,17	1,54	1,36	1,62	1,454	1,312
$Q'_I \cdot \eta_T$ (при Нmax)	1,27	1,00	0,90	1,18	1,05	1,24	1,116	1,007
$Q'_I$ (по Qmin)	1696	1334	1196	1050	930	829	744	671
$Q'_I$ (по Qmin)	1911	1503	1347	1183	1048	934	838	756

Из анализа рассчитанных данных таблицы 3.3 и области работы турбин на ГУХ (Приложение В), следует что подходят гидротурбины ПЛ 20-В диаметром  $D_1 = 9,5$  м и  $D_1 = 10$  м. Турбины с диаметром до 8,5 м не проходят по минимальному расходу, в связи с тем что линия ограничения проходит за точкой оптимума или вблизи нее. В связи с этим, дальнейший расчет ведем для турбин диаметром 9,5 м и 10 м.

### 3.3 Гидротурбины и их проточная часть

#### 3.3.1 Определение установки отметки рабочего колеса гидротурбины

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_s, \quad (3.14)$$

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

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 с  $H_{max}$ ;
- работа одного агрегата при расчетной мощности с  $H_{расч}$ ;
- работа одного агрегата с соответствующей мощностью на линии ограничения по расходу.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{H.B.}(Q_{H.B.})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z, \quad (3.15)$$

где  $B = 10,33$  м вод. ст. - барометрическое давление;

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

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

$\Delta Z$  - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин для ПЛ  $\Delta Z = 0$ .

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}. \quad (3.16)$$

Расчет сведем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет установки рабочего колеса гидротурбин

Турбина	ПЛ20/811-В-1000			ПЛ20/811-В-950		
	Нmax=19,8	Нрасч=16,6	Нmin=15,6	Нmax=19,8	Нрасч=16,6	Нmin=15,6
$\Delta$	1,008	1,008	1,008	1,008	1,008	1,008
$Q', \text{ м}^3/\text{с}$	1,1	1,435	1,395	1,215	1,6	1,57
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	491	587	553	490	591	562
$\nabla Z_{нб}(Q_a)$	9,53	9,82	9,72	9,52	9,83	9,75
$\sigma$	0,388	0,55	0,547	0,429	0,657	0,646
$H_{s, \text{ м}}$	1,14	-0,31	0,29	0,33	-2,09	-1,26
$\nabla Z_{р.к., \text{ м}}$	10,67	9,51	10,01	9,85	7,74	8,49

Окончательно принимаем максимальное заглубление рабочего колеса  $\nabla PK = 9,51$  м, соответствующее  $H_{s2} = -0,31$  м.

### 3.3.2 Определение геометрических размеров проточной части

Геометрические размеры проточной части гидротурбины пересчитаем исходя из проточной части модельной турбины, при выбранном диаметре рабочего колеса  $D_1 = 10,0$  м. Проточная часть гидротурбины ПЛ20/811-В-1000 представлена в Приложении Г.

### 3.4 Выбор гидрогенератора. Определение параметров и размеров гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [2] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная кажущаяся мощность:

$$S_H = \frac{N_{\text{ген}}}{\cos \varphi} = \frac{84,0}{0,9} = 93,33 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.17)$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k S_H = 1,06 \cdot 93,33 = 98,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.18)$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий в основном от  $\cos \varphi$ .

Число полюсов:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{60} = 100 \quad (3.19)$$

Основные параметры генератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1680/105-100

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	93,3
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	84,0
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	3,93
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	60
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,22
Вес ротора	$G_{рот}$	т	485
Исполнение	зонтичное		

### 3.5 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

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

По номограмме [3] определяется тип маслонапорной установки: МНУ 30/2 – 40-32-3.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 30/2-40 вместимостью 30 м<sup>3</sup>, состоящим из двух сосудов на давление 4 МПа=40 кгс/см<sup>2</sup>.

Выбираем ЭГР-МП-150-4.

### 3.6 Выбор кранов

В машинном зале для монтажа и демонтажа основного гидросилового оборудования принимаем к установке 2 мостовых крана КМ-500/100/10. В качестве подъёмного механизма для плоских затворов отсасывающей трубы принимаем козловой кран ККС-40 т.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Одним из первых вопросов, решаемых при проектировании, является выбор вида блоков на ГЭС. Так как в нашем случае необходимо установить три генератора по 84 МВт каждый, схема с укрупненными блоками не применима, следовательно, принимаем схему с единичными блоками (рис.4.1). В связи с этим технико-экономический расчет выполнять не требуется.

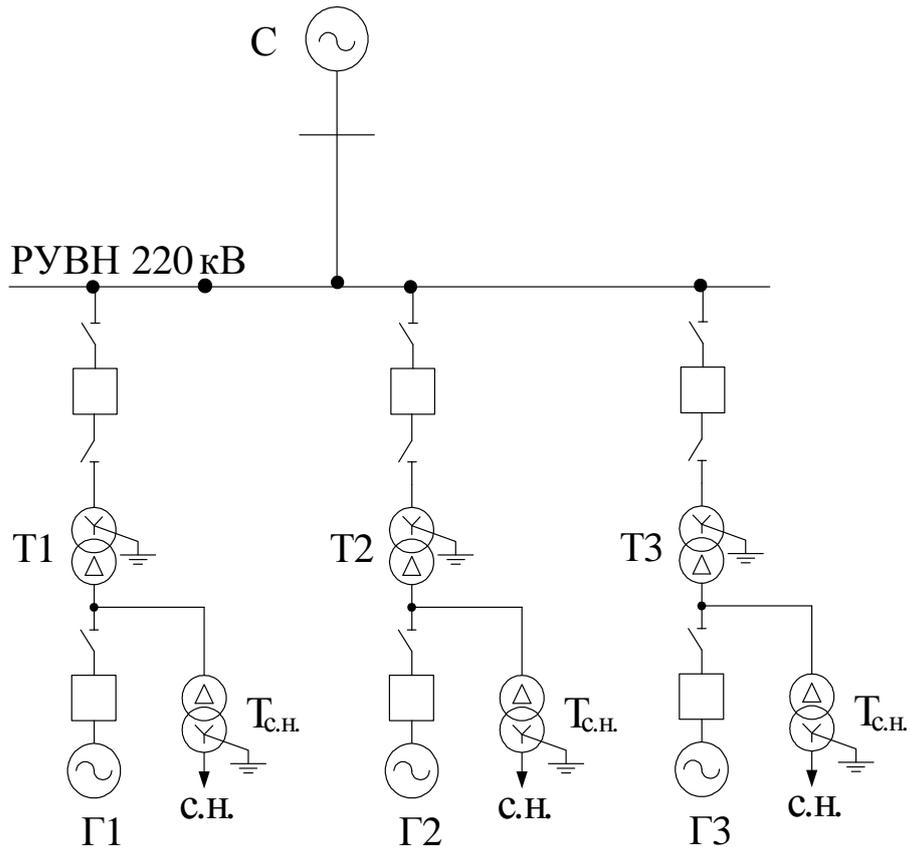


Рисунок 4.1 – Структурная схема электростанции с единичными блоками

### 4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

#### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенераторы типа СВ-1680/105-100 были выбраны в разделе 2 дипломной работы и все его основные параметры представлены в таблице 3.5.

#### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение их типа и номинальной мощности.

$$S_{\text{расч}} = \frac{n(P_{\text{НОМ.Г}} - P_{\text{СН}})}{\cos \varphi}, \quad (4.1)$$

где  $\cos \varphi$  – номинальный коэффициент мощности генератора, о.е;  
 $P_{\text{СН}}$  – мощность собственных нужд ( $P_{\text{СН}} = 0,01 \cdot P_{\text{НОМ.Г}}$ ).

$$S_{\text{расч}} = \frac{1(84 - 0,01 \cdot 84)}{0,9} 10^3 = 92400 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для единичных блоков 220 кВ по каталогу [4] выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1 производства «Электрозавод» с параметрами:  $U_{\text{ВН}} = 242 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{НН}} = 13,8 \text{ кВ}$ ;  $\Delta P_{\text{Х}} = 90 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{\text{К}} = 380 \text{ кВт}$ ;  $U_{\text{К}} = 11 \%$ .

#### 4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции составляет 1% от  $S_{\text{уст}}$ :

$$S_{\text{СН}} = 0,01 \cdot S_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 3 \cdot 93,3 \cdot 10^3 = 2799 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

При двух трансформаторах СН с постоянным дежурством мощность ТСН выбирается по формуле (4.3).

$$S_{\text{ТСН}} > \frac{S_{\text{СН}}}{1,4} = \frac{2799}{1,4} = 1999 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где 1,4 – коэффициент аварийной перегрузки.

Ближайшая стандартная мощность трансформатора составляет 2000 кВ · А. Выбираем трансформатор по [4]: ТСЗ-2000/13,8-У1.

Также согласно п.5.1.3 [5], в качестве дополнительного независимого источника питания СН предусматриваем использование дизель-генератора.

#### 4.2.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

Пропускная способность на одну цепь на напряжение 220 кВ составляет 135 МВт [6].

Полная мощность на одну цепь:

$$S_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos \varphi} = \frac{135 \cdot 1,2}{0,9} = 180 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.4)$$

Полная передаваемая мощность через повышающий трансформатор:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot S_{\text{расч}}, \quad (4.5)$$

где  $n_{\Gamma}$  – количество генераторов.

$$S_{\Sigma} = 3 \cdot 92,4 = 277,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Количество линий определим по выражению:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{пр}}} + 1 = \frac{277,2}{180} + 1 = 1,54 + 1 \approx 3. \quad (4.6)$$

Максимальный ток через одну линию:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\Sigma} - S_{\text{с.н}}}{n_{\text{л}} \sqrt{3} \cdot U} = \frac{277,2 - 2,79}{3 \sqrt{3} \cdot 220} = 277,2 \text{ А}. \quad (4.7)$$

$$I_{\text{расч}} = \alpha_i \cdot \alpha_{\Gamma} \cdot I_{\text{max}}, \quad (4.8)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, о.е.

$\alpha_{\Gamma} = 1,0$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{\text{max}}$  и ее значение в максимуме ЭЭС.

$$I_{\text{расч}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 277,2 = 291 \text{ А}.$$

В соответствии со значением расчетного тока выбираем по [11] провод марки АС240/32 с одним проводом в фазе, для которого удельное индуктивное сопротивление равно  $x_{\text{уд}} = 43,5 \text{ Ом}$ , активное сопротивление -  $r_{\text{уд}} = 12,1 \text{ Ом}$  на 100 км линии.

Проверка по нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma} - S_{\text{с.н}}}{(n_{\text{л}} - 1) \sqrt{3} \cdot U} = \frac{277,2 - 2,79}{2 \sqrt{3} \cdot 220} = 360 \text{ А}. \quad (4.9)$$

Длительно допустимый ток по [7] равен:

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}.$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}},$$

следовательно, условие по нагреву в послеаварийном режиме выполняется.

### 4.3 Выбор схемы РУ ВН

При выборе главной схемы гидроэлектростанции необходимо учитывать ее особенности. Увеличение установленной мощности ГЭС практически исключается, так как она проектируется по максимальному водотоку. Вследствие этого число линий высокого напряжения обычно не увеличивается, а поэтому расширения РУ высокого напряжения не требуется.

Для проектируемой ГЭС целесообразно применение открытого распределительного устройства (ОРУ) с использованием простой схемы соединений с наименьшим числом выключателей.

Преимущество ОРУ:

- при условии отсутствия препятствий в виде загрязненной атмосферы или неблагоприятных погодных условий, экономически целесообразно использовать открытое распределительное устройство (ОРУ), так как это значительно упрощает монтаж и пусконаладочные работы и не требует возведение дополнительных построек;

- при необходимости расширения и модернизации установки это осуществляется без лишних финансовых и трудовых затрат на строительство нового помещения;

- в любое время все аппараты распределительного устройства доступны для визуального наблюдения и, осуществления необходимых ремонтных или профилактических мероприятий.

Схемы РУ напряжением 220 кВ оставляем с учетом следующих требований [8]:

- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;

- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;

- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Условия выбора схемы РУ:

1. Напряжение передачи – 220 кВ;
2. Число присоединений РУ-220 кВ: 6 (3 - ВЛЭП 220 кВ, 3 единичных блока).

Согласно п.17.2.11 СТО РУсГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» [8], оптимальным вариантом, обеспечивающим простоту конструкции и необходимую безопасность при количестве присоединений не более шести разрабатывается схема шестиугольник. При этом согласно п.214 СТО 56947007.29.240.30.047-2010

«Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ» [9], применение схемы 2 системы сборных шин не рекомендуются.

#### 4.4 Расчет токов короткого замыкания

Структурная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.2.

Для генераторного выключателя В1 расчетной точкой является точка К2 (на выводах генератора). КРУЭ–220 кВ выбираем по току КЗ в точке К1.

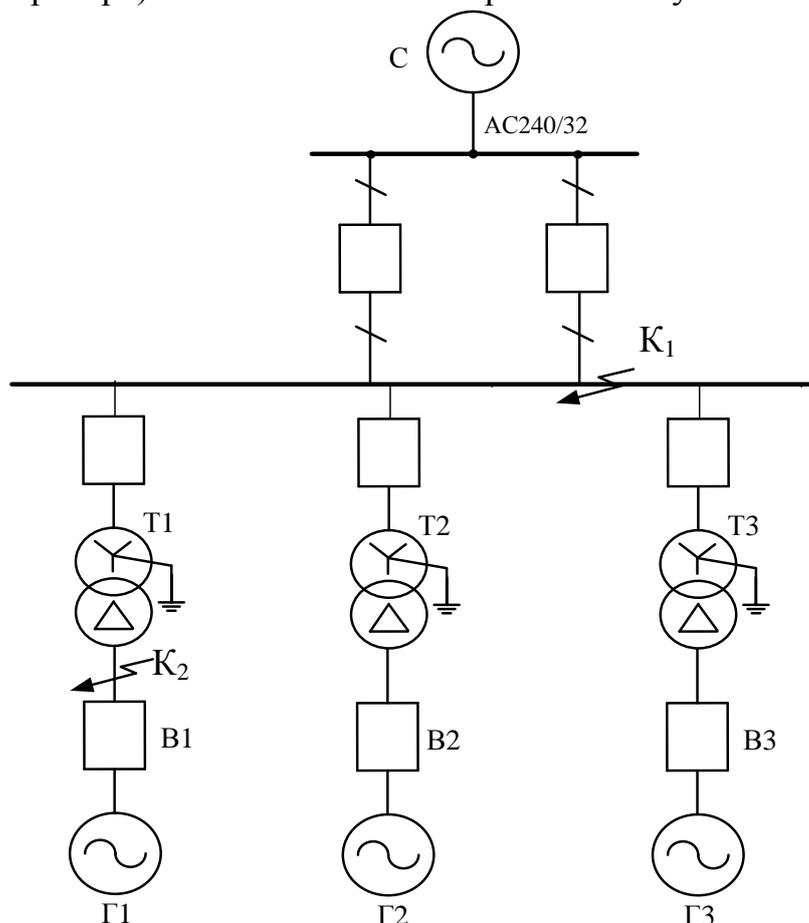


Рисунок 4.2 – Структурная схема для расчета токов КЗ

#### 4.5 Составление схемы замещения

Для определения начального сверхпереходного периодического тока в месте короткого замыкания или любом элементе энергосистемы составляется однолинейная схема замещения для сверхпереходного режима. Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчётной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. В электроустановках напряжением свыше 1 кВ электрические машины, силовые трансформаторы и автотрансформаторы,

токоограничивающие реакторы, воздушные и кабельные линии в схеме замещения учитываются их индуктивными сопротивлениями.

При расчете токов КЗ пренебрегаем подпиткой от нагрузок собственных нужд генераторов. Схема замещения для сверхпереходного режима представлена на рисунке 4.3.

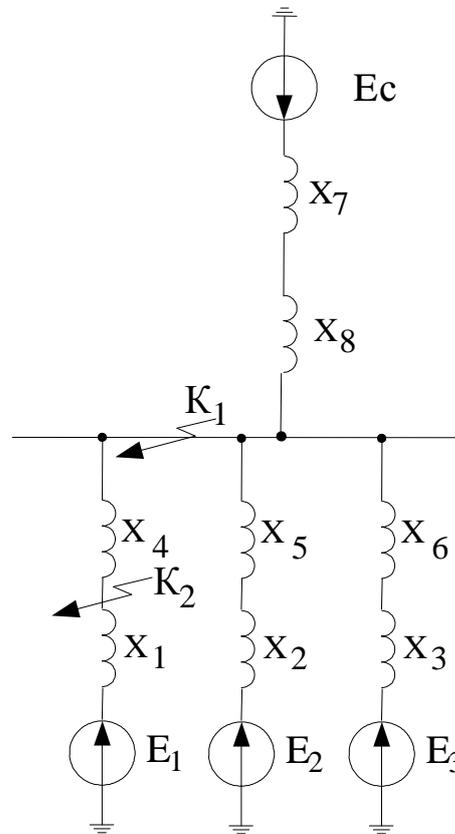


Рисунок 4.3 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

## 4.6 Расчёт токов КЗ

### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Для расчетов токов КЗ за базисную мощность принимаем  $S_6 = 250$  МВА.

Базисные напряжения принимаем равными средним номинальным напряжениям на соответствующих ступенях трансформации  $U_6 = U_{ср,ном}$ .

Среднее номинальное напряжение устанавливают из следующей шкалы напряжений:

Принимаем  $U_{61} = 242$  кВ,

Базисный ток:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,59 \text{ кА.} \quad (4.10)$$

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Индуктивное сопротивление генераторов:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном},\Gamma}} = 0,22 \cdot \frac{250}{84} = 0,65, \quad (4.11)$$

где  $x_d''$  – относительное сверхпереходное сопротивление по продольной оси, о.е.;

$S_{\Gamma \text{ ном}}$  – номинальная мощность генератора, МВ·А.

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma_{1-3}} = E_*'' = 1,13. \quad (4.12)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой, выполненные проводом АС-240/32:

$$x_8 = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l}{n_W} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{0,435 \cdot 95}{3} \cdot \frac{250}{242^2} = 0,088, \quad (4.13)$$

где  $x_{\text{уд}}$  – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$n$  – число параллельных линий.

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_4 = x_5 = x_6 = \frac{U_K \%}{100 \%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11,0}{100} \cdot \frac{250}{125} = 0,22. \quad (4.14)$$

Индуктивное сопротивление системы:

$$x_7 = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}} = \frac{250}{140} = 1,78. \quad (4.15)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_4 = E_{*c} = 1,0. \quad (4.16)$$

#### 4.6.2 Расчет трехфазного тока КЗ на сборных шинах 220 кВ в точке К1

Выполним преобразование схемы замещения с целью определения результирующих ЭДС и сопротивлений относительно точки КЗ К-1.

В данном случае в схеме замещения не учитывается нагрузка собственных нужд на ответвлениях генератора вследствие их значительной электрической удаленности от места КЗ.

$$x_9 = \frac{x_1 + x_4}{3} = \frac{0,65 + 0,22}{3} = 0,29;$$

$$x_{10} = x_7 + x_8 = 1,78 + 0,088 = 1,87.$$

Построим промежуточную схему замещения (рис.4.4).

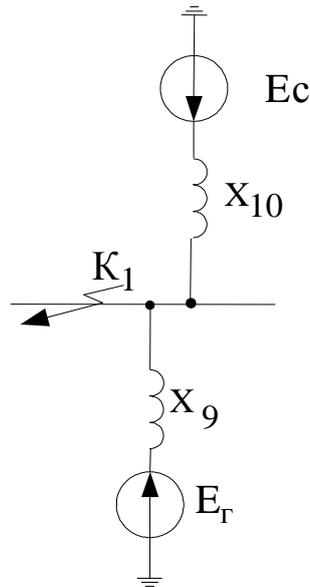


Рисунок 4.4 - Промежуточная схема замещения

$$x_{\Sigma 1} = \frac{x_9 \cdot x_{10}}{x_9 + x_{10}} = \frac{0,29 \cdot 1,87}{0,29 + 1,87} = 0,251;$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{E_c \cdot x_9 + E_r \cdot x_{10}}{x_9 + x_{10}} = \frac{1 \cdot 0,29 + 1,13 \cdot 1,87}{0,29 + 1,87} = 1,11.$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{п0},\Sigma}^{(3)} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{x_{\Sigma 1}} \cdot I_{\text{б1}} = \frac{1,11}{0,251} \cdot 0,596 = 2,64 \text{ кА.}$$

#### 4.6.3 Расчет трехфазного тока КЗ в точке К-2

Выполним преобразование схемы замещения с целью определения результирующих ЭДС и сопротивлений относительно точки КЗ К-2.

В данном случае в схеме замещения не учитывается нагрузка собственных нужд на ответвлениях генератора вследствие их значительной электрической удаленности от места КЗ. Проведем расчет, учитывая п.1.6.1 и 1.6.2.

$$x_{11} = \frac{x_2 + x_5}{2} = \frac{0,65 + 0,22}{2} = 0,435.$$

Построим промежуточную схему замещения (рис.4.5).

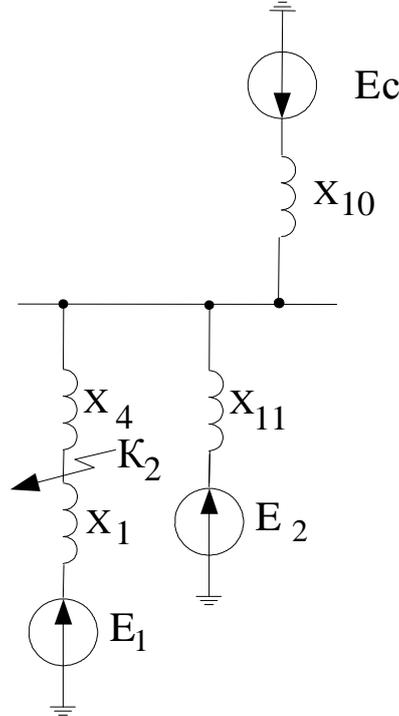


Рисунок 4.5 - Промежуточная схема замещения

$$x_{12} = \frac{x_{11} \cdot x_{10}}{x_{11} + x_{10}} = \frac{0,435 \cdot 1,87}{0,435 + 1,87} = 0,353;$$

$$E_{c-\Gamma} = \frac{E_c \cdot x_{11} + E_2 \cdot x_{10}}{x_{10} + x_{11}} = \frac{1 \cdot 0,435 + 1,13 \cdot 1,87}{0,435 + 1,87} = 1,11.$$

$$x_{13} = x_4 + x_{12} = 0,22 + 0,353 = 0,435;$$

$$x_{\Sigma 1} = \frac{x_1 \cdot x_{13}}{x_1 + x_{13}} = \frac{0,65 \cdot 0,573}{0,65 + 0,573} = 0,304;$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{E_{c-\Gamma} \cdot x_1 + E_1 \cdot x_{13}}{x_1 + x_{13}} = \frac{1,11 \cdot 0,65 + 1,13 \cdot 0,435}{0,65 + 0,435} = 1,12.$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0,\Sigma}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}}{x_{\Sigma 1}} \cdot I_{62} = \frac{1,12}{0,304} \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 38,5 \text{ кА.}$$

Определим наибольший ток короткого замыкания, проходящий через генераторный выключатель, для этого воспользуемся рисунком 4.6.

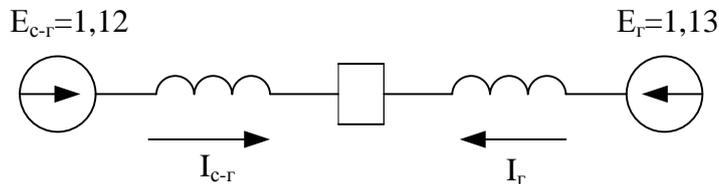


Рисунок 4.6 – Схема для распределения токов

$$I_{c-г} = I_{п.0} \cdot \frac{x_{\Sigma}}{x_1} = 38,5 \cdot \frac{0,304}{0,65} = 18 \text{ кА.} \quad (4.17)$$

#### 4.6.4 Расчет однофазного тока КЗ в точке К-1

Для расчёта токов несимметричных КЗ обычно применяют метод симметричных составляющих. Схема прямой последовательности аналогична схеме при симметричном КЗ.

Используя промежуточную схему замещения, представленную на рисунке 4.3, свернем схему к точке К2.

$$x_{1\Sigma(K2)} = x_{2\Sigma(K2)} = 0,196.$$

Для определения однофазного тока короткого замыкания, необходимо рассчитать суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Определим параметры и свернем схему к месту короткого замыкания:

$$x_{4,0} = \dots = x_{6,0} = 0,304;$$

$$x_{10,0} = 1,87;$$

$$x_{11,0} = \frac{x_{4,0}}{3} = \frac{0,22}{3} = 0,073.$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности:

$$x_{\Sigma 0} = \frac{x_{10,0} \cdot x_{11,0}}{x_{10,0} + x_{11,0}} = \frac{1,87 \cdot 0,073}{1,87 + 0,073} = 0,07. \quad (4.18)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока прямой последовательности:

$$I_{1п0}^{(1)} = \frac{E_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{\phi 1}. \quad (4.19)$$

$$I_{1п0}^{(1)} = \frac{1,11}{0,304 + 0,304 + 0,07} \cdot 0,596 = 0,98 \text{ кА.}$$

Значение полного тока однофазного КЗ:

$$I_{п0}^{(1)} = 3 \cdot I_{кА1} = 3 \cdot 0,98 = 2,94 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

#### 4.6.5 Расчёт ударного тока КЗ в К1

Рассчитаем активные сопротивления элементов схемы в именованных единицах:

Генераторы:

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a.\Gamma}} = \frac{0,65}{314 \cdot 0,045} = 0,046 \text{ Ом;} \quad (4.21)$$

Линии 220 кВ связи с системой:

$$R_8 = \frac{r_{уд} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{0,121 \cdot 95}{3} \cdot \frac{250}{242^2} = 0,016 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

Энергосистема:

$$R_7 = \frac{x_c}{\omega \cdot T_{a.c}} = \frac{1,78}{314 \cdot 0,03} = 0,19 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_4 = R_5 = R_6 = \frac{\Delta P_k \cdot S_6}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,38 \cdot 250}{125^2} = 0,006 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

$$R_9 = \frac{R_1 + R_4}{3} = \frac{0,046 + 0,006}{3} = 0,007;$$

$$R_{10} = R_7 + R_8 = 0,19 + 0,016 = 0,206.$$

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{10} \cdot R_9}{R_{10} + R_9} = \frac{0,206 \cdot 0,017}{0,206 + 0,017} = 0,016.$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x}{\omega \cdot R} = \frac{0,251}{314 \cdot 0,016} = 0,05 \text{ с.} \quad (4.25)$$

Ударный коэффициент:

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,05} = 1,81. \quad (4.26)$$

Ударный ток в месте КЗ (К1):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,64 \cdot 1,81 = 6,76 \text{ кА.} \quad (4.27)$$

Проведем аналогичный расчет ударного тока в точке К2 и результат сведем в таблицу 4.5.

#### 4.6.6 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Результаты расчёта токов короткого замыкания для характерных точек схемы представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчётов токов короткого замыкания

Точка КЗ	Источник	$I_{по}^{(3)}$	$I_{по}^{(1)}$	$i_{уд}$
		кА	кА	кА
К1 (шины 220 кВ)	-	2,64	2,94	6,76
К2 (вывода генератора 13,8 кВ)	G1	18,0	-	32,6
	Система	20,5	-	37,1
	Суммарное значение	38,5	-	69,7

### 4.7 Выбор электрических аппаратов

#### 4.7.1 Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов и проводников

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки, для чего должно быть выполнено условие:

$$U_y < U_{\text{НОМ}}, \quad (4.28)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение аппарата или кабеля.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и снижением напряжения на 5 %:

$$I_{\Gamma \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma \text{ ном}}. \quad (4.29)$$

#### 4.7.2 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

Расчётный ток присоединения генератора:

$$I_{\Gamma \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{93,3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4098 \text{ А}. \quad (4.30)$$

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора:

$$I_{\text{Т раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Т ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т ном}}} = 1,05 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 313 \text{ А}. \quad (4.31)$$

Присоединение отпаечного трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 13,8 кВ:

$$I_{\text{Тсн раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Тсн ном}}} = 1,05 \cdot \frac{2}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 88 \text{ А}. \quad (4.32)$$

#### 4.7.3 Выбор генераторных выключателей и разъединителей

Генераторные выключатели выбираем по наибольшему току трехфазного КЗ в точке К1 и К2. Выключатели ОРУ выбираем по суммарному току однофазного короткого замыкания, так как он превосходит значение трехфазного. Из соображений удобства компоновки и эксплуатации РУ во всех цепях устанавливаем одинаковые выключатели, разъединители и трансформаторы тока.

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

В качестве производителя электротехнического оборудования для проектируемой гидроэлектростанции выбираем ОАО ВО «Электроаппарат»,

который является крупнейшим традиционным производителем высоковольтной аппаратуры для предприятий энергетики [10].

Из широкого ассортимента генераторных выключателей отдаем предпочтение элегазовому, исходя из рассчитанных параметров, так как вакуумные выключатели устанавливаются на максимальный номинальный ток 3150 А (наш расчетный 4098 А).

Подбираем элегазовый генераторный выключатель типа ВГГ-13,8-90/10000 УЗ:

- 13,8-номинальное напряжение в кВ;
- 90-номинальный ток отключения в кА;
- 10000-номинальный ток в А;
- У-климатическое исполнения;
- 3-категория размещения в соответствии с ГОСТ 15150-69.

Результаты выбора представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору высоковольтных аппаратов генераторного напряжения 13,8 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	ВГГ-13,8-90/10000 УЗ	Разъединитель
$U_{\text{сети ном}} = 13,8\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 13,8\text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 13,8\text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 4098\text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10000\text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300\text{ А}$
$I_{\text{по}} = 38,5\text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 90\text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 90\text{ кА}$
$i_{\gamma} = 69,7\text{ кА}$	$i_{\text{пр}} = 230\text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 100\text{ кА}$

Выбираем трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ фирмы ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара». Расчет нагрузки и параметры выбранного ТТ представлен в таблице 4.7 и 4.8.

Таблица 4.7 – Расчёт нагрузки трансформаторов тока в цепи генераторов

Наименование прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	0,5	0,2

Таблица 4.8 – Выбор и проверка трансформаторов тока в цепях генераторов

Условие выбора	Расчётная величина	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 13,8\text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 13,8\text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 4296\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 5000\text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 0,2\text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 30\text{ ВА}$

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-13,8 фирмы ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара». К ТН подключаются измерительные приборы всех присоединений. Расчет нагрузки и параметры выбранного ТН представлен в таблице 4.9 и 4.10.

Таблица 4.9 – Расчёт нагрузки трансформаторов напряжения в цепи генератора

Наименование прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора			
Анализатор сети	Ethernet M-bus	0,5	0,2
В цепи ротора			
Анализатор сети	Ethernet M-bus	0,5	0,2
Синхронизатор	Ethernet M-bus	0,5	35
$\Sigma = 35,4 \text{ В} \cdot \text{А}$			

Таблица 4.10 – Технические характеристики ТН ЗНОЛ-СЭЩ-13,8

Класс напряжения, кВ	13,8
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$
Класс точности	0,5
Номинальная мощность, ВА	$75 > 35,4$

#### 4.7.4 Выбор оборудования ОРУ-220 кВ

Согласно п.17.2.10 [8] на ОРУ-220 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, также для сокращения площади ОРУ используем баковые выключатели со встраиваемым трансформатором тока.

Выключатель баковый выключатели со встраиваемым трансформатором тока, разъединитель и заземлитель наружной установки выбираем фирмы ЗАО “Энергомаш” [11]. В связи с тем что выключатель поставляется со встраиваемым трансформатором тока, дополнительная его проверка не требуется.

Результаты выбора представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору высоковольтных аппаратов ОРУ 220 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные		
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РПД-220	Заземлитель ЗРО-220
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 330 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 2,94 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	-	-
$i_y = 6,74 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 73 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 50 \text{ кА}$

Согласно п. 17.2.15 [8] для каждой ВЛ в РУ 220 кВ рекомендуется устанавливать один трехобмоточный ТН. Выбираем трансформатор напряжения ЗНГ-220 аналогично фирмы ЗАО “Энергомаш”. Трансформаторы напряжения Предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам защиты, сигнализации и управления. В связи с тем что ТН индуктивный, согласно п. 17.2.15 [8] присоединяем его к сборным шинам через разъединители.

Расчет нагрузки и параметры выбранного ТН представлен в таблице 4.12 и 4.13.

Таблица 4.12 – Расчёт нагрузки трансформаторов напряжения

Наименование прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	Ethernet M-bus	0,5	0,2

Таблица 4.13 – Технические характеристики ЗНГ-220

Номинальное первичное напряжение, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$
Класс точности	0,5
Номинальная мощность, ВА	200

#### 4.7.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбор ОПН производится в зависимости от напряжения в месте его установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$$

Данному условию отвечают следующие ОПН устанавливаемые:

- на ВЛЭП и силовых трансформаторах – ОПНп-220/550/176-10-III-УХЛ1-Э;
- на шинах 13,8 – ОПНп-13,8/5000/17,5-10-III-УХЛ1.

## **5 Релейная защита и автоматика**

Устройства релейной защиты и электроавтоматики (РЗА), в том числе противоаварийной автоматики, по принципам действия, уставкам, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы энергосистем и постоянно находиться в работе, кроме устройств, которые выводятся из работы в соответствии с назначением и принципом действия, режимом работы энергосистемы и условиями селективности.

### **5.1 Перечень защит основного оборудования**

В соответствии с действующими Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) принимаем к установке различные виды защит на основном оборудовании.

#### **5.1.1 Защиты генератора**

Для защиты генератора СВ-1680/105-100 84 МВт должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих повреждений и нарушений нормального режима работы:

- многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке статора;
- двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе – во внешней сети;
- внешних КЗ;
- перегрузки токами обратной последовательности;
- симметричной перегрузки обмотки статора;
- повышения напряжения на статоре генератора;
- замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;
- асинхронного режима с потерей возбуждения.

Для защиты от вышеуказанных повреждений и нарушений нормального режима работы генератора предусматриваются основные и резервные защиты.

Основные защиты:

а) Продольная дифференциальная защита – предназначена для защиты генератора от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах.

б) Защита от повышения напряжения – предназначена для защиты генератора от опасного повышения напряжения на обмотке статора при сбросах нагрузки.

в) Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;

Резервные защиты:

а) Токовая защита обратной последовательности – предназначена для защиты генератора от внешних несимметричных КЗ и перегрузок;

- б) Дистанционная защита – предназначена для защиты генератора от внешних симметричных КЗ;
- в) Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- г) Защита от перегрузки обмотки ротора током возбуждения;
- д) Защита ротора от замыкания на землю – предназначена для защиты генератора от замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения.

### **5.1.2 Защиты трансформатора блока**

Для защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220-У1 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих повреждений и нарушений нормального режима работы:

- многофазных замыканий в обмотках трансформатора и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединённых к сети с глухозаземлённой нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- однофазных замыканий на землю в сети 13,8 кВ.

Для защиты от вышеуказанных повреждений и нарушений нормального режима работы блочных трансформаторов предусматриваются основные и резервные защиты.

Основные защиты:

- а) Газовая защита;
- б) Продольная дифференциальная защита;

Резервные защиты:

- а) Токовая защита обратной последовательности
- б) Максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения
- в) Токовая защита нулевой последовательности;
- г) Защита от однофазных замыканий на землю в сети 13,8 кВ.
- д) Защита от потери охлаждения
- е) Защита от перегрева
- ж) Защита от снижения и повышения уровня масла.

### **5.1.3 Защиты ОРУ - 220 кВ**

В качестве защиты ОРУ 220 кВ предполагается продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ.

### **5.1.4 Защиты воздушных линий 220 кВ**

Основная защита – дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 3-х ступенчатая дистанционная защита (дз) от междуфазных КЗ;
- токовая отсечка – для защиты от близких междуфазных замыканий;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (тнзп);

– высокочастотное телеускорение резервных ступеней дз и тнзп;

Для резервирования отказа выключателей 220 кВ предусматриваются УРОВ соответствующих выключателей;

Противоаварийная автоматика:

- автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);
- автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ).

## 5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики фирмы «Электроцит».

Проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора и защиты от повышения, реализованной в шкафу защиты генератора.

## 5.3 Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора

Действие защиты основано на сравнении величин и фаз токов в начале и в конце обмотки фазы статора.

Трехфазная схема цепей переменного тока продольной ДФЗ генератора представлена на рисунке 5.1.

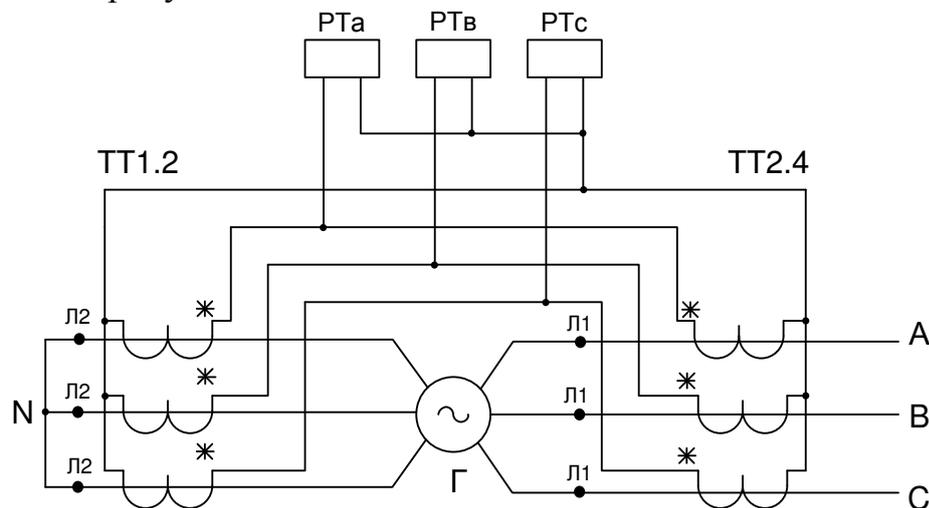


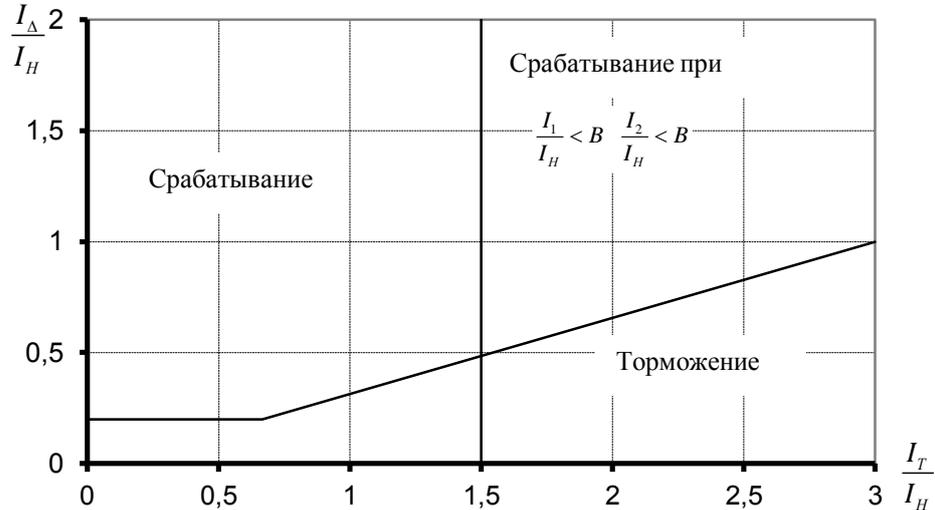
Рисунок 5.1 – Трехфазная схема цепей переменного тока продольной дифференциальной защиты генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстросрабатывающей чувствительной ( $I_{сз} < 0,2 \cdot I_{ном}$ ) защитой от междуфазных КЗ в

обмотке и на его выводах. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ, останов турбины и на пуск пожаротушения.

Защита выполняется трехфазной и подключается к ТТ 2.4 в линейных выводах статора генератора и к ТТ 1.2 в нейтральных выводах.

Общий вид характеристики срабатывания представлен на рисунке 5.2.



$I_{\Delta} = |I_1 - I_2|$  – дифференциальный ток;  $I_1$  – ток нейтрали генератора;  
 $I_2$  – ток на выводах генератора;  $I_T$  – ток торможения

Рисунок 5.2 – Общий вид характеристики срабатывания

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{93,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3} = 3903 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{\text{ср}}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима.

$$I_{\text{НБ НОМ}} = k_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.2)$$

где  $f_i = 0,1$  – относительная погрешность ТТ;  
 $k_{\text{ОДН}} = 0,5$  – коэффициент однотипности ТТ.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср}} \geq k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ НОМ}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.2)$$

где  $k_{\text{Н}} = 2$  – коэффициент надёжности.  
 Принимаем типовую уставку, равную  $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ :

$$I_{\text{ср}} = 0,2 \cdot 3903 = 781 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $k_T$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов при сквозном КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{\text{нб (кз)}} = k_{\text{ап}} \cdot f_i \cdot k_{\text{одн}} \cdot I_{\text{max}}, \quad (5.3)$$

где  $I_{\text{max}} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{\text{ном}}$  – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения;

$k_{\text{ап}} = 2$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей.

$$I_{\text{нб (кз)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 3903 = 2005 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$k_T = \frac{I_{\text{нб (кз)}} \cdot k_H}{I_T}, \quad (5.4)$$

где  $I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора.

$$k_T = \frac{2005 \cdot 2}{38500} = 0,1;$$

Принимаем минимальную уставку  $k_T = 0,3$ .

Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{ср}}}{k_T} = \frac{0,2}{0,3} = 0,7. \quad (5.5)$$

Принимаем типовое значение уставки  $B = 1,2$  (при мощности генератора меньше 100 МВт).

При токе  $I_T \geq B$  производится переключение характеристики: если  $I_1 \geq B$  и  $I_2 \geq B$  защита блокируется, при условии  $I_1 < B$  или  $I_2 < B$  наклон характеристики определяется коэффициентом торможения.

По рассчитанным параметрам построим реальную характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты рисунок 5.3.

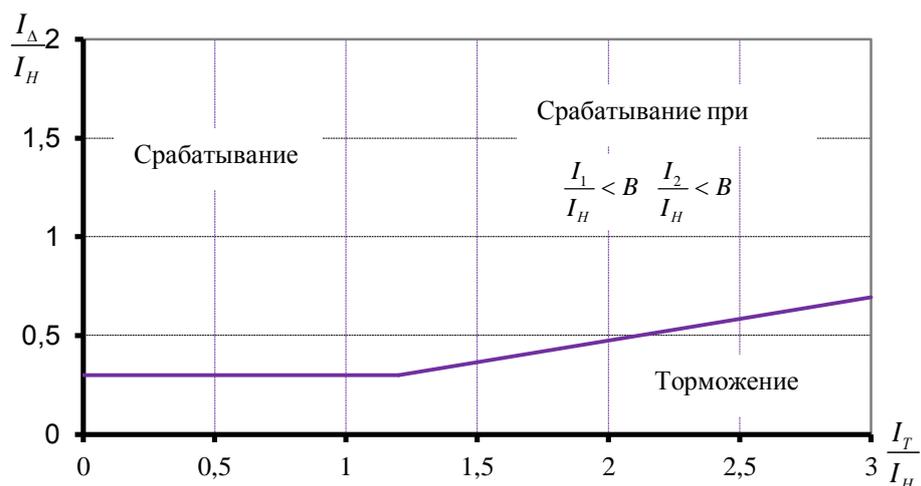


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты с учётом рассчитанных параметров

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

#### 5.4 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0 \text{эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет  $U_{0 \text{эл.ст.}}$  выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.4.

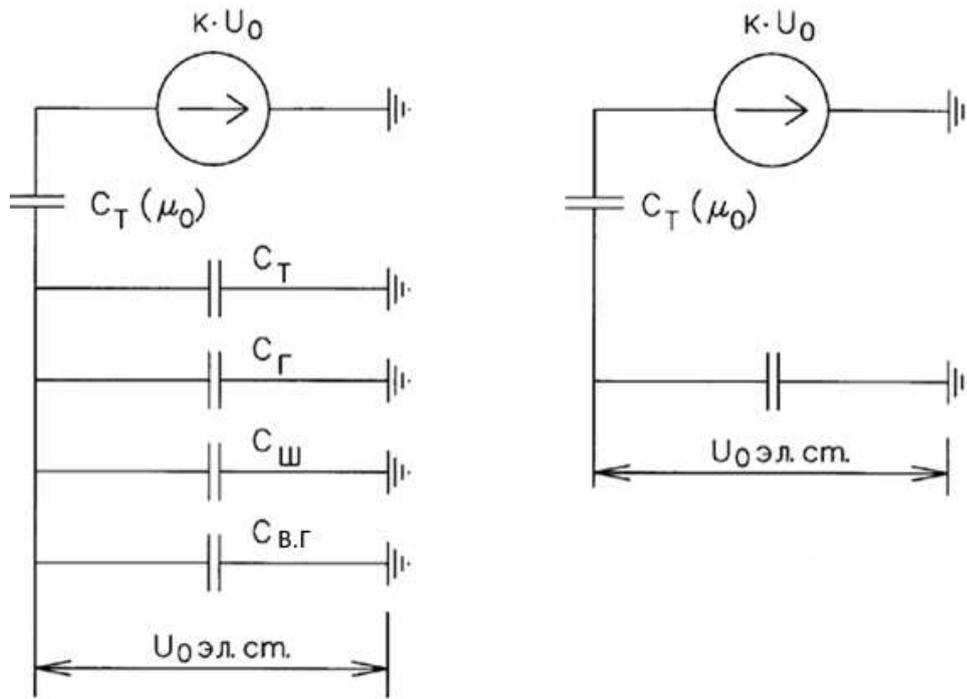


Рисунок 5.4 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Условные обозначения:

$C_T \cdot (\mu_0)$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

$C_Г$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,91 мкФ/фазу;

$C_{Т-}$  ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

$C_Ш$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{В.Г}$  – ёмкость генераторного выключателя 13,8 кВ. Принимаем равной 0,027 мкФ/фазу.

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} \quad (5.6)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,26 = 1,425 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ} \quad (5.7)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 0,95 = 7,14 \text{ А.} \quad (5.8)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.9)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,95} = 218 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется по выражению:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} \quad (5.10)$$

где  $K_H=1,5$  – коэффициент надежности;  
 $n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН;  
 $K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 2184$$

$$U_{\text{ср}} \geq 1,7.$$

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа  $U_{03}$  уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,3 \text{ о. е.} \quad (5.11)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

### 5.5 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта  $U_{2>}$  выбирается:

$$U_{\text{ср}2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{\text{ТН}}}, \quad (5.12)$$

$$U_{\text{ср}2} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В};$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U_{1>}$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

3)  $U_{1>}$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора:

$$U_{\text{ср}1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{\text{ТН}}}, \quad (5.13)$$

$$U_{\text{ср}1} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В};$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора на стороне 220 кВ принимается минимальной равной  $0,09 \cdot I_H$ .

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение генераторного выключателя, гашение полей.

### 5.6 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах

энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.14)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,  
 $I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$  характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.15)$$

где  $A = 20$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ( $I_{2\text{СИГН}}$ ) срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07; I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H.$$

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 600$  с. При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.16)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.17)$$

где  $K_H = 1,2$  – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.18)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2ПУСК} = 0,15$ :

$$t_{доп} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с.}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки  $I_2$  с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{CP} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.19)$$

$$A_{ИЮ} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_H$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	220	500	600

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.3.

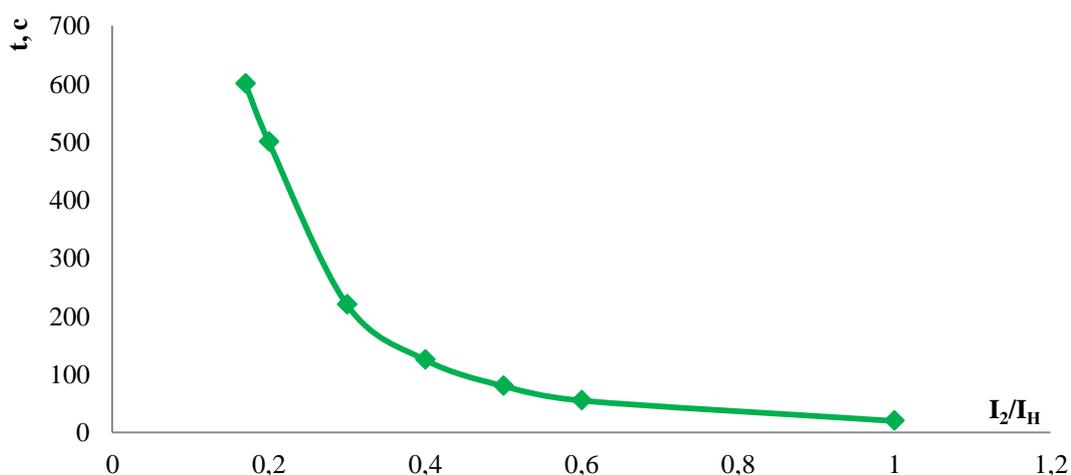


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$ .

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

4) Орган токовой отсечки ( $I_{20TC}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности.

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2c.з.} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + x_{\text{T}})}, \quad (5.20)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_{\Gamma}$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_{\text{T}}$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$I_{2c.з.} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,22 + 0,65 + 0,22)} = 0,7 \text{ о. е.}$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2c.з.} \leq \frac{I_{\text{МИН}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.21)$$

$$I_{\text{МИН}}^{*\Sigma} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2 \cdot (x_{\Sigma r} + x_{\text{л}})} + \frac{E_{\text{С}}}{2 \cdot (x_{\text{С}} + \frac{x_{\text{л}}}{n-1})} \quad (5.22)$$

$$I_{\text{МИН}}^{*\Sigma} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{1,13}{2 \cdot (0,304 + 0,088)} + \frac{1}{2 \cdot (1,77 + \frac{0,088}{3-1})} = 1,72 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{МИН},\Gamma}^* = \frac{I_{\text{МИН}}^{*\Sigma}}{N_{\text{ген}} + N_{\text{лин}}} = \frac{1,72}{3 + 3} = 0,29 \text{ о. е.} \quad (5.23)$$

$$I_{\text{МИН}}^{\text{ВН}} = I_{\text{МИН}}^* \cdot I_{\text{ВН.Б}}, \quad (5.24)$$

$$I_{\text{МИН}}^{\text{ВН}} = 0,29 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 242} = 69,2 \text{ А.}$$

При двухфазном КЗ в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{2 \cdot I_{\text{МИН}}^{\text{ВН}} \cdot \frac{K_{\Gamma}}{\sqrt{3}}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.25)$$

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{2 \cdot 69,2 \cdot \frac{\frac{220}{13,8}}{\sqrt{3}}}{1,2} = 1062 \text{ А } (0,27 \cdot I_{\text{Н}}).$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

## 5.7 Защита от симметричных перегрузок статора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа равна:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 I_{\text{Н}}, \quad (5.26)$$

где  $K_{\text{Н}}=1,05$  – коэффициент надежности,

$K_B=0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t=9,0$  с.

Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.27)$$

2) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика обмотки статора

Кратность перегрузки, $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.4.

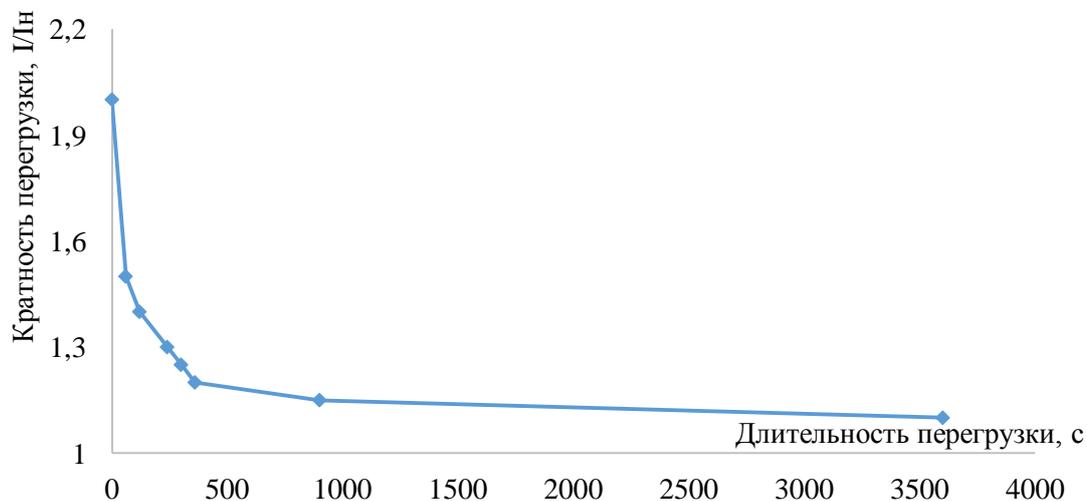


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания интегрального органа

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

3) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{1отс} = \frac{1,2 \cdot I_{ном}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{ном}, \quad (5.28)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_{Г}$ .  
Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{ном}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66В. \quad (5.29)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

## 5.8 Дистанционная защита генератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.30)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий количество отходящих линий;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$Z'_{1Л}$  – сопротивление линии.

$$Z_T = \frac{0,14 \cdot 242^2}{100} = 82 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 82 + \frac{0,8}{3} \cdot 43,5 = 77,2 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,22 \cdot \frac{100}{125} + \frac{0,88}{3} \cdot \frac{100}{242^2} \cdot 43,5 = 0,16.$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,16 \cdot 2 = 0,32 \text{ Ом}, \quad (5.31)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{94} = 2.$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,32 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 3,71 \text{ Ом}. \quad (5.32)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 3,8 \text{ Ом}$ . Выдержки времени 1 ступени:

1) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Ввиду отсутствия необходимых данных для расчета принимаем  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

2) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения. Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}}, \quad (5.33)$$

где  $I_{\text{нагр}}$  – номинальный ток статора, А.

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 3903} = 2,04 \text{ Ом}.$$

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ( $2I_{\text{в.н.}}$ ) и напряжения на зажимах статора  $0,95U_{\text{н}}$ . (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.НОМ}}}{I_{\text{в.ХХ}}} - 0,95}{X_d}, \quad (5.34)$$

где  $I_{в.хх}$  – ток ротора холостого хода;  
 $X_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot 2,18 - 0,95}{1,1} = 3,1 \text{ о. е.}$$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки принимается  $2,5 \cdot I_{НОМ}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{нагр.ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}}, \quad (5.35)$$

$$Z_{нагр.ф} = \frac{0,95 \cdot 1}{3,1} = 0,31 \text{ о. е.}$$

$$\cos \varphi_{нагр.ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}}, \quad (5.36)$$

$$\cos \varphi_{нагр.ф} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 3,1} = 0,27.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{нагр.ф} \approx 74,3^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{сзII*} = \frac{Z_{нагр.ф}}{K_H}, \quad (5.37)$$

$$Z_{сзII*} = \frac{0,31}{1,1} = 0,28 \text{ о. е.}$$

$$Z_{сзII} = Z_{сзII*} \cdot Z_6, \quad (5.38)$$

$$Z_{сзII} = 0,28 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,53 \text{ Ом.}$$

Значение уставки на реле составит:

$$Z_{срII} = \frac{Z_{сзII} \cdot n_T}{n_H}, \quad (5.39)$$

$$Z_{срII} = \frac{0,53 \cdot 8000/5}{13800/100} = 6,14 \text{ Ом.}$$

Принимается уставка  $Z_{II}=6,2 \text{ Ом.}$

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

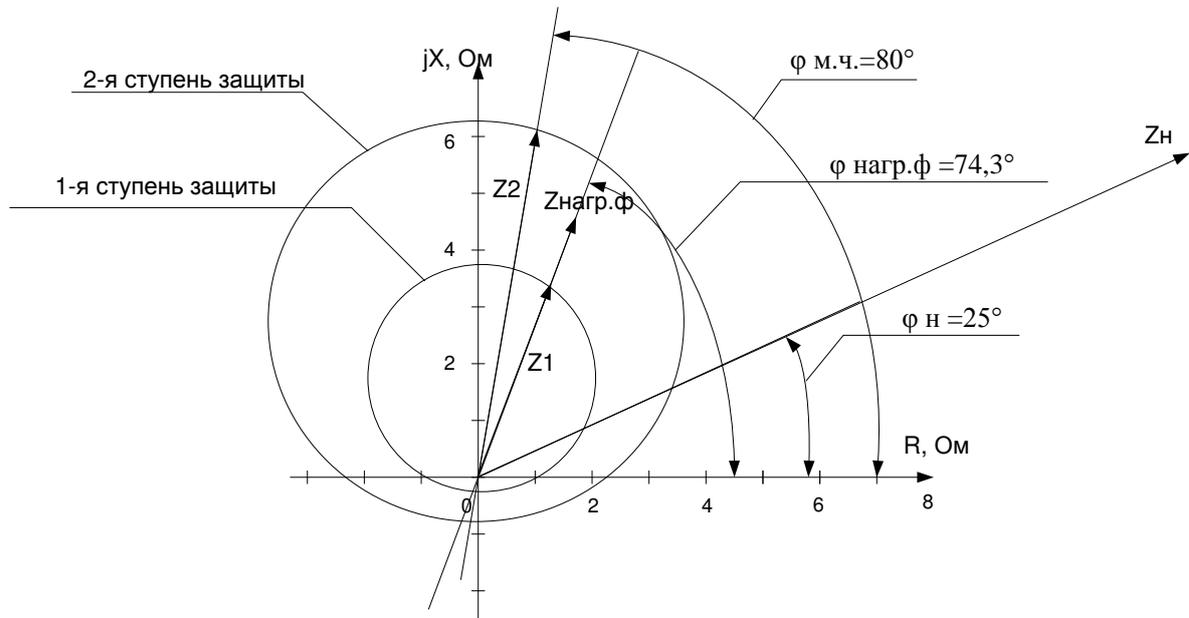


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%.

Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{смI}=0,46 \text{ Ом, } Z_{смII}=0,74 \text{ Ом.}$

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с – на отключение выключателя генератора и гашение полей.

## 5.9 Защита ротора от перегрузки

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{сигн} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.40)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.41)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I <sub>н</sub>	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность, с	Длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика перегрузочной способности представлена на рисунке 5.6.

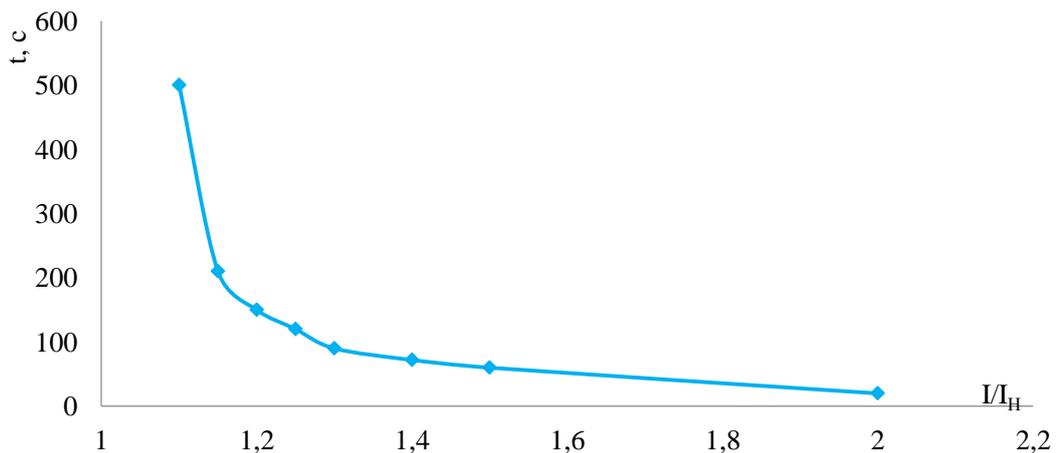


Рисунок 5.6 – Характеристика перегрузочной способности обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:

$$I_{\text{отс}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 2,19 I_{\text{ном}}. \quad (5.42)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

## 5.10 Таблица уставок и матрица отключений защит

Матрица отключений представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение ВЛ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Защиты									
Наименование	Обозначение								
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$						+	
		$t_2$						+	
		$t_3$	+	+	+				
	$U_0$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

Уставки защит представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{СР.0}$	$0,2 \cdot I_H$	0,36 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,5 \cdot I_H$	1,21 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	3,62 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{СР2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{СР1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,17 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,36 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,29 \cdot I_H$	3,11 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	2,58 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	2,65 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	2,95 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,16	3,8 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,53	6,2 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	2,58 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,22 \cdot I_{НОМ.P}$	2,94 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	5,28 А

## 6 Компонировка и сооружения гидроузла

В состав сооружения гидроузла входят:

- 1) водосбросная плотина гравитационного типа;
- 2) здание ГЭС руслового типа;
- 3) бетонная левобережная и правобережная плотина.

Конструктивные профили плотины определяются гидравлическими и статическими расчетами.

### 6.1 Расчет параметров здания ГЭС

Длина здания гидроэлектростанции зависит от вырабатываемой данной ГЭС мощности, соответственно от числа установленных агрегатов, их типа и габаритов. В связи с небольшой высотой сооружения примем здание ГЭС руслового типа. Русловое здание ГЭС является частью подпорного фронта гидроузла и воспринимает напор.

Ширина агрегатного блока при бетонной спиральной камере составляет:

$$B_a = (2,7 \div 3,2)D_1 = 3 \cdot 10 = 30 \text{ м.} \quad (6.1)$$

Длина монтажной площадки принимается в зависимости от ширины агрегатного блока:

$$M = (1 \div 2)B_a = 45 \text{ м.} \quad (6.2)$$

Длина здания ГЭС вычисляется из выражения:

$$L_{\text{ГЭС}} = n \cdot B_a + M, \quad (6.3)$$

$$L_{\text{ГЭС}} = 3 \cdot 30 + 45 = 135 \text{ м.}$$

### 6.2 Определение класса сооружений

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, объема водохранилища и установленной мощности [12].

Высота сооружения:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}} = 29 - 7 = 22 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Выбор класса представлен в таблицах 6.1 и 6.2.

Таблица 6.1 – Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов в основании

Сооружения	Тип грунтов основания	Высота сооружений, м, при их классе			
		I	II	III	IV
Плотины из грунтовых материалов	A	>80	50-80	20-50	<20
	B	>65	35-65	15-35	<15
	B	>50	25-50	15-25	<15
Плотины бетонные, железобетонные; подводные конструкции зданий гидростанций; другие бетонные сооружения, участвующие в создании напорного фронта	A	>100	60-100	25-60	<25
	B	>50	25-50	10-25	<10
	B	>25	20-25	10-20	<10
Подпорные стены	A	>40	25-40	15-25	<15
	B	>30	20-30	12-20	<12
	B	>25	18-25	10-18	<10

Грунты: А-скальные; Б-песчаные, крупнообломочные и глинистые в твердом и полутвердом состоянии; В-глинистые водонасыщенные в пластичном состоянии.

Таблица 6.2 – Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации.

Объекты гидротехнического строительства	Класс сооружений
1. Подпорные сооружения гидроузлов при объеме водохранилища, млн. м <sup>3</sup>	
>1000	I
200-1000	II
50-200	III
<50	IV
2. Гидротехнические сооружения гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций установленной мощностью, МВт	
<1000	I
300-1000	II
10-300	III
<10	IV

Принимаем I класс сооружения, следовательно при расчете пропускной способности в основном случаи обеспеченность принимаем равной 0,1%, а при поверочном случае – 0,01%.

### 6.3 Определение отметки гребня земляной плотины

Отметка гребня земляной плотины равна:

$$\nabla_{ГЗП_1} = \nabla_{НПУ} + h_{s1}, \quad (6.5)$$

где  $h_s$  – возвышение над расчетным уровнем:

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run\ 1\%} + a, \quad (6.6)$$

где  $\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона воды в верхнем бьефе;  
 $h_{run\ 1\%}$  – высота наката волн на откос 1%-ой обеспеченности;  
 $a$  – конструктивный запас,  $a \geq 0,5$  м.

Действие ветра на водную поверхность приводит к ветровому нагону и образованию волн. Ветровой нагон представляет собой отклонение водного зеркала от горизонтального положения с уклоном в сторону, противоположную действию ветра.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно [13].

Высота ветрового нагона определяется как:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{v_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.7)$$

где  $k_w$  – коэффициент, зависящий от расчетной скорости,  $k_w = 1,92$ ;  
 $v_w = 18$  м/с – расчетная скорость ветра при НПУ;  
 $L = 10$  км – длина разгона волны;  
 $\alpha_w$  – угол между направлением ветра и продольной осью водоема, принимаем равным нулю,  $\cos \alpha_w = 1$ ;  
 $d$  – глубина водохранилища перед плотиной при расчетном уровне:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{29 - 7}{2} = 11 \text{ м.} \quad (6.8)$$

$$\Delta h_{set} = 1,92 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{18^2 \cdot 10000}{9,81 \cdot 11} = 0,06 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 10000}{18^2} = 302. \quad (6.9)$$

$$\frac{gt}{v_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{18} = 11772, \quad (6.10)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище, бч.

1. По рисунку 6.1 по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны  $d > 0,5\lambda_d$ ) по найденным коэффициентам определим параметры  $gh/v_w^2$  и

$gT/v_w$ . Затем используя меньшие полученные значения вычислим средний период волны и среднюю высоту волны.

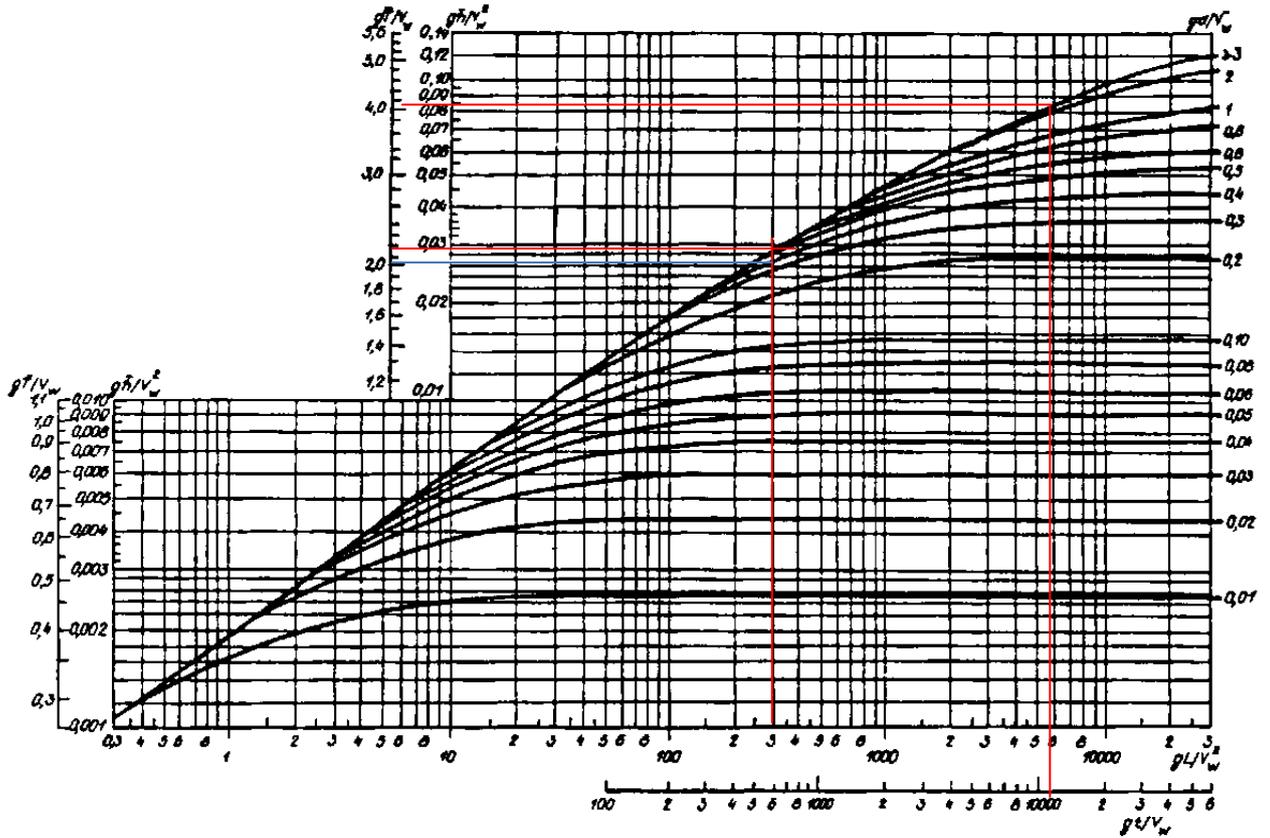


Рисунок 6.1 – Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,029; \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,084; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 2,2; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 4,1.$$

$$\bar{h} = 0,029 \cdot \frac{v_w^2}{g} = 0,029 \cdot \frac{18^2}{9,81} = 0,958 \text{ м}; \quad (6.11)$$

$$\bar{T} = 2,2 \cdot \frac{v_w}{g} = 2,2 \cdot \frac{18}{9,81} = 4,03 \text{ с}. \quad (6.12)$$

2. Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,03^2}{2 \cdot 3,14} = 25,4 \text{ м}. \quad (6.13)$$

3. Условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ,  $11 \text{ м} < 12,7 \text{ м}$ , следовательно зона маловодная, следовательно повторяем расчет определяем новые значения  $gh/v_w^2$  и  $g\bar{T}/v_w$  по кривой  $\frac{gd}{v_w^2}$ .

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,026; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 2,0;$$

$$\bar{h} = 0,026 \cdot \frac{v_w^2}{g} = 0,026 \cdot \frac{18^2}{9,81} = 0,859 \text{ м};$$

$$\bar{T} = 2,0 \cdot \frac{v_w}{g} = 2,0 \cdot \frac{18}{9,81} = 3,67 \text{ с};$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,67^2}{2 \cdot 3,14} = 21 \text{ м}.$$

Условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ,  $11 \text{ м} < 10,5 \text{ м}$ , следовательно, расчет выполнен верно.

4. Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,859 \cdot 2,1 = 1,8 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где  $k_i = 2,1$  – коэффициент, определяемый по графику рисунок 6.2 в зависимости от значения  $\frac{gL}{v_w^2}$ .

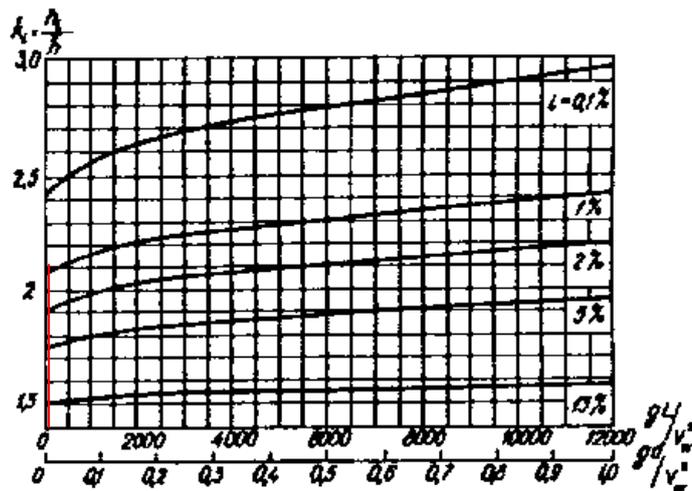


Рисунок 6.2 – Графики значений коэффициента  $k_i$

5. Высота наката волн 1% обеспеченности:

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.15)$$

где  $k_r = 1$  – коэффициент шероховатости, принимаемый по [13, табл. 6];  
 $k_p = 0,9$  – коэффициент проницаемости откоса, принимаемый по [2, табл. 6];  
 $k_{sp} = 1,5$  – коэффициент, принимаемый по [13, табл. 7];  
 $k_{run} = 1,3$  – коэффициент, принимаемый по графику [13, рис. 10] в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$  на глубокой воде.

$$h_{run\ 1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,3 \cdot 1,8 = 3,2 \text{ м.}$$

6. Превышение гребня плотины над расчетным случаем:

$$h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a = 3,2 + 0,06 + 0,5 = 3,8 \text{ м.} \quad (6.16)$$

Отметка гребня земляной плотины равна:

$$\nabla_{ГЗП} = 29 + 3,8 \approx 33 \text{ м.}$$

#### 6.4 Гидравлический расчет водосливной плотины

Гидравлический расчет выполняется с целью определения ширины водосливно-го фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ. Грунтовая и бетонная водосливная плотины Ростовской ГЭС относятся к первому классу капитальности.

Данные для расчета основного расчетного случая:

- $Q_{осн} = 3244 \text{ м}^3/\text{с}$  (0,1% обеспеченностью);
- $\nabla_{НПУ} = 29 \text{ м}$ ;
- $\nabla_{УНБ} = 11,9 \text{ м}$ .

##### 6.4.1 Определение ширины водосливно-го фронта

Расход через водосливную плотину  $Q_{расч}$  при основном расчетном случае будет равен:

$$Q_p = Q_{осн} - Q_{ГЭС} = 3244 - (3 - 1) \cdot 587 = 2070 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

где  $Q_{осн}$  – основной расход.

Удельный расход на водосливе должен быть равным:

$$q_{вод} = 1,25q_{рисб}, \quad (6.18)$$

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

$$q_{\text{рисб}} = v_p h_{\text{нб}}, \quad (6.19)$$

где  $v_p$  – допустимая неразмывающая скорость на рисберме для скального основания равна 5 м/с.

$$h_{\text{нб}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дно}} = 11,9 - 7,0 = 4,9 \text{ м.} \quad (6.20)$$

$$q_{\text{рисб}} = 5 \cdot 4,9 = 24,5 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$q_{\text{вод}} = 1,25 \cdot 24,5 = 30,6 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = Q_{\text{расч}}/q_{\text{вод}} = 2070/30,6 = 67,6 \text{ м.} \quad (6.21)$$

Для определения количества водосбросных пролетов зададимся стандартной шириной пролета  $b = 10$  м, тогда водосливных отверстий:

$$n = B/b = 67,6/10 = 6,8. \quad (6.22)$$

Принимаем  $n=7$  водосбросных пролетов шириной по 10 м. Бык примем разрезным, его ширина  $d = 4$  м (толщина полубыка 2,0 м). Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = n \cdot b = 7 \cdot 10 = 70 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Из-за возможности не открытия одного пролета, добавляется еще один пролет, следовательно  $n = 8$ . Тогда  $B_0 = (n + 1) \cdot b = (7 + 1) \cdot 10 = 80$  м.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_{\text{полн}} = b \cdot (n + 1) + n \cdot \delta_{\text{б}} = 10 \cdot (7 + 1) + 7 \cdot 4 = 108 \text{ м.} \quad (6.24)$$

#### **6.4.2 Определение отметки гребня водослива**

Полный напор на водосливе  $H$  определяем методом последовательных приближений, используя формулу водослива. В первом приближении определяем полный напор  $H_{01}$  без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива.

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.25)$$

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

$$H_{01} = \left( \frac{2070}{0,49 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,7 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.26)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{\text{п}}$  – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и  $\sigma_{\text{п}} = 1$ ;

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,7(n-1)\varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.27)$$

где  $\varepsilon_0 = 0,15$  – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (для полукруглого быка).

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,7 \cdot (7-1) \cdot 0,15}{7} \cdot \frac{5,7}{10} = 0,953.$$

$$H_{02} = \left( \frac{2070}{0,49 \cdot 0,953 \cdot 1 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,89 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе и округлим его до ближайшего стандартного:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g}, \quad (6.28)$$

где  $\alpha_0 = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;

$v_0$  – скорость подхода потока к плотине, равная:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{расч}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_0)}, \quad (6.29)$$

$$v_0 = \frac{2070}{(29 - 7) \cdot 70 + (7 - 1) \cdot 4} = 0,96 \text{ м/с.}$$

$$H = 5,89 - \frac{1,1 \cdot 0,96^2}{2 \cdot 9,81} = 5,84 \text{ м.}$$

Определённый геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 6 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{стан}} = 29 - 6 = 23 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6H_{\text{ст}} = 23 + 1,6 \cdot 6 = 32,6 \text{ м.} \quad (6.31)$$

За отметку гребня плотины принимаем наибольшую из отметок ГБ и ГЗП. Отметка гребня плотины  $\nabla_{\text{ГБ}} = 33 \text{ м.}$

### 6.4.3 Определение формы водосливной поверхности

Используя данные таблицы стенки Кригера-Офицерова составим таблицу 6.3 для оголовка водослива типа А. Для получения действительных координат кривой необходимо отношения  $(x/H_{\text{проф}})$  и  $(y/H_{\text{проф}})$  умножить на  $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м.}$

Таблица 6.3 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0,00	0,76	15	8,40	3,38	29	16,80	14,77
2	0,60	0,22	16	9,00	3,97	30	17,40	15,84
3	1,20	0,04	17	9,60	4,58	31	18,00	16,94
4	1,80	0,00	18	10,20	5,24	32	18,60	18,08
5	2,40	0,04	19	10,80	5,92	33	19,20	19,24
6	3,00	0,16	20	11,40	6,65	34	19,80	20,44
7	3,60	0,36	21	12,00	7,41	35	20,40	21,65
8	4,20	0,60	22	12,60	8,21	36	21,00	22,91
9	4,80	0,88	23	13,20	9,05	37	21,60	24,19
10	5,40	1,19	24	13,80	9,92	38	22,20	25,49
11	6,00	1,54	25	14,40	10,98	39	22,80	26,83

Окончание таблицы 1.2

12	6,60	1,93	26	15,00	11,76	40	23,40	28,19
13	7,20	2,36	27	15,60	12,73			
14	7,80	2,85	28	16,20	13,73			

Очертание гребня водосливной стенки представлено на рисунке 6.3.

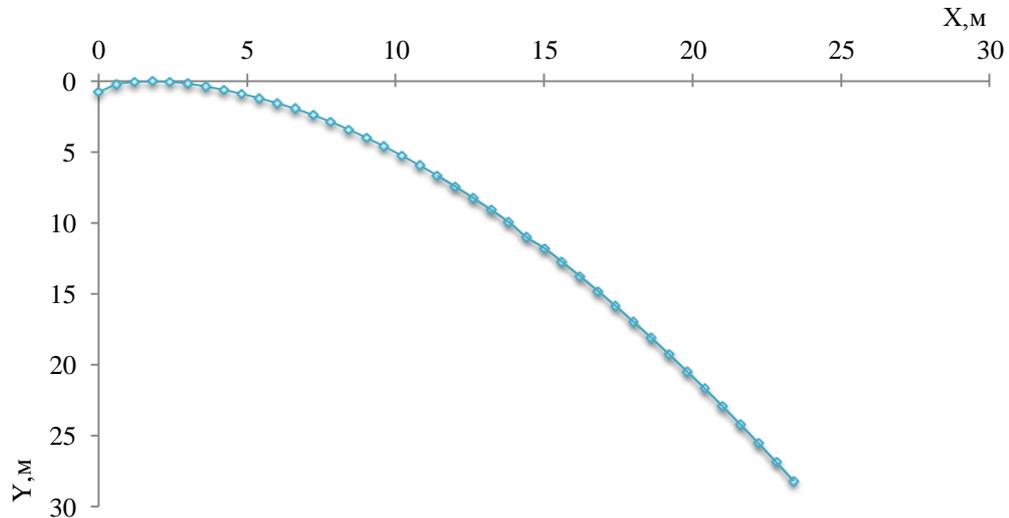


Рисунок 6.3 – Очертание гребня водосливной стенки

### 6.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении  $h_c$  для определения второй сопряженной глубины  $h_c''$ , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе  $h_{нб}$  и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

От сопряжения бьефов зависит наличие гасителей энергии потока в нижнем бьефе. Возможны три случая сопряжения бьефов:

1. прыжок у сжатого сечения  $h_c'' = h_{нб}$ ;
2. затопленный прыжок  $h_c'' < h_{нб}$ ;
3. отогнанный прыжок  $h_c'' > h_{нб}$ ,

где  $h_{нб}$  – глубина в нижнем бьефе;

$h_c''$  – сопряженная глубина с глубиной в сжатом сечении.

Предварительно рассчитаем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{расч}^2}{B_{вод}^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2070^2}{108^2 \cdot 9,81}} = 3,4 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Найдем полную удельную энергию перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 29 - 7 = 22 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{22}{3,4} = 6,4. \quad (6.34)$$

По графику М.Д. Чертоусова рисунок 6.4 в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,95$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi_c = 0,34$  и  $\xi_c'' = 2,3$ .

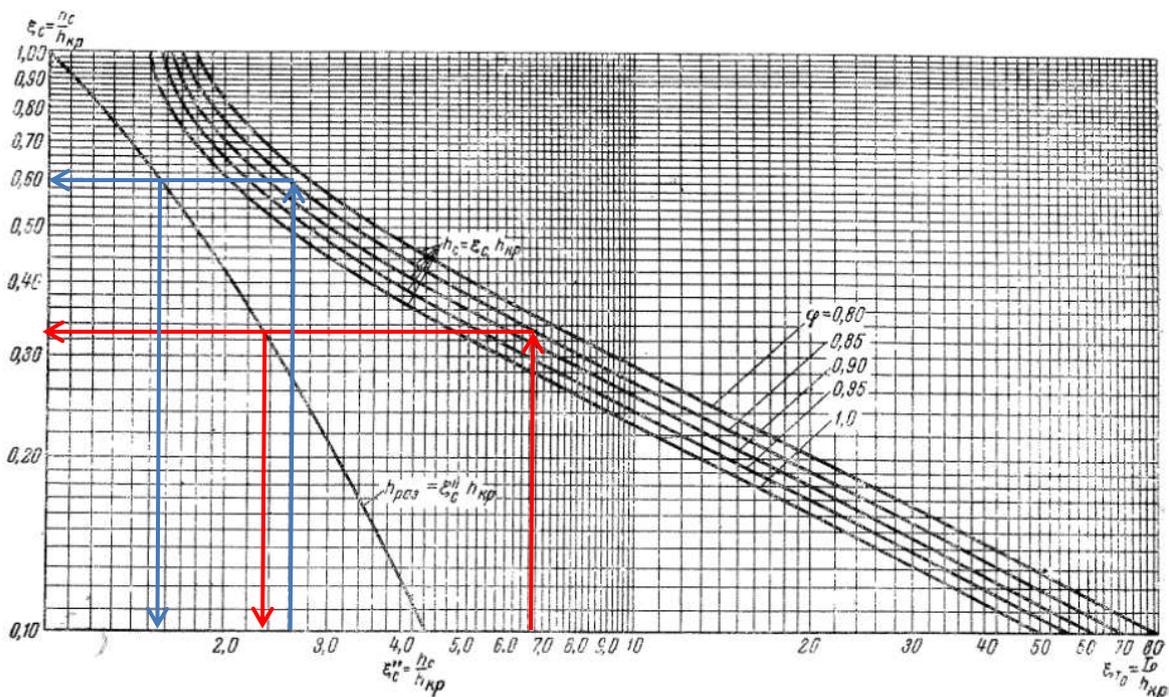


Рисунок 6.4 – Графики для определения глубин в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,33 \cdot 3,4 = 1,14 \text{ м.} \quad (6.35)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,38 \cdot 3,4 = 8,22 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Получаем  $8,22 > 4,9$ , следовательно, прыжок отогнанный и необходима установка гасителей энергии воды.

Т.к. в нижнем бьефе водосливной плотины получился отогнанный прыжок (рис.6.5), т.е. относительно большая потенциальная энергия воды верхнего бьефа непосредственно за плотиной переходит в кинетическую энергию, в связи с чем скорости движения воды в нижнем бьефе резко увеличиваются. Наличие больших скоростей за плотиной приводит к необходимости крепить дно нижнего бьефа на большой протяженности, что может привести к большим экономическим затратам.

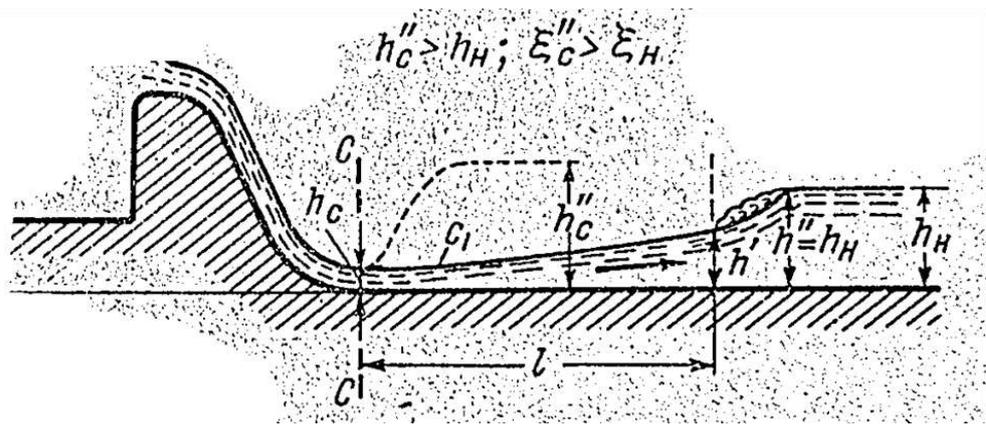


Рисунок 6.6– Сопряжение бьефов с помощью отогнанного прыжка

Поэтому для того чтобы уменьшить мощность этого крепления и снизить его стоимость, необходимо на возможно более короткой длине за плотиной:

а) преобразовать часть получившейся в нижнем бьефе избыточной кинетической энергии в потенциальную, доводя глубину  $h_c''$  до величины  $h_{Нб}$ , т.е. затопляя отогнанный гидравлический прыжок.

б) погасить оставшуюся часть избыточной кинетической энергии, т.е. преобразовать в тепло за счет работы сил трения.

При проектировании плотины на скальном основании, для определения схемы сопряжения бьефов, определим относительную ширину створа:

$$\frac{l_{ch}}{h} = \frac{511,84}{28,2} = 18,1 > 3, \quad (6.37)$$

где  $l_{ch}$  – ширина ущелья по хорде на уровне гребня плотины,

В соответствии с [14] для плотин на скальном основании высотой плотины до 40 м и относительной шириной створа больше 3х, рекомендуется в качестве схемы сопряжении бьефов устраивать донный гидравлический прыжок.

Для гашения кинетической энергии в нижнем бьефе рассчитаем водобойную стенку.

## 6.6 Расчет водобойной стенки

Для начала рассчитаем водобойную стенку, т.к. по сравнению с водобойным колодцем, она является более дешевой. Расчет высоты водобойной стенки  $h_{ст}$  проводим, рассматривая стенку как неподтопленные водослив практического профиля рисунок 6.7.

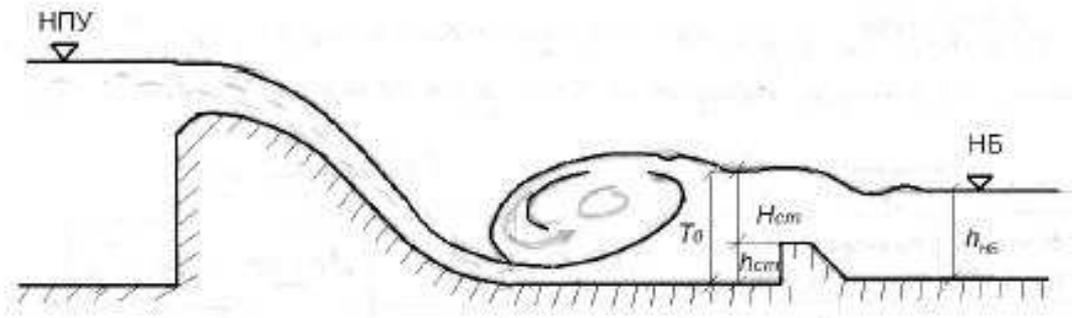


Рисунок 6.7 – Расчету водобойной стенки

Считаем, что водобойная стенка образует подтопленный водослив, тогда получаем следующее.

Удельный расход на водосливе находится по формуле:

$$q_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{р}}}{B_{\text{полн}}} = \frac{2070}{108} = 19,2 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.38)$$

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{q}{m \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}; \quad (6.39)$$

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{19,2}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 19,2^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 8,22)^2} = 4,02 \text{ м.}$$

Высота водобойной стенки  $h_{\text{ст}}$ :

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 8,22 - 4,02 = 5,02 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Проверяем условие сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 5,02 + 4,02 = 9,04 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{9,04}{3,4} = 2,62. \quad (6.42)$$

По графику М.Д. Чертоусова (рис.6.4) в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,95$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi_c = 0,6$  и  $\xi_c'' = 1$ .

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,6 \cdot 3,4 = 2,1 \text{ м.} \quad (6.43)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 1,05 \cdot 3,4 = 3,6 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Так как  $3,6 < 4,9$  - сопряжение происходит по типу затопленного прыжок.

Для определения длины свободного затопленного прыжка  $l_{пр}$  можно воспользоваться формулой Павловского для прямоугольного сечения потока за водосливом:

$$l_{пр} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,2 - 1,14) = 36,1 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Длина водобоя:

$$l_B = (0,8 \div 1)l_{пр} = (0,8 \div 1) \cdot 36,1 = 30 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c}, \quad (6.47)$$

где  $v_c$  и  $h_c$  – соответственно скорость и глубина в сжатом сечении. Скорость в сжатом сечении равна:

$$v_c = \frac{Q_p}{B_0 h'_c} = \frac{2070}{80 \cdot 1,14} = 22,7 \text{ м/с;} \quad (6.48)$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot 22,7 \cdot \sqrt{1,14} \approx 3,6 \text{ м.}$$

Для уменьшения толщины водобоя примем его толщину 2 м и анкерное крепление плит к основанию диаметром 50 мм и шагом  $2,5 \times 2,5$  глубиной 5 м.

Часть энергии, которая не погасилась на водобое (около 30 - 40 %) гасится на рисберме. На рисберме происходит уменьшение осредненных скоростей и пульсаций скоростей потока. Горизонтальная рисберма выполнена в виде крепления из бетонных плит. Плиты укладываются на обратный фильтр, для предотвращения засорения дренажных колодцев (из каменной наброски), толщиной 0,3 м. Плиты расположены в шахматном порядке. Размер плит в плане  $7 \times 7$  м.

Длина рисбермы:

$$l_p = (1 \div 2)l_B = (1 \div 2) \cdot 36,1 \approx 42 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Принимаем плиты по  $7 \times 7$  м.

## 6.7 Конструирование плотины

### 6.7.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

При своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

1. отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
2. устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным  $(0,67 \div 0,7)$ . Сначала примем заложение грани 0,67, как самый экономичный профиль. После проведения расчетов на устойчивость плотины при необходимости скорректируем данную величину.

Ширина подошвы плотины:

$$B = 0,67(\text{НПУ} - \nabla_{\text{под}}) = 0,67 \cdot (29 - 5) = 16 \text{ м.} \quad (6.50)$$

### 6.7.2 Разрезка бетонных плотин швами

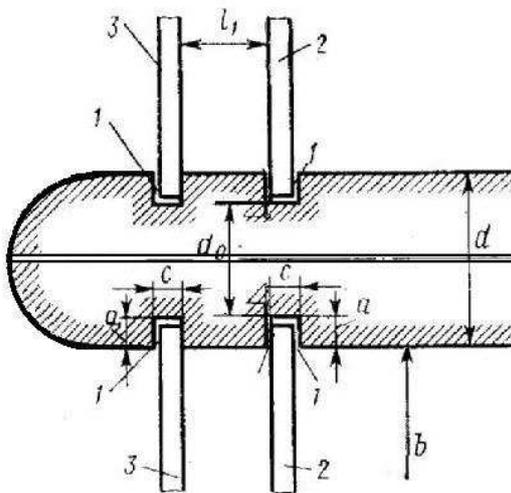
Конструктивные швы делят плотину по длине на секции. Длина секции равна 14 м. Разрезка плотин сквозными швами осуществлена по быкам с целью исключения возможности неравномерных осадок смежных быков, а, следовательно, и заклинивания затворов. Конструктивные швы должны обладать водонепроницаемостью, достаточной шириной, позволяющей отдельным секциям перемещаться независимо, возможностью наблюдения за работой швов и ремонта уплотнения. По конструкции швы применяем плоскими, они отличаются простотой выполнения, возможностью беспрепятственного отвода воды, профильтровавшейся в шов, статической определенностью работы. Ширину шва при длине около 5 метров от поверхности граней и гребня плотины принят 5 мм, в остальной части сечения (где устанавливается температура, близкая к среднегодовой) – 2 мм. Швы выполняем сквозными на всю высоту. Со стороны НБ деформационный шов проходит по бычкам, разделяющим водосливную поверхность на отдельные водосливные пролеты.

### 6.7.3 Быки

Отметку верха быка принимаем с учетом отметки глухой плотины, типа затворов, условий маневрирования ими.

Для предварительного назначения при плоских затворах водосливных отверстий можно руководствоваться схемой, представленной на рисунке 6.8. Из

условий прочности и производства работ толщина низового прошейка  $d_0 \geq 0,8$  м, принимаю  $d_0 = 1$  м; полная толщина  $d \geq 2$  (обычно 2-6 м), принимаю  $d = 4$ ; бык разрезан по оси швом,  $a \approx c \approx 0,5$  м;  $l_1$  назначают исходя из условий выполнения работ по ремонту рабочего затвора (не менее 1,0-1,5 м), принимаю  $l_1 = 1,5$  м.



1 – паз для ремонтного или аварийного затвора; 2 – рабочий затвор;  
3 - ремонтный затвор

Рисунок 6.8 – Схема верха быка

Ширина дороги будет зависеть от ее класса. В нашем случае выберем IV класс дороги: 2 полосы по 3,25 м, и две обочины по 1,75 м. Тогда ширина равна 10 м.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива; быки при этом выдвинуты в ВБ. Форма быков в плане со стороны ВБ плавная.

#### 6.7.4 Устои

Устои плотин предназначены:

- для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив;
- для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе;
- для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу;
- для опоры затворов и мостов.

На проектируемом гидроузле будет устраиваться: сопрягающий устой между водосливной и грунтовой плотиной; сопрягающий устой между зданием ГЭС и грунтовой плотиной; отдельный устой, между водосливом и зданием ГЭС.

#### 6.7.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи, или горизонтальных дрен, приуроченных к ярусам бетонирования и имеющих выходы в смотровые шахты, расположенные в межсекционных швах плотины. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа, а также верховой грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{20,2 \cdot 1,25}{25} = 1,0 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением;  
 $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;  
 $J_{кр}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.  
 Принимаем расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа 2 м.

### 6.7.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. Располагаем галереи на отметках 4,5 м и 17,5 м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Ширину галерей, предусмотренных для сбора и отвода воды, контроля за состоянием бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем 4 м, высоту - 2,5 м. Пол галереи, предусмотренной для сбора и отвода воды проектируем с уклоном не более 1:40 в сторону водосливного лотка.

## 6.8 Назначение размеров основных элементов плотины

### 6.8.1 Цементационная завеса

В основании плотины устроена вертикальная цементационная завеса. Она представляет собой ряд буровых скважин диаметром 50-100 мм, в которые нагнетается раствор цемента на глубину до  $0,5 \div 0,8H$  от дна. Число продольных рядов скважин, определяющих толщину завесы  $\delta_z$ , определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу.

Определяем глубины противофильтрационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max}, \quad (6.52)$$

где  $H_{max}$  – максимальный напор на плотину.  
 $H_{max} = (\nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}}) = 29 - 8,8 = 20,2 \text{ м}. \quad (6.53)$

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot 20,2 = (10,1 \div 16,2) = 15 \text{ м.}$$

Число продольных рядов скважин, определяющих толщину завесы, определяем исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H \cdot k_H}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.54)$$

где  $\Delta H$  – потери напора на завесе:  $H_d - H_{as} = 20,2 - 8,08 = 12,12$  м;

$k_H$  – коэффициент надежности по степени ответственности сооружения, равен 1,25;

$J_{\text{кр}}$  – критический градиент напора в завесе, принимаем равным 15.

Расстояние от напорной грани до противofильтрационной завесы:

$$l_1 = (0,05 - 0,1) \cdot B = (0,05 - 0,1) \cdot 16 = 1,6 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Толщина завесы:

$$\delta_3 > \frac{12,12 \cdot 1,25}{15} = 1 \text{ м.}$$

Принимаем один ряд цементационных скважин 2 м.

### 6.8.2 Дренажные устройства в основании

Дренажная сеть используется как для разгрузки фильтрационного потока, так и для контроля за фильтрационными расходами, характером их изменения, оценки фильтрационной проницаемости цементационной завесы и представляет собой ряд скважин в основании, соединенных с нижним бьефом отводящим устройством.

Дренажные скважины диаметром по 20 см на расстоянии одна от другой в ряду по 3 м располагаются за цементационной завесой в сторону НБ, на расстоянии 5 м. Дренажи устраиваются не только в основании плотины, но и в береговых примыканиях – для перехвата обходного фильтрационного потока с целью обеспечения устойчивости береговых склонов в нижнем бьефе.

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,7) \cdot 15 = 9. \quad (6.56)$$

Дренажные скважины выполнены из особой галереи в плотине, откуда вода отводится в нижний бьеф, в этом случае облегчается и эксплуатация дренажа: регулирование его работы, очистка скважин и др. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа 5,6 м.

## 6.9 Фильтрационный расчет подземного контура

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

Расчеты проводятся для основного случая: в верхнем бьефе  $\nabla_{НПУ}$ , в нижнем –  $\nabla_{УНБ_{min}}$  (соответствует  $Q_{сан}$ ).

Для снятия фильтрационного противодействия устраиваем противофильтрационную завесу и дренаж (рис. 6.9).

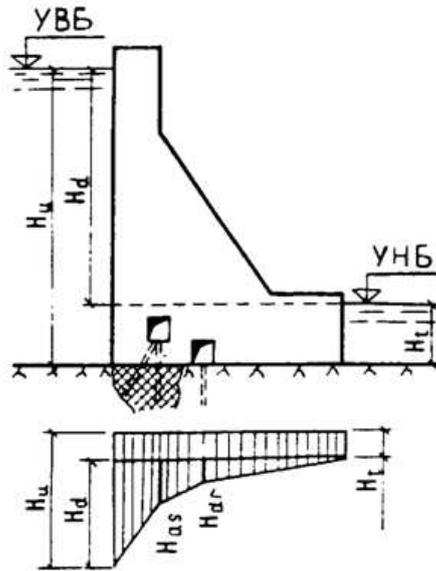


Рисунок 6.9 – Схема к определению противодействия в основании гравитационной плотины

Эпюра фильтрационного давления строится в зависимости от напора и наличия завесы и дренажа (рис.6.10).

За цементационной завесой удельная объемная сила фильтрационного давления падает до величины  $H_{as}$ , которая рассчитывается для гравитационной плотины без полостей у основания для I класса сооружения из соотношения [3, табл.5]:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4; \quad (6.57)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d, \quad (6.58)$$

где  $H_d$  – напор на плотину.

$$H_d = (\nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}}) = 29 - 8,8 = 20,2 \text{ м.} \quad (6.59)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 20,2 = 8,08 \text{ м.}$$

За дренажем удельная объемная сила фильтрационного давления падает до величины  $H_{dr}$ , которая рассчитывается для гравитационной плотины без полостей у основания для I класса сооружения из соотношения [6, табл.5]:

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2; \quad (6.60)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 20,2 = 4,04 \text{ м.} \quad (6.61)$$

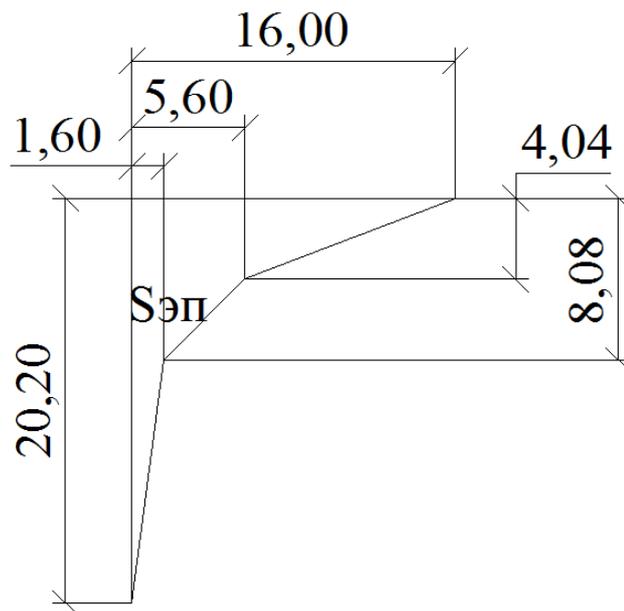


Рисунок 6.10 – Рассчитанная эпюра фильтрационного давления

### 6.10 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов. Коэффициент сочетания нагрузок при расчете плотин принимается по [12].

Расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем.

### 6.10.1 Определение основных нагрузок на плотину

Вес сооружения и механизмов.

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.62)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения (вычислена с помощью программы AutoCAD);

$b$  – ширина пролета, 10 м;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка, 4 м;

$\rho_{\text{б}}$  – плотность бетона, 2400 кг/м<sup>3</sup>.

$$G_{\text{пл}} = \frac{171,9 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 4} = 2891 \text{ кН/м.}$$

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{404,6 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 4} = 2722 \text{ кН/м.} \quad (6.63)$$

Вес плоского затвора равен:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 75 \cdot \sqrt{75} \cdot 9,81 = 350 \text{ кН,} \quad (6.64)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5)b = (30 - 23 + 0,5) \cdot 10 = 75 \text{ м}^2. \quad (6.65)$$

Вес затвора на 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{350}{14} = 25 \text{ кН/м.} \quad (6.66)$$

Сила гидростатического давления воды.

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа:

$$T_B^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 24^2}{2} = 2825 \text{ кН/м}, \quad (6.67)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 29 - 5 = 24 \text{ м.}$

– с нижнего бьефа:

$$T_H^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 3,8^2}{2} = 71 \text{ кН/м}, \quad (6.68)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 8,8 - 5 = 3,8 \text{ м.}$

Равнодействующая взвешивающего давления.

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

Для построения эпюры взвешивающего давления определим ординаты:

$$h_{\text{осн}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 8,8 - 5 = 3,8 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Определим величину взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.70)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления.

$$W_{\text{взв}} = 1 \cdot 9,81 \cdot (3,8 \cdot 16) = 599 \text{ кН/м.}$$

Сила фильтрационного давления.

Учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\text{ф}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.71)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины (рис.6.10).

$$W_{\text{ф}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 65,4 = 642 \text{ кН/м.}$$

Давление грунта.

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H h_H \text{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.72)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, (9-13) кН/м<sup>3</sup>;  
 $h_H$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна:

$$h_H = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 9 - 7 = 2 \text{ м.} \quad (6.73)$$

$\varphi_H$  – угол внутреннего трения наносов, 20-22°.

$$p_H = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 9,8 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН/м.} \quad (6.74)$$

Определим активное давление грунта со стороны верхнего бьефа.

Определим давление наносов на грунт:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (6.75)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, 10 кН/м<sup>3</sup>;  
 $h_H$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна;  
 $\varphi_{\text{гр}}$  – угол внутреннего трения для известняка  $\varphi_{\text{гр}} = 31^\circ$ ;  
 $c$  – сцепление грунта,  $c = 0$ .

$$p_1 = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{31}{2} \right) = 5,4 \text{ кН/м}^2,$$

Точку, находящуюся на границе между различными слоями грунта, считаем принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему.

Определим давление грунта:

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{взв1}} \cdot h_1) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (6.76)$$

где  $\varphi_1 = 31^\circ$  – угол внутреннего трения;  
 $\gamma_{\text{взв}}$  – удельный вес грунта с учетом взвешивающего давления воды:

$$\gamma_{\text{взв}} = \rho_{\text{сух}} - (1 - n)\gamma_w, \quad (6.77)$$

где  $n = 0,06$  – пористость сухого грунта.

$$\gamma_{\text{взв}} = 23,7 - (1 - 0,06) \cdot 10 = 14,3 \text{ кН/м}^3.$$

$$p_2 = (10 \cdot 2 + 14,3 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{31}{2} \right) = 15,5 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_a = S_{\text{эп}} = 21,9 \text{ кН/м.}$$

Волновое давление.

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} - \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.78)$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,88^2}{25,4} = 0,44 \text{ м.} \quad (6.79)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,88 \cdot \left( \frac{25,4}{3,14} - \frac{0,4}{2} \right) = 76,6 \text{ кН.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{25,4}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,88 = 3,3 \text{ м} \quad (6.80)$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно центра подошвы:

$$l_{\text{волн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} - y_c = 29 - 5 - 3,3 = 20,7 \text{ м.}$$

### 6.10.2 Расчет прочности плотины

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

Для удобства расчета составим таблицу 6.4, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Силы, действующие на плотину для основного случая, представлены в Приложении Д.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Сила	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН · м
1	2	3	4	5	6
$T_B$	1	→	2825	8,0	22602
$T_H$	1	←	71	1,3	-90
$G_{пл}$	0,95	↓	2746	2,3	-6317
$G_6$	0,95	↓	2586	4,5	-11377
$W_{взв}$	1	↑	599	0,0	0,0
$W_\phi$	1	↑	642	3,4	2156
$E_H$	1,2	→	11,8	2,7	31,3
$E_a$	1,2	→	26,3	0,7	17,5
$W_{волн}$	1	→	76,6	20,7	1583
$Q_3$	0,9	↓	22,5	7,6	-171,2
$\sum N$		↓↑	4113		
$\sum W$		↔	2869		
$\sum M$			8177		
момент с плюсом - движение по часовой стрелке; момент с минусом - против часовой стрелки.					

Нормальные напряжения на контакте основание–бетон  $\sigma_y$  рассчитываем методом сопротивления материалов по формуле внецентренного сжатия:

$$\sigma_y = -\frac{V}{B} \pm \frac{6 \sum M}{B^2}, \quad (6.81)$$

где  $V$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $\sum M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $B$  – ширина подошвы плотины.

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{V}{B} + \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{4113}{16} + \frac{6 \cdot 8177}{16^2} = -66,1 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{V}{B} - \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{4113}{16} - \frac{6 \cdot 8177}{16^2} = -445,6 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.82)$$

где  $\gamma_w$  – удельный вес воды;  
 $m_u = \operatorname{tg}\alpha_1$ ,  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью,  $\alpha_1 = 0$ ;  
 $H_d^u$  – заглубление сечения от  $\nabla$ НПУ:

$$H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla_{\text{под}} = 29 - 5 = 24 \text{ м.} \quad (6.83)$$

$$\sigma_x^u = -66,1 \cdot 0^2 - 10 \cdot 24 \cdot (1 - 0^2) = -240 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.84)$$

где  $\gamma_w$  – удельный вес воды;  
 $m_t = \operatorname{tg}\alpha_2$ ,  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью;  
 $H_d^t$  – заглубление сечения:

$$H_d^t = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla_{\text{под}} = 8,8 - 5 = 3,8 \text{ м.} \quad (6.85)$$

$$\sigma_x^t = -1538 \cdot 0,67^2 - 10 \cdot 3,8 \cdot (1 - 0,67^2) = -220,9 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам:  
– для верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.86)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 24 + (-66,1)) \cdot 0 = 0,0 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.87)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 3,8 + (-445,6)) \cdot 0,67 = 273,1 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

– для верховой грани:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2, \quad (6.88)$$

$$\sigma_1^u = -66,1 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 24 \cdot 0 = -66,1 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,8 = -38 \text{ кПа.} \quad (6.89)$$

Главные напряжения:

– для верховой грани:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 24 = -240 \text{ кПа.} \quad (6.90)$$

– для низовой грани:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2, \quad (6.91)$$

$$\sigma_3^t = -445 \cdot (1 + 0,67) + 10 \cdot 3,8 \cdot 0,67 = -537,8 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение на площадках контактного сечения у верховой грани:

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

$$\sigma_c^u = -66,1 \text{ кПа.}$$

Составим таблицу 6.5 для полученных напряжений (Приложение Е).

Таблица 6.5 – Напряжения, возникающие в плотине

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-66,1	$\sigma_y^t$	-445,6
$\sigma_x^u$	-240,0	$\sigma_x^t$	-220,9
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	273,1
$\sigma_1^u$	-66,1	$\sigma_1^t$	-38,0
$\sigma_3^u$	-240,0	$\sigma_3^t$	-537,8
$\sigma_c^u$	-66,1		

### 6.10.3 Оценка прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$k_n \gamma_{lc} |\sigma_{max}| \leq R_{np} \gamma_{cd}, \quad (6.92)$$

где  $k_n = 1,25$  – 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);

$\sigma_{max}$  – максимальное главное напряжение;

$R_{np} = 8,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В15, которое определяем по [4];

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

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-537,8| \leq 8500 \cdot 0,9 ,$$

$$672,3 \leq 7650.$$

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

$$\sigma_y^u < 0, \tag{6.93}$$

$$-66,1 < 0.$$

3) В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w H_d^u , \tag{6.94}$$

$$|-66,1| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 24 ,$$

$$66,1 \geq 60,0.$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0 , \tag{6.95}$$

$$-537,8 \leq 0.$$

5) Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_0]_h , \tag{6.96}$$

где  $[\sigma_0]_h$  – допускаемые напряжения в основании, для скального основания  $[\sigma_0]_h = 5000$  кПа.

$$445,6 \leq 5000.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

#### 6.10.4 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. Считаем что сдвиг плоский.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.97)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,25;

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

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы ( $\gamma_{cd} = 0,95$  – при работе плотины при НПУ);

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

$$R = (G_{пл} + G_{б} + Q_3 - W_{ф} - W_{эв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{nn} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (6.98)$$

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

$\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м;

$F$  – сдвигающая сила:

$$F = T_e - T_n + W_{волн} + E_n + E_a. \quad (6.99)$$

$$R = (2746 + 2586 + 22,5 - 642 - 599) \cdot 0,7 + 73 \cdot 16 = 4053.$$

$$F = 2825 - 71 + 76,6 + 11,8 + 26,3 = 2869.$$

$$\frac{4053 \cdot 0,95}{2869 \cdot 1} = 1,34 \geq 1,25.$$

Анализируя расчетные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности при основном сочетаниях нагрузок. А также является экономичным, запас по надежности плотины, не превышает 10% от нормативной величины  $1,34 < 1,38$ .

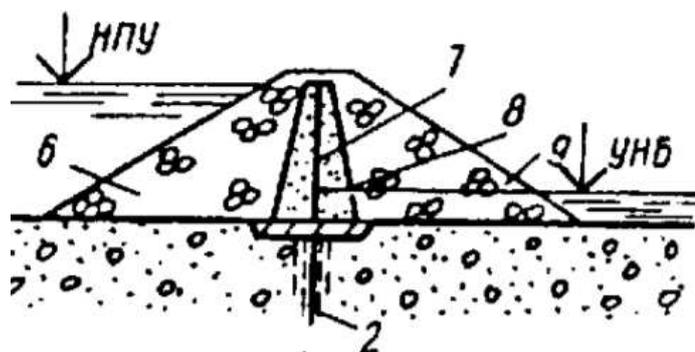
## 6.11 Проектирование грунтовой плотины

При проектировании и возведении грунтовых плотин необходимо учитывать следующие основные требования:

1. заложения откосов плотин должны обеспечивать устойчивость сооружения и его основания при всех возможных условиях строительства и эксплуатации.
2. откосы и гребень плотины должны иметь покрытия, защищающие их от ветровых, волновых и атмосферных воздействий;
3. дренажные устройства должны обеспечивать организованный сбор и отвод фильтрующей воды, предотвращать фильтрационные деформации в теле плотины;
4. строительные и эксплуатационные деформации плотины, ее отдельных элементов и основания не должны вызывать нарушений нормальной работы сооружения.

В пределах Воронежской области выявлены и активно разрабатываются следующие полезные ископаемые: песок; глина; строительный камень и т.д. В связи с этим и на основании [15] запроектируем каменно-набросную плотину (рисунок 6.13). Согласно таблице 7 [15] принимаем противофильтрационное устройство – асфальтобетонную диафрагму.

Плотина состоит из диафрагмы, двухслойных переходных зон к диафрагме, верховая и низовая призма из крупного строительного камня. В соответствии с п.4.28 [15] сопряжение негрунтовых экранов плотины с основанием предусматриваем при помощи бетонного зуба, в котором устраиваем потерну для создания инъекционной завесы. Для защиты верхового откоса с верховой грани, примем крепление бетонными плитами. Верхней границей основного крепления, считаем отметку гребня плотины 33 м. Нижнюю границу основного крепления назначаем  $h = 2h_{1\%} = 2 \cdot 1,88 = 3,8$  м.  $t = УМО - h = 27,2 - 3,8 = 23,4$  м.



2 – цементационная завеса, 6 – верховая призма 7 - диафрагма; 8 — переходные слои; 9 – низовая призма.

Рисунок 6.13 - Вид каменно-земляной плотины с ядром

Примем заложение верхового и низового откоса 1:1,5. Со стороны верховой и низовой грани устоим берму, первая находится на отметке равной 23,4 м (граница крепления верхового откоса). Ширина бермы составляет 3 м.

Максимальная высота плотины составляет 26 м. Отметка гребня – 33 м. Ширина по гребню – 10 метров.

### 6.12 Расчет высоты перемычек первой очереди

При русловой компоновки сооружений гидроузла на первом этапе возводим перемычку первой очереди, которые образуют котлован 1-й очереди, в результате чего русло реки сужается. В осушенном котловане 1-й очереди возводят нижнюю часть бетонной плотины. Расход пропускается через суженное русло. Перекрытая перемычками часть русла для скального основания составляет не более 50-60 %. В суженном русле определяется повышение уровней с целью определения отметки продольной и поперечной перемычек. Повышение уровня определяем по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2g} - \frac{V_0^2}{2g},$$

где  $\varphi = 0,75$  - коэффициент скорости, для прямоугольной перемычки равен 0,75;

$V_c$  - скорость в суженном русле;

$V_0$  - бытовая скорость реки.

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{\omega_c},$$

где  $\omega_c$  - площадь поперечного сечения суженного русла.

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{\omega_0},$$

где  $\omega_0$  - площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при  $Q_{стр}$ .

Последствие разрушений при прорыве перемычки может привести к катастрофе, поэтому принимаем расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды 5%, следовательно  $Q_{стр} = 2058 \text{ м}^3/\text{с}$ . Ширина русла на отметке 11,3 м 307 м, при стеснении 50% - 154 м (Приложение Ж).

$$V_0 = \frac{2058}{1140} = 1,8 \text{ м/с};$$

$$V_c = \frac{2058}{560} = 3,67 \text{ м/с}.$$

$$z = \frac{1}{0,75^2} \cdot \frac{3,67^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,8^2}{2 \cdot 9,81} = 1,06 \text{ м.}$$

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$h_{\text{ВП}} = H_{\text{НБ}} + z + a,$$

где  $H_{\text{НБ}} = 11,3 \text{ м}$  – отметка НБ, соответствующая  $Q_{\text{стр}}$ ;  
 $a = 1 \text{ м}$  – конструктивный запас.

$$h_{\text{ВП}} = 11,3 + 1,06 + 1 = 13,4 \text{ м.}$$

На втором этапе разбирают перемычки 1-й очереди, и воду пропускают через построенное водосбросное сооружение.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ростовской ГЭС. Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Основным принципом политики в области охраны труда является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников ГЭС по отношению к результатам производственной деятельности.

Для решения задач по обеспечению безопасных условий труда на ГЭС необходимо создать структурные подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля:

- организует работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организует и координирует природоохранную деятельность.

Для всех инженерно-технических работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции, для рабочих – инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

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

В соответствии с требованиями «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н» [16]:

Работники, занятые на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (в том числе на подземных работах), а также на работах, связанных с движением транспорта, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал, кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве, должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

Работники, относящиеся к электротехническому персоналу, а также электротехнологический персонал должны пройти проверку знаний Правил и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по устройству электроустановок, по технической эксплуатации электроустановок, а также применения защитных средств) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Стажировка, дублирование проводятся под контролем опытного работника, назначенного организационно-распорядительным документом.

Допуск к самостоятельной работе должен быть оформлен ОРД организации или обособленного подразделения.

Работник, в случае, если он не имеет права принять меры по устранению нарушений требований Правил, представляющих опасность для людей, неисправностей электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты, обязан сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

Работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований Правил, законодательных и иных нормативных актов по охране труда.

Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в зависимости от выполнения работ и обязан пользоваться ими во время работы.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов, а также нормативно – технической документации:

- Федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;

- Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации»;

- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н;

- Правила устройства электроустановок;

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации утвержденных приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. №229.

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- по наряду – допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд (ответственным руководителем или производителем работ).

Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, а также ремонт ВЛ независимо от напряжения должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ, утвержденным руководителем организации.

Работникам следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

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 работников.

## **7.2 Противопожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности устанавливаются в соответствии с:

- Правилами противопожарного режима в российской федерации утверждены постановлением правительства Российской Федерации от 25.05.2012 №390;
- Федеральный закон от 21.12.1994г. №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 22.06.2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*).

В соответствии с требованием вышеуказанных правил руководитель организации назначает лицо, ответственное за пожарную безопасность, которое обеспечивает соблюдение требований пожарной безопасности на ГЭС.

На Ростовской ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обучение мерам пожарной безопасности путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума;
- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установление противопожарного режима, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий.

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

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся первичных средств пожаротушения.

В обязанности оперативного персонала должны входить следующие действия по обеспечению пожарной безопасности ГЭС: при возникновении пожара, вызвать пожарную охрану, оповестить персонал ГЭС о возникновении пожара и необходимости эвакуации, доложить руководству о возникновении пожара, произвести необходимые отключения и заземления оборудования в зоне пожара, приготовить средства защиты для пожарных подразделений, организовать встречу пожарных подразделений и сопроводить к очагу возгорания, выдать средства защиты, провести инструктаж, выдать письменный допуск для тушения пожара, допустить пожарные подразделения к тушению пожара, остаться в качестве наблюдающего, а также для инструктирования пожарных. После ликвидации пожара: восстановление нормального режима работы оборудования.

Каждый работающий на ГЭС обязан четко знать и соблюдать установленные правила и инструкции пожарной безопасности, выполнять все противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях и сооружениях ГЭС. При возникновении пожара немедленно сообщить

вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися первичными средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

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

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство.

### **7.2.1 Пожаротушение гидрогенераторов**

Пожаротушение обмоток гидрогенераторов производится распыленной водой из специальных устройств (перфорированных колец), смонтированных внутри агрегата. На генераторах устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Включение системы пожаротушения производится дистанционно кнопкой, расположенной в легко доступном месте. Включение устройств пожаротушения гидрогенераторов заблокировано и производится только после отключения гидрогенератора (отключение всех выключателей гидрогенератора и гашения поля ротора) с одновременной подачей импульса на останов агрегата. Отключение систем пожаротушения производится автоматически с выдержкой времени. При ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

### **7.2.2 Пожаротушение силовых трансформаторов**

Пожарная опасность главных трансформаторов обусловлена наличием в них большого количества трансформаторного масла. Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. От магистрального кольцевого водопровода предусматриваются ответвления, на которых устанавливаются задвижки с электроприводом. Задвижки на сухотрубах всегда закрыты. Открытие задвижек происходит от дифференциальной и газовой защит трансформатора. По периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально

устанавливаются дренчерные оросители. Кроме автоматического пуска средств пожаротушения предусматривается дистанционный пуск с помощью кнопки с ЦПУ при одновременном автоматическом отключении трансформатора, а также ручным пуском у места установки. На трансформаторах также может предусматриваться система предотвращения взрывов и пожаров SERGI. В качестве необходимого мероприятия по локализации пожара трансформатора предусматривается быстрый отвод от трансформатора полного объема масла и воды пожаротушения в масловодоотводитель, расположенный на пирсе.

### **7.2.3 Пожаротушение кабельных сооружений**

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Для тушения пожара предусматриваются стационарные установки дренчерного типа. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Предусматривается также дистанционное открытие задвижек с ЦПУ. Пожаротушение предусматривается и от пожарных кранов.

### **7.2.4 Пожаротушение стационарного маслохозяйства**

Основным средством для тушения пожара, возникающего в помещениях маслоскладов, помещений регенерации масла и трансформаторных мастерских, является герметизация этих помещений с прекращением притока в них свежего воздуха. Все помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией, и при срабатывании извещателей автоматически отключается вентиляция и подается сигнал о пожаре на ЦПУ. Управление задвижкой слива предусматривается дистанционным с дублирующим ручным приводом, выведенным в безопасное место. Очистка емкости аварийного слива производится с помощью стационарного насоса. Пожаротушение предусматривается от пожарных кранов.

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

При строительстве Ростовской ГЭС 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 реки Дон в нижнем бьефе Ростовской ГЭС;
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 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» [17] в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

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

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

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

## 7.4 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются [18], в соответствии с которыми:

1. разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период, а именно организационные:

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

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.

## 7.5 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.**

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

где  $N$  - объем бетонных работ ( $449400 \text{ м}^3$ );  
 $q$  - удельный норматив образования ( $q = 1,8\%$ );  
 $\rho$  - плотность бетона ( $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ ).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{449400 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 80892 \text{ т.}$$

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где  $N$  - количество арматуры (95 т);  
 $q$  - удельный норматив образования ( $q = 1,0 \%$ );  
 $\rho$  - удельный вес арматуры ( $\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$ );

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{105 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,1 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 80092 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,1 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.

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

В период эксплуатации воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и

сооружений;

4. На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. регулирование водным режимом водотока;
2. очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта; Выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

## 8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии потребителям – естественное продолжение процесса производства электрической энергии. Функционирование действующей энергосистемы Российской Федерации основано на сочетании технологической и коммерческой инфраструктуры, а также взаимодействующих между собой в конкурентной среде организаций, осуществляющих выработку и реализацию электроэнергии и действующих под строгим государственным контролем.

Особенности процесса реализации электроэнергии определяются спецификой электроэнергии как товара.

Во-первых, процессы производства и потребления электроэнергии совпадают во времени, при этом объёмы выработанной и потреблённой электроэнергии в любой отдельно взятый момент времени равны. Возможность запасания электроэнергии в достаточных количествах отсутствует, и если на других товарных рынках нарушение баланса между производством и потреблением может быть устранено за счет использования складских запасов или (иногда) товаров-заменителей, то рынок электроэнергии может нормально функционировать только при стабильной сбалансированности производства и потребления.

Во-вторых, реализация электроэнергии может осуществляться только при наличии у абонента энергопринимающего устройства, отвечающего установленным техническим требованиям и присоединенного к сетям энергоснабжающей организации, а также при обеспечении учета потребляемой энергии.

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6
Установленная мощность, МВт	252	252	252	252	252
Число часов использования установленной мощности, часы	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Выработка электроэнергии, МВт×ч	1058400	1058400	1058400	1058400	1058400
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

### Окончание таблицы 8.1

1	2	3	4	5	6
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт×ч	10 584	10 584	10 584	10 584	10 584
Объем реализации электроэнергии, МВт×ч	1047816	1047816	1047816	1047816	1047816
Тариф на электроэнергию, руб/МВт×ч	1 281	1 323	1 362	1 400	1 437
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб	111,85	115,52	118,92	122,24	125,47
НДС к выручке, млн.руб	17,06	17,62	18,14	18,64	19,14

Анализируя данные первых лет эксплуатации ГЭС, можно сделать следующий вывод, при неизменном объеме реализации электроэнергии наблюдается рост выручки от реализации электроэнергии, который обусловлен только ростом тарифов на электроэнергию.

#### 8.1.1 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии [19].

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

- налог на воду.

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

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

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,5	64, 31
Прочие	274,0	69, 04
Итого по ГЭС		133, 35

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости. Удельные значения расходов на ремонт (в %), представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25 лет	0,14
Свыше 26 лет	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с единым сценарным условиям РусГидро. Результаты расчета представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт*ч	Сумма, млн.руб.
АО «СО – ЕЭС»	135,38	34 ,11
АО АТС (администратор торговой системы)	0,001097	2, 38
АО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318	0,69
Итого		37,19

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Дон составляет 4,8 руб.

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

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн.руб.	239,67	239,67	239,67	239,67	239,67
Расходы на страхование, млн.руб.	106,77	100,73	94,69	88,65	82,61
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	115,17	133,35	133,35	133,35	133,35
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	30,50	43,17	40,58	37,99	35,40
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	32,20	37,19	37,19	37,19	37,19
Налог на воду, млн.руб.	8,95	10,45	10,45	10,45	10,45
Итого, млн.руб.	533,29	564,59	555,96	547,33	538,70

Как видно из данных таблицы, практически половину от текущих затрат составляют амортизационные отчисления, далее идут расходы на страхование и эксплуатационные затраты. Все остальные затраты составляют небольшую часть от общей суммы.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рис.8.1).

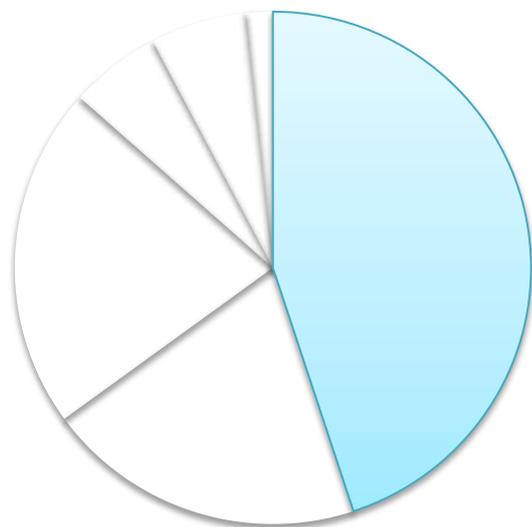


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Анализируя диаграмму, наглядно видно, что наибольшая доля от общего количества текущих затрат состоит из амортизационных отчислений 45% и практически в равной пропорции из эксплуатационных затрат и расходов на страхование по 20%.

## 8.1.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы – это издержки, связанные с перечислением налоговых сборов либо освобождением от их уплаты.

Часть налогов отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ:

- Налог на прибыль – 20 %;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34 %;
- Налог на имущество – 2,2 %;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2021-2025 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66
НДС, млн.руб.	258,92	450,00	463,60	476,68	489,42
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22
Налог на имущество, млн.руб.	88,59	83,32	78,06	72,80	67,53
Итого, млн.руб.	359,39	545,25	553,54	561,36	568,84

Анализируя показатели данных таблицы по налоговым расходам, наблюдается прямо пропорциональная зависимость роста налогов от роста выручки.

## 8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибылью предприятия называется часть от общей выручки от продажи электроэнергии, которая остается после возмещения затрат на реализацию и производственные процессы.

Данные по годовой прибыли с 2020 по 2024 гг. эксплуатации представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6
Выручка (нетто), млн.руб.	807,64	2 080, 20	2 426,55	2 506,96	2 581,80
Текущие расходы, млн.руб.	446,11	533,29	564,59	555,96	547,33
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	361,53	1 546,90	1 861,96	1 950,99	2 034,47
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	361,53	1 546,90	1 861,96	1 950,99	2 034,47

### Окончание таблицы 8.7

1	2	3	4	5	6
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	72,30	309,38	372,39	390,19	406,89
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	289,22	1 237,52	1 489,57	1 560,79	1 627,57
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

С ростом выручки наблюдается закономерный рост текущих расходов и чистой прибыли. Согласно рисунку 8.2 можно заметить ежегодный стабильный рост суммы чистой прибыли, обусловленный ежегодным увеличением тарифов на электроэнергию и мощность.

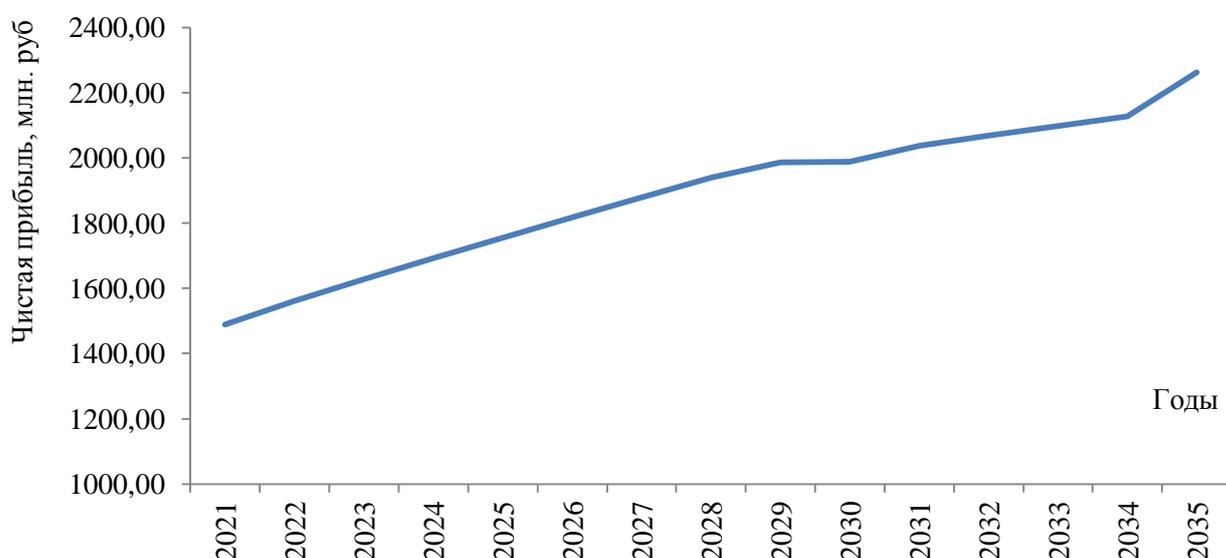


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль

## 8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.» [19]).

### 8.3.1 Методология, исходные данные

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

Оценку и расчет показателей эффективности проекта осуществляют согласно:

а) «Методических рекомендаций 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 [20];

б) «Методических рекомендаций 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 [21].

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.» [19].

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Ростовской ГЭС составляет 20лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

- используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2017 года.

- предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, лет	7
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	7299,27
Индекс прибыльности – PI.	1,67
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,23
Удельные капиталовложения, тыс. руб/Мвт	81567,06

Согласно рассчитанным показателям эффективности проект Ростовская ГЭС на реке Дон подлежит внедрению, поскольку полученные показатели показывают его эффективность и соответствие требуемым нормам.

### 8.3.3 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 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022
В федеральный бюджет, млн. руб	1,67	10,76	20,03	281,25	472,38
В региональный бюджет, млн. руб	31,71	110,96	93,85	88,59	83,32
Итого налоговых поступлений, млн. руб	33,39	121,76	113,92	369,88	555,74

Таким образом, сумма налоговых поступлений в бюджет закономерно растёт с ростом выручки от продажи электроэнергии.

#### 8.4 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности - это метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель (NPV). Предполагается, что неопределенность каждого параметра преимущественно связана с каким-то одним видом риска. И если данный риск наиболее значим, именно ему следует уделить наибольшее внимание.

Риск инвестиционного проекта можно охарактеризовать как неопределенность результата (эффекта) инвестиционного проекта. Другое понимание риска - возможность непредвиденных неблагоприятных событий, способных оказать негативное влияние на эффект проекта.

По одной из классификаций можно выделить следующие 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 являются рыночные, капитальные и операционные риски.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины PI в зависимости от изменения объема инвестиций, цены сбыта и ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

В результате:

- увеличение объема инвестиций ведет к уменьшению величины PI (рис.7.3);

- увеличение цены сбыта ведет к увеличению величины PI (рис.8.4);
- увеличение ставки дисконтирования ведет к уменьшению величины PI (рис.8.5).

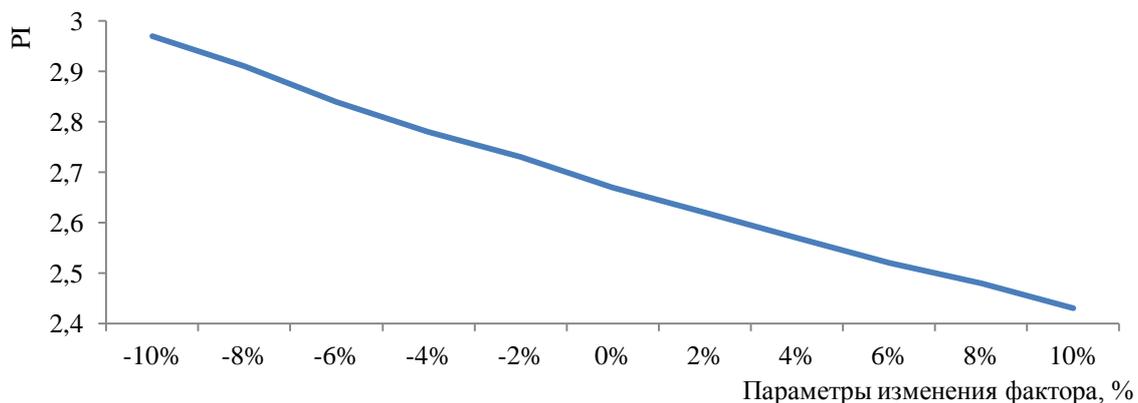


Рисунок 8.3 - Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

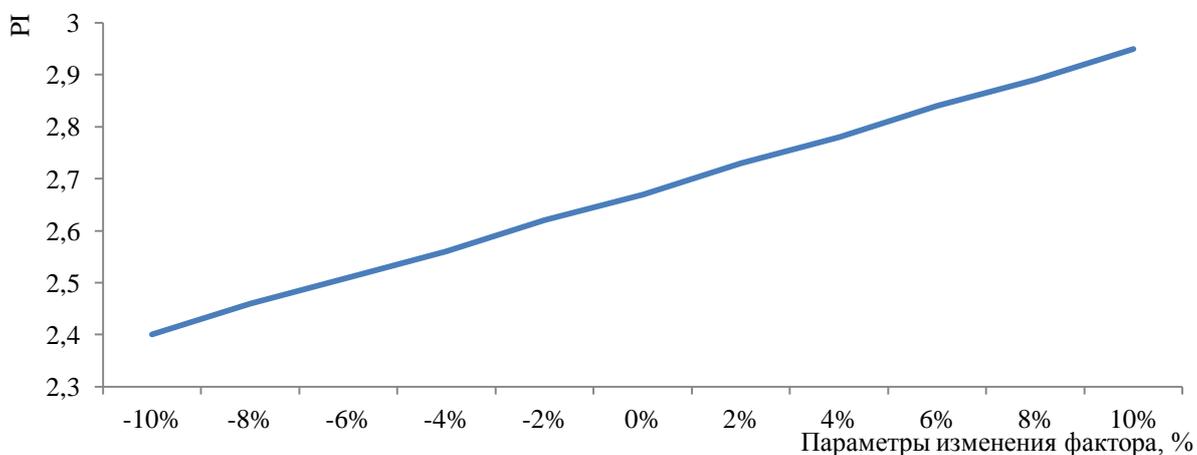


Рисунок 8.4 - Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

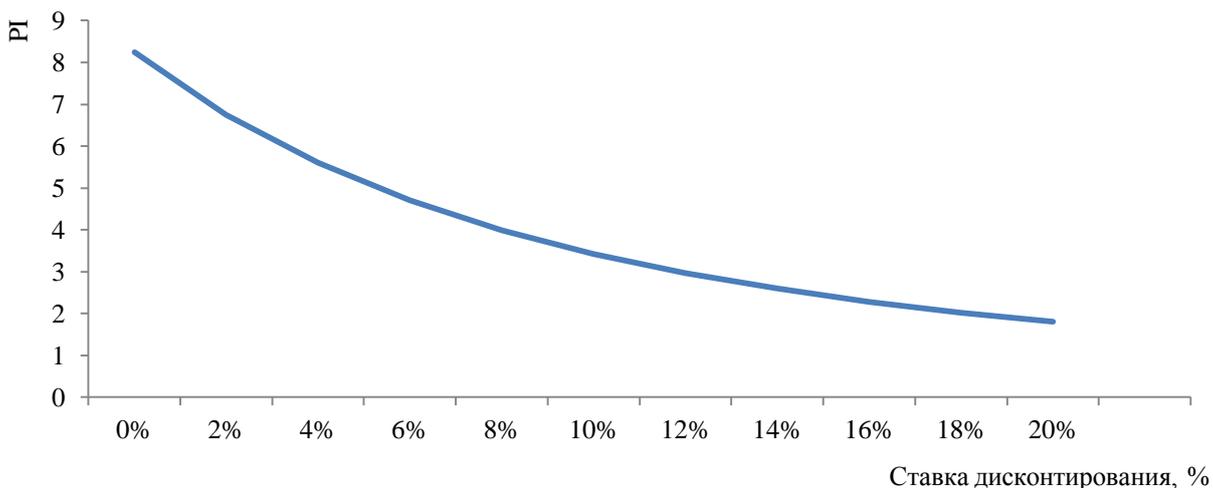


Рисунок 8.5 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

## **9 Расчеты режимов наполнения водохранилища ГЭС при строительстве ГЭС на примере проектируемой ГЭС**

### **9.1 Требования и нормативная база при создании Ростовского водохранилища**

Ввод в эксплуатацию ГЭС связан с созданием водохранилища. Влияние водохранилища на водный режим реки и, соответственно, на окружающую природную среду тем значительнее, чем больше его абсолютный и относительный полезный объем.

Безопасность подпорных сооружений гидроузла, населения и хозяйственных объектов, расположенных в долине реки ниже по течению, и надежность функционирования электроэнергетического объекта в значительной мере определяются режимом использования водных ресурсов водохранилища.

Основным документом, регламентирующим режим наполнения и сработки водохранилища, порядок пропуска половодий и паводков, размер пропусков в нижний бьеф гидроузла, являются «Правила использования водных ресурсов водохранилищ». К моменту сдачи объекта Ростовской ГЭС в промышленную эксплуатацию должны быть разработаны и утверждены «Правила использования водных ресурсов водохранилища». Они разрабатываются в соответствии с: Водным кодексом Российской Федерации [22], Положением о разработке, согласовании и утверждении правил использования водохранилищ [23], в том числе типовых правил использования водохранилищ, Положением о Федеральном агентстве водных ресурсов [24], и Методическими указаниями по разработке правил использования водохранилищ [25].

При разработке проекта на создание Ростовского водохранилища и территории нижнего бьефа были проработаны вопросы комплексного использования его водных ресурсов с учетом интересов всех участников создаваемого водохозяйственного комплекса. Требования водопользователей (судоходство, сельское хозяйство, рыбоводство, хозяйственная деятельность предприятий и населенных пунктов) должны удовлетворяться путем обеспечения подачи в нижний бьеф гидроузла согласованных по расходу и режиму попусков.

### **9.2 Этапы подготовки водохранилища к наполнению**

На I этапе эксплуатации предполагается первоначальное наполнение водохранилища вплоть до проектного НПУ 29 м и установка на Ростовской ГЭС 3 гидроагрегатов.

Фактический ход наполнения водохранилища и энергоотдача Ростовской ГЭС будут зависеть от сроков готовности ложа Ростовского водохранилища, гидрологической обстановки на р.Дон и, соответственно, достижения уровня воды в водохранилище, обеспечивающего устойчивую работу вводимых в эксплуатацию агрегатов.

Эксплуатация допускается при обеспечении следующих требований:

- наполнение водохранилища с учетом фактической готовности ложа водохранилища под затопление;
- безопасность гидротехнических сооружений, а также населения и временных сооружений, размещенных в верхнем и нижнем бьефе гидроузла;
- удовлетворительное санитарно-экологическое состояние реки Дон ниже створа Ростовского гидроузла.

### **9.3 Мероприятия по санитарной подготовке территории затопления**

Создание Ростовского водохранилища представляет собой подготовку ложа водохранилища, включая освобождение территории под зону затопления от расположенных на ней объектов, что предполагает использование земель значительной площади различных категорий. Это влечет за собой, как правило, необходимость в переселении жителей из зоны затопления. При переселении оказывается людям информационное, организационное и финансовое содействие, в т.ч. выплата компенсаций. Правила компенсации предусматривают 4 вида денежного возмещения: компенсацию переезда, расходы по провозу имущества, суточные, расходы по обустройству на новом месте жительства.

Выполнение мероприятий по санитарной подготовке Ростовского водохранилища обеспечивает надлежащее санитарное состояние территории в зоне влияния водохранилища и нижнего бьефа гидроузла. Производство работ по санитарной подготовке зоны затопления и зоны формирования берегов за десятилетний период после наполнения водохранилища производится в полном соответствии с нормативными требованиями и направлено на предотвращение ухудшения качественных показателей воды в водохранилище.

В комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории затопления входит:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из туалетов и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории населенных пунктов подлежащих выносу;
- ликвидация скажин;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности;
- мероприятия в местах захоронений.

На территории населенных пунктов, полностью и частично попадающих в зону затопления водохранилищем, подлежат удалению мосты, опоры воздушных линий электропередачи и связи и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,50 м. Из-за ветхости строений, отсутствия транспортных связей, удаленности населенных мест очистки от источников обеспечения необходимой техникой и машинами вывозить мусор нецелесообразно. Все, что можно сжечь, должно сжигаться на месте с применением керосина. Работы по сжиганию ведутся при постоянном дежурстве пожарной техники с обеспечением средствами связи. После завершения пожара металлолом собирается и вывозится

из зоны затопления на специально отведенные полигоны, расположенные на незатопляемых отметках в брошенных вырубках. Места пожаров смачиваются водой, перепахиваются на глубину 0,35 м и укатываются за 3-4 прохода груженными автомашинами.

В населенных пунктах нечистоты от туалетов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в котлованы глубиной 3 м. Освободившиеся ямы обрабатываются дезинфицирующим средством.

Скважины освобождаются от металлической оснастки, подвергаются тампонажу бетоном или раствором.

Согласно п.3.6.2 СанПиН 3907-85 «Санитарным правилам проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» [17], переносу подлежат кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО (уровня мертвого объема) в зоне переработки берега.

Очистка территории, отводимой под затопление, от древесной и кустарниковой растительности входит в комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории затопления в целях обеспечения в водохранилище качества воды, соответствующего требованиям санитарных норм.

Все работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены заблаговременно, до начала заполнения водохранилища.

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

#### **9.4 Влияние Ростовского водохранилища на состояние водных биоресурсов и среду их обитания**

В соответствии с Водным кодексом РФ, Федеральными законами «Об охране окружающей среды», "О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов" при проектировании, строительстве и вводе в эксплуатацию Ростовской гидроэлектростанций учитывалось его влияние на состояние водных биоресурсов и среду их обитания. Предусмотрен ряд мер по сохранению водных объектов, водных биологических ресурсов, обеспечено устойчивое функционирование естественных экологических систем и иные необходимые меры по недопущению негативных изменений природной среды, сохранению водного режима, обеспечивающего наиболее благоприятные условия для воспроизводства водных биологических ресурсов.

#### **9.5 Обеспечение безопасности в верхнем и нижнем бьефах гидроузла**

Безопасность населения в верхнем бьефе гидроузла обеспечивается выполнением всех предусмотренных мероприятий и работ по подготовке ложа водохранилища под затопление (наличие протокола заседания Межведомственной рабочей группы по подготовке зоны затопления Ростовской

ГЭС), поэтапным наполнением водохранилища по фактической готовности ложа.

Допустимая скорость повышения уровня воды в водохранилище при его начальном наполнении не регламентируется.

Безопасность гидротехнических сооружений в нижнем бьефе гидроузла при наполнении водохранилища в условиях незавершенного строительства обеспечивается при строгом соблюдении очередности работы водосбросных сооружений в соответствии с ПОС (проектом организации строительства). Безопасность гидротехнических сооружений в верхнем бьефе гидроузла гарантируется соблюдением проектных условий пропуска максимальных расходов воды через гидроузел.

Пропускная способность водосбросных сооружений гидроузла в каждом году наполнения достаточна для пропуска расчетных максимальных расходов воды без превышения проектных отметок. До пуска первых агрегатов расходы воды в нижний бьеф гидроузла поступают через строительные водосбросы, после ввода агрегатов - через агрегаты и, при необходимости, через эксплуатационные водосбросы.

Уровни воды в Ростовском водохранилище контролируются по водпосту у плотины гидроузла с максимально возможной точностью  $\pm 2$  см (без учета сгонно-нагонных ветровых явлений при отсутствии ледового покрова).

Ростовский гидроузел в нормальных условиях эксплуатации с НПУ 29м относится к I классу сооружений. Расчетным для него является максимальный расход воды вероятностью превышения 0,1%, поверочным - 0,01% с гарантийной поправкой. Для периода временной эксплуатации гидроузла в качестве расчетного принимается максимальный расход воды вероятностью превышения 0,2%.

## **9.6 Наблюдения за состоянием водохранилища и учёт использования его водных ресурсов**

Учет притока воды в Ростовское водохранилище ведется территориальными органами Росгидромета. Состав и объем гидрометеорологической информации, передаваемой в организации, эксплуатирующие Ростовское водохранилище, устанавливаются специальными соглашениями. Обслуживание водомерных постов и гидрометрических створов в период начального наполнения и первого этапа эксплуатации водохранилища возлагается на эксплуатационную службу гидроэлектростанции.

Задачей гидрометеорологических наблюдений на этапе наполнения водохранилища является получение оперативной информации о развитии гидрометеорологических процессов и явлений с целью отслеживания динамики наполнения водохранилища, предотвращения вредного воздействия вод на сооружения ГЭС и населённые пункты, расположенные на прилегающей территории.

В период наполнения водохранилища наблюдения осуществляются в следующих пунктах:

- в районе гидроузла со стороны верхнего бьефа;
- в верхнем бьефе в районе расчетного выклинивания подпора водохранилища;
- на участке нижнего бьефа в пределах района, где уровенный режим будет существенно меняться в результате регулирования приточных расходов воды.

В период начального наполнения до промежуточной отметки и первого этапа эксплуатации Ростовского водохранилища на водомерных постах и гидрометрических створах предусматривается измерение уровней водохранилища, нижнего бьефа и температуры воды. Расходные характеристики сбросов из водохранилища определяют в нижнем бьефе. Учет стока воды производится через работающие и неработающие турбины, а также через все вспомогательные системы гидроэлектростанций (техническое водоснабжение, хозяйственные насосы и др.).

Состав и периодичность гидрометеорологических наблюдений в верхнем и нижнем бьефе гидроузла осуществляются в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

Организация оповещения об опасных, экстремальных и чрезвычайных гидрометеорологических явлениях, а также об экстремальных режимах работы гидроузла осуществляется уполномоченными органами в соответствии с законодательством.

Выполнение наблюдений за ходом наполнения водохранилища в период наполнения проводятся с целью отслеживания процесса наполнения водохранилища для определения объёмов аккумуляции воды и затопления местности, а также выявления различных нештатных ситуаций и негативных явлений в процессе наполнения водохранилища.

Наблюдения за ходом наполнения водохранилища осуществляются на постоянной основе. С этой целью создано в составе организации структурное мобильное подразделение, для проведения всего комплекса работ по гидрометеорологическому обеспечению гидротехнического сооружения - оперативную наблюдательную службу, в полномочия которой будет входить:

- наблюдение за ходом наполнения ложа водохранилища и уровнями воды в нижнем бьефе гидротехнического сооружения;
- сбор и обработка полученных при наполнении водохранилища данных;
- по осуществлению замеров уровней и определению (расчёту) объёмов поступления воды;
- оценка возможных угроз при выявлении нештатных ситуаций и негативных явлений в процессе наполнения водохранилища;
- оперативная передача полученной информации о выявленных нештатных ситуациях и негативных явлениях в процессе наполнения водохранилища руководству организации.

## 9.7 Расчёт режима наполнения водохранилища

После выполнения всех выше указанных требований подготовки водохранилища к заполнению, необходимо рассчитать режим наполнения.

НПУ Ростовской ГЭС 29 м, это максимальный уровень воды, при котором ГЭС и все сооружения гидроузла могут работать сколь угодно длительно. Объем водохранилища при отметке НПУ называется полным объёмом и он равен 22,6 км<sup>3</sup>. УМО Ростовской ГЭС 27,2 м, это минимальный уровень водохранилища, до которого возможна его сработка при нормальной эксплуатации, ниже этого уровня возможна лишь аварийная сработка водохранилища.

Объем воды между НПУ и УМО называется полезным, так как этот объем используется при регулировании стока в нормальных условиях эксплуатации и он равен 6,4 км<sup>3</sup>.

Объем воды, находящийся ниже УМО, называется мертвым, так как он не используется в нормальных условиях эксплуатации.

При прохождении расхода очень редкой повторяемости (катастрофический паводок), существенно превышающего пропускную способность ГЭС и водосбросных сооружений, уровень воды в водохранилище повышается выше НПУ. Максимально возможный уровень воды в Ростовском водохранилище ФПУ (форсированным подпорным уровнем) 30 м. Объем водохранилища между отметками ФПУ и НПУ называется резервным, он составил 3,7 км<sup>3</sup>. Он используется только для трансформации (срезки) половодий редкой повторяемости. Резервный объем должен быть сработан до НПУ сразу же по прошествии половодья. На рисунке 9.1 представлена характеристика водохранилища, показывающая зависимость отметок уровня водохранилища (верхнего бьефа) от объема  $Z_{вб}(V)$  Ростовского водохранилища.

Ростовское водохранилище это искусственный водоем, образованный перед плотиной. Основное отличие водохранилища от естественного водоема (озера, пруда) заключается в его возможности регулирования (перераспределения) речного стока и уровневого режима.

Регулирование стока - это процесс перераспределения его водохранилищем в соответствии с требованиями водохозяйственного комплекса (энергетика, водоснабжение, орошение, судоходство, борьба с наводнениями, рыбное хозяйство и т.п.). Речной сток аккумулируется в водохранилище в периоды, когда естественная приточность воды превышает потребности в ней, и расходуется в периоды, когда потребность в воде превышает приточность. Период аккумуляции речного стока называется наполнением водохранилища.

Характер регулирования стока в Ростовском водохранилище годовой. Годичное регулирование позволяет перераспределять сток воды в течение года в соответствии с потребностями энергосистемы и водопотребителей. Цикл регулирования равен 1 году. В многоводные периоды водохранилище наполняется, а в маловодные - срабатывается.

Водохранилище годичного регулирования позволяет осуществлять суточное и недельное регулирование.

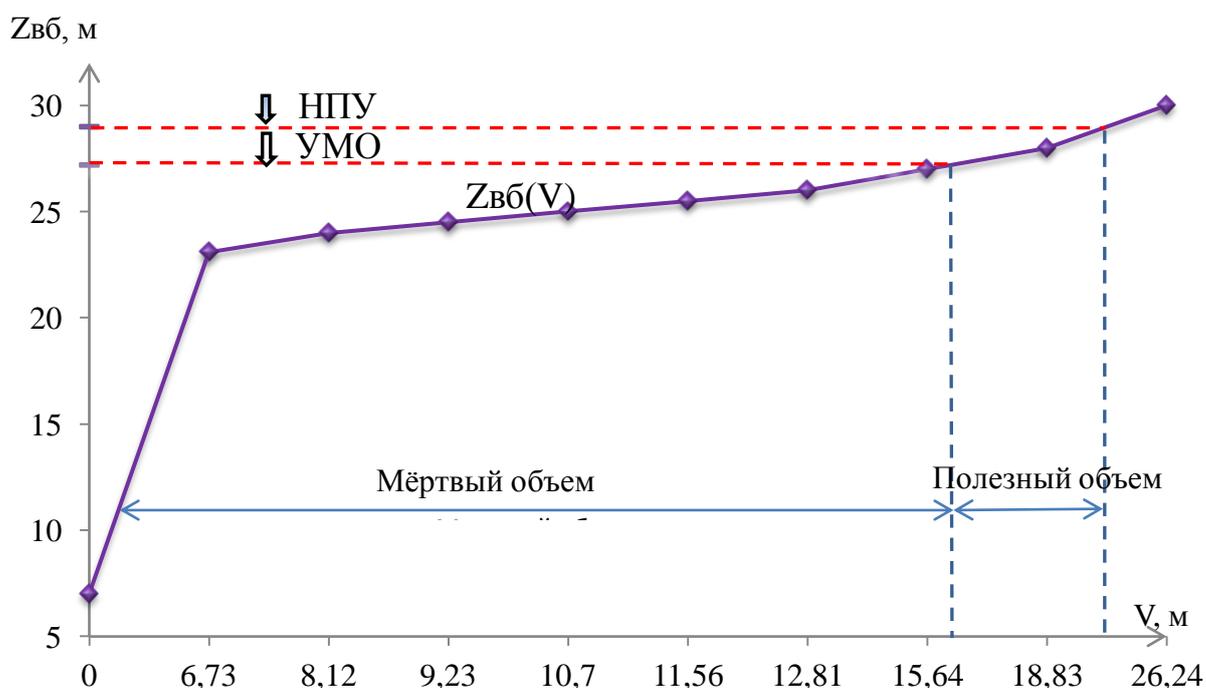


Рисунок 9.1 – Статическая характеристика отметок уровня верхнего бьефа от объема

Для разработки возможного варианта режима наполнения Ростовской ГЭС и построения графика, необходимо провести анализ гидрологического ряда наблюдений в водохранилище.

Гидрологические данные по реке Дон представлены с 1950 по 2000 год в таблице 1.2. Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла приведены в таблице 1.3. Координаты зависимости объемов, площадей и уровней в ВБ водохранилища Ростовской ГЭС приведены в таблице 1.4.

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.

Для удобства расчета необходимые исходные данные приведем в таблицах 9.1-9.3. А именно: расчетный средневодный год без приведения и с приведением по межени и половодью представлен в таблице 9.1, Расчетный маловодный год без приведения и с приведением по межени и половодью представлен в таблице 9.2, требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.1 – Расчетный средневодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяцы	Половодье		Межень									
	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
$Q_{1976-77}$	2265	2249	1418	749	530	249	184	172	269	171	242	327
$Q_{50\%,\text{ПР}}$	2171	2155	1457	770	545	256	189	177	276	176	249	336

Таблица 9.2 – Расчетный маловодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяцы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Q90%	1420	1675	399	141	129	135	199	294	279	233	285	271
Q90%,пр	1252	1477	388	137	126	131	194	286	271	227	277	264

Таблица 9.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Параметр	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	150	150	150	150	350	350	350	350	350	350	150	150
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Испарение	-	-	-	-	74	143	112	74	-	-	-	-
Льдообразование	14	12	9	10	-61	-	-	-	-	-	-	19
Шлюзование	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

По данным таблиц 9.1 и 9.2, а также с учетом требований ВХК из таблицы 9.3, построим гидрографы заданной обеспеченности стока и представим их на рисунке 9.2.

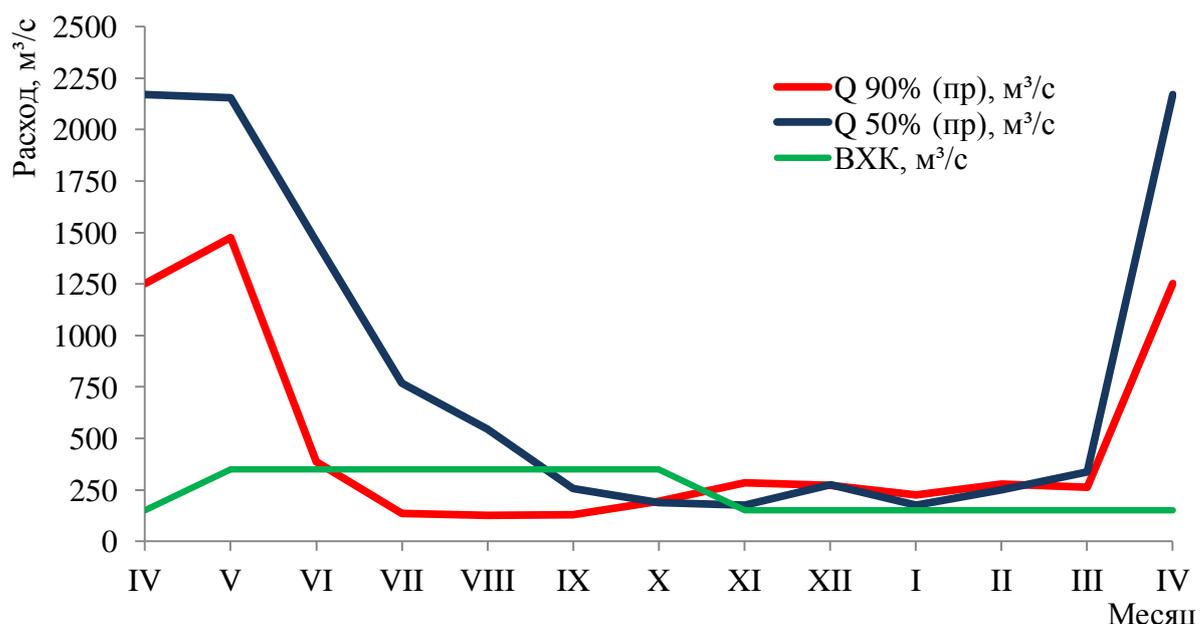


Рисунок 9.2 – Расчетные гидрографы средневодного и маловодного года

По данным таблицы из Приложения 1 составим график наполнения водохранилища до отметки УМО, которая равна 27,2 м. График представлен на рисунке 9.3.

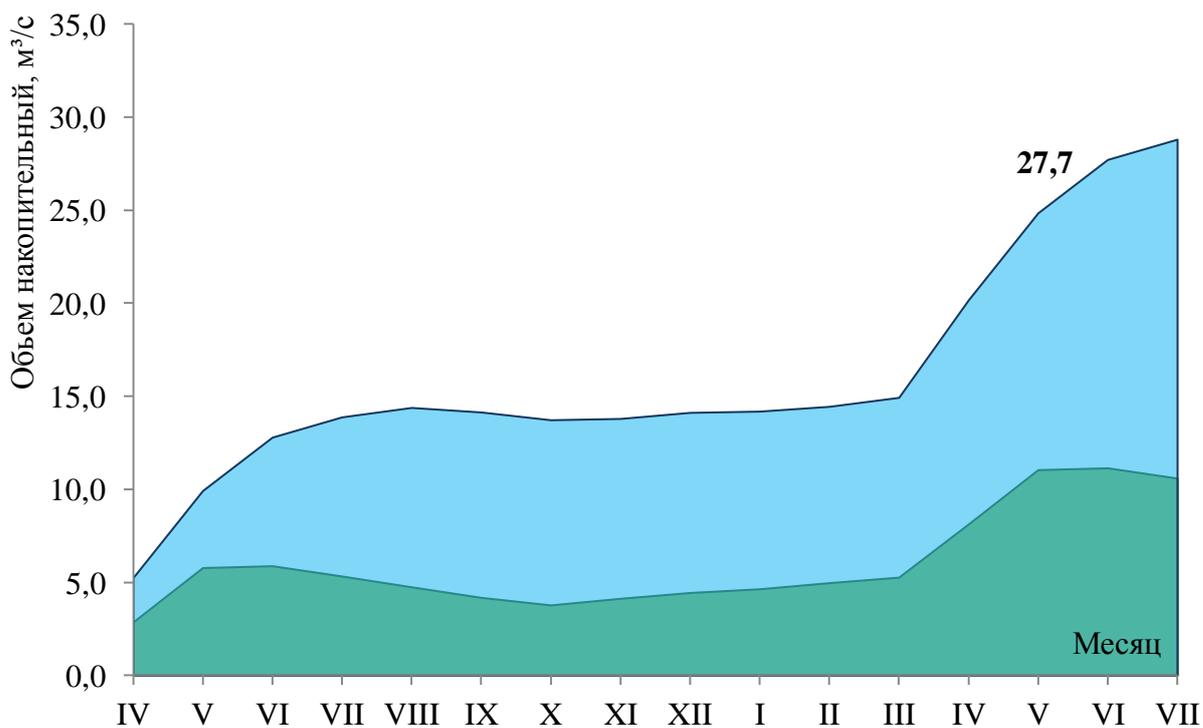


Рисунок 9.3 – График наполнения водохранилища в средневодном и маловодном году

Из рисунка 9.3 видно, что в средневодном году наполнение водохранилища до отметки УМО=27,2 м будет осуществляться в течении 14 месяцев с момента начала заполнения. Наполнение в маловодном году будет происходить довольно медленно. Составим график наполнения водохранилища в маловодном году и представим его на рисунке 9.4.

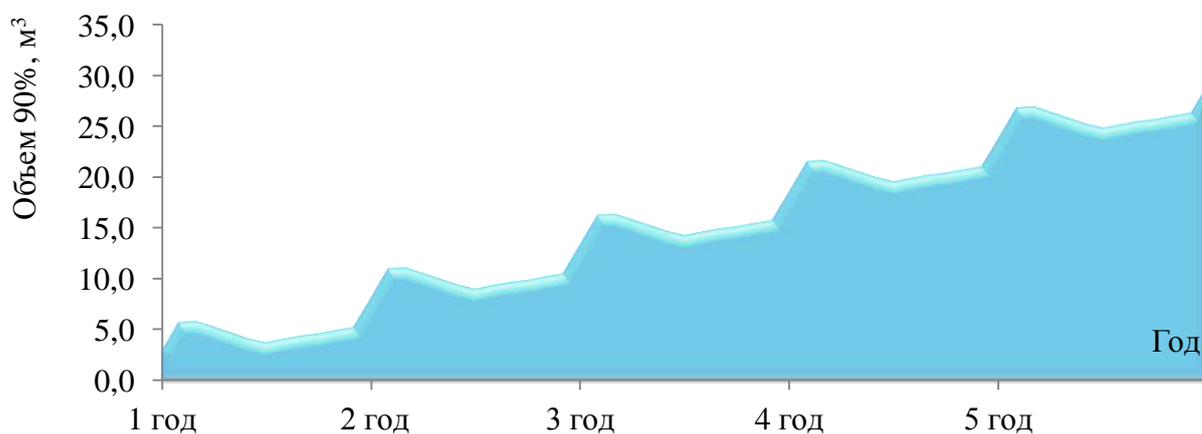


Рисунок 9.4 - График наполнения водохранилища в маловодном году

Из рисунка 9.4 видно, что в случае наступления череды маловодных лет, наполнение водохранилища будет осуществляться в течении 5 лет. Для того, чтобы сократить время наполнения водохранилища, то как вариант, можно пересмотреть с водным управлением расходы ВХК и сократить их.

Поскольку Ростовское водохранилище находится в стадии создания, перечень организаций, представляющих сведения по его использованию, отсутствует.

При запуске гидроагрегатов и использовании водных ресурсов для выработки электроэнергии, организацией, предоставляющей сведения об использовании водных ресурсов, является дирекция по эксплуатации Ростовской ГЭС.

Порядок и сроки предоставления отчетности по использованию водных ресурсов определены приказом от 19.10.2009 г. № 230 Федеральной службы государственной статистики (Росстат).

После наполнения водохранилища должен быть организован гидрологический мониторинг (в рамках комплексного мониторинга) за процессами воздействия гидроузла и водохранилища на окружающую среду.

В состав наблюдений за состоянием водохранилища будут включены наблюдения предусмотренные разделом Методических указаний по разработке правил использования водохранилищ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Ростовской ГЭС высотой 28 м на реке Дон, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность ГЭС, а также определена зона ее работы в суточном графике нагрузки. Установленная мощность составила  $N_{уст} = 252$  МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 27,2 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 29 м и УМО составляет 6,4 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 0,827 млрд.кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы, на которой определены следующие напоры:

- максимальный 19,8 м;
- расчетный 16,6 м;
- минимальный 15,6 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1810 м<sup>3</sup>/с.

При выборе турбин рассматривался один вариант ПЛ20-В с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 10 м.

По справочным данным для выбранной ПЛ турбины с синхронной частотой вращения 60 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1680/105-10 с номинальной активной мощностью 84 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ-220кВ – "шестиугольник". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-125000/220-У1, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-2000/13,8-У1, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

В качестве распределительного устройства выбрано ОРУ-220 кВ. Согласно СТО для ОРУ выбираем элегазовые выключатели, также для сокращения его площади используем баковые выключатели со встраиваемым трансформатором тока. Выключатель баковый со встраиваемым трансформатором тока, разъединитель и заземлитель наружной установки выбираем фирмы ЗАО "Энергомаш".

В качестве генераторного выключателя принят элегазовый выключатель фирмы «Электроаппарат», со встроенными трансформаторами тока и напряжения, разъединителем, ограничителем перенапряжения.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Здание ГЭС – руслового типа.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 112 м;
- станционная бетонная плотина – 135 м;
- глухая бетонная русловая плотина – 28 м;
- левобережная и правобережная каменно-набросная плотина – 122,11 м и 114,86 м;
- здание ГЭС руслового типа.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы - 16 м;
- отметка подошвы - 5 м;
- отметка гребня водослива -23 м;
- число водосливных отверстий - 8;
- ширина отверстий в свету - 10 м;
- отметка гребня плотины - 33 м;

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применена водобойная стенка.

Для снятия противодействия устроены цементационная завеса и дренаж. Ось цемзавесы расположена на расстоянии 1,6 м от напорной грани. Глубина скважин дренажа и глубина цементационной завесы составляют 9 м и 15 м соответственно.

Для выполнения ремонтно-восстановительных работ предусмотрено наличие продольных и поперечных галерей.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,34 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Ростовской ГЭС отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- стоимость строительства гидроузла – 5434 млрд. руб;
- удельная себестоимость производства электроэнергии – 23 коп/кВт·ч;
- период окупаемости 7 лет.

Таким образом, строительство Ростовской ГЭС с установленной мощностью 252 МВт в настоящее время является актуальным.

В качестве специального вопроса был выполнен расчет режима наполнения водохранилища ГЭС при строительстве ГТС на примере проектируемой ГЭС. В ходе рассмотрения данного вопроса были проработаны основные этапы подготовки водохранилища к наполнению. Разработан комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории затопления и наблюдению за состоянием водохранилища. Рассмотрены возможные варианты режима наполнения водохранилища Ростовской ГЭС с учетом анализа гидрологического ряда наблюдений в водохранилище.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.: ил.
3. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие/ Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.: ил.
4. Каталог продукции Электрозавод [Электронный ресурс]// «Электрозавод». Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
5. СТО 17330282.27.140.020-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ.30.06.2008. – Москва: 2008 – 20 с.
6. СТО Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. – Введ. 21.01.2008. – Москва: 2007 – 20 с.
7. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей/ Д.Л. Файбисович – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005-32 с. ил.
8. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 6.02.2012. – Москва: 2012 – 43 с.
9. СТО 56947007.29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ» (Приказ №421 от 16.02.2010).
10. Электронный каталог «Электроаппарат» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.
11. Электронный каталог «Энергомаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://enmash.ru>.
12. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения./Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2003. – 40 с.
13. СНиП 2.06.04-82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2004. – 46 с.
14. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. – Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85; введ 01.01.2013. – Москва: Госстрой России, 2013. – 48с.
15. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. – Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84\*; введ 01.01.2013. – Москва: Госстрой России, 2013. – 74с.
16. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н.

17. СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» /Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32 с.

18. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002. №7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

19. «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9).

20. «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.

21. «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.

22. Водный кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] : приказ от 03.06.2006 № 74-ФЗ ред. от 31.10.2016. // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

23. Положение о разработке, согласовании и утверждении правил использования водохранилищ (Постановление Правительства РФ от 22 апреля 2009 г. N 349).

24. Положение о Федеральном агентстве водных ресурсов (Постановление от 16 июня 2004 г. № 282).

25. Методические указания по разработке правил использования водохранилищ (Приказ Минприроды России от 26 января 2011 г. № 17).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**Водно-энергетический расчёт режима маловодного года**

Таблица А.1 – Водно-энергетический расчёт режима работы проектируемой ГЭС в маловодном году

Месяц	Qпр.90% м³/с	Об, м³/с	ΔQисп, м³/с	ΔQф, м³/с	ΔQпр, м³/с	Обхк, м³/с	ΔQд, м³/с	QГЭС, м³/с	QНб, м³/с	Vбв н, м³	ΔV, м³	Vбв к, м³	Zбв н, м	Zбв к, м	Zбв ср, м	Zнб, м	Δh, м	H, м	N, МВт	t, дней	t, с
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
VI	388	105	143	7	0	350	0	343	350	<b>22,54</b>	0,27	22,26	29,00	28,93	29,0	9,1	0,45	19,4	56	30	2592000
VII	137	325	112	7	0	350	0	343	350	22,26	0,87	21,39	28,93	28,69	28,8	9,1	0,45	19,2	55	31	2678400
VIII	126	298	74	7	0	350	0	343	350	21,39	0,80	20,59	28,69	28,48	28,6	9,1	0,45	19,0	55	31	2678400
IX	131	219	0	7	0	350	0	343	350	20,59	0,57	20,03	28,48	28,32	28,4	9,1	0,45	18,8	54	30	2592000
X	194	156	0	7	0	350	0	343	350	20,03	0,42	19,61	28,32	28,21	28,3	9,1	0,45	18,7	54	31	2678400
XI	286	0	0	7	0	150	0	279	286	19,61	0,00	19,61	28,21	28,21	28,2	8,5	0,45	19,2	45	30	2592000
XII	271	605	0	7	0	150	19	850	857	19,61	1,62	17,99	28,21	27,74	28,0	9,7	0,45	17,8	<b>126</b>	31	2678400
I	227	680	0	7	0	150	14	886	893	17,99	1,82	16,17	27,74	27,17	27,5	9,9	0,45	17,1	<b>126</b>	31	2678400
II	277	-115	0	7	0	150	12	143	150	16,17	-0,28	16,45	<b>27,17</b>	27,25	27,2	7,8	0,45	18,9	23	28	2419200
III	264	-105	0	7	0	150	9	143	150	16,45	-0,28	16,73	27,25	27,34	27,3	7,8	0,45	19,0	23	31	2678400
IV	1252	-1092	0	7	0	150	10	143	150	16,73	-2,83	19,56	27,34	28,20	27,8	7,8	0,45	19,5	23	30	2592000
V	1477	-1114	74	7	0	350	-61	343	350	19,56	-2,98	<b>22,54</b>	28,20	<b>29,00</b>	28,6	8,9	0,45	19,3	55	31	2678400

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

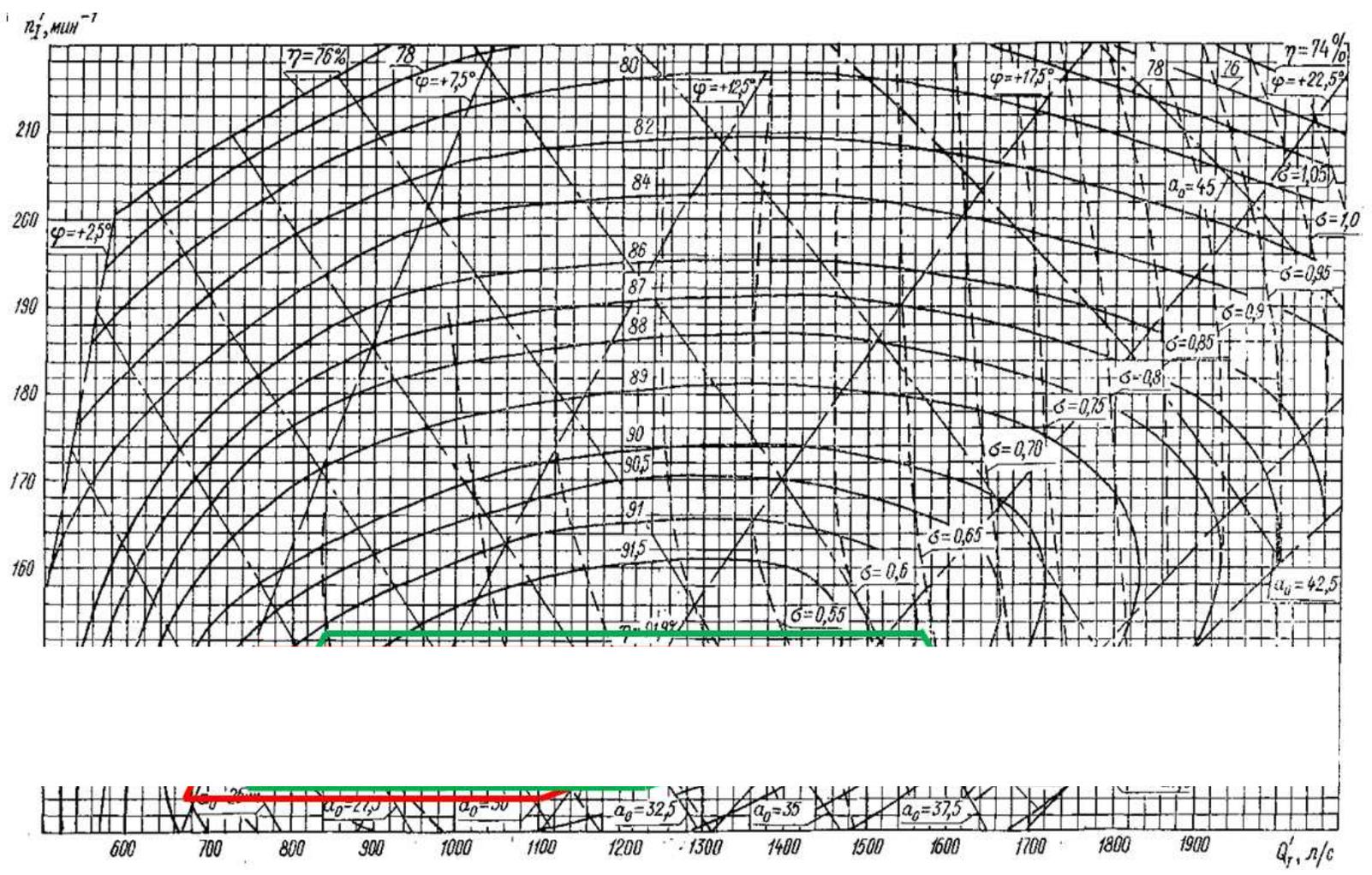
### Водно-энергетический расчёт режима средневодного года

кий расчёт режима работы проектируемой ГЭС

№	$\Delta Q_{\text{Д}}$ , м³/с	$Q_{\text{ГЭС}}$ , м³/с	$Q_{\text{НБ}}$ , м³/с	$V_{\text{ВБ Н}}$ , м³	$\Delta V$ , м³	$V_{\text{ВБ К}}$ , м³	$Z_{\text{ВБ Н}}$ , м		$Z_{\text{ВБ К}}$ , м		$Z_{\text{ВБ ср}}$ , м	Д
							М	М	М	М		
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0	0	343	350	<b>22,54</b>	0,24	22,29	<b>29,00</b>	28,93	29,0	29,0	8	8
0	0	343	350	22,29	0,37	21,92	28,93	28,83	28,9	28,9	8	8
0	0	293	300	21,92	0,00	21,92	28,83	28,83	28,83	28,8	8	8
0	19	1200	1207	21,92	2,54	19,37	28,83	28,15	28,5	28,5	15	15
0	14	1379	1386	19,37	3,08	16,29	28,15	27,20	27,7	27,7	14	14
0	12	143	150	16,29	-0,33	16,63	27,20	<b>27,31</b>	<b>27,3</b>	27,3	8	8
0	9	143	150	16,63	-0,47	17,10	<b>27,31</b>	27,46	27,4	27,4	8	8
0	10	1054	1061	17,10	-2,85	19,95	27,46	28,30	27,9	27,9	11	11
0	-61	1170	1177	19,95	-2,58	22,54	28,30	29,00	28,7	28,7	11	11
0	0	1037	1044	22,54	0,00	22,54	29,00	29,00	29,0	29,0	10	10
0	0	651	658	22,54	0,00	22,54	29,00	29,00	29,0	29,0	9	9
0	0	464	471	22,54	0,00	<b>22,54</b>	<b>29,00</b>	<b>29,00</b>	<b>29,00</b>	<b>29,0</b>	9	9

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ20-В



**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**Проточная часть турбины ПЛ-20 В**

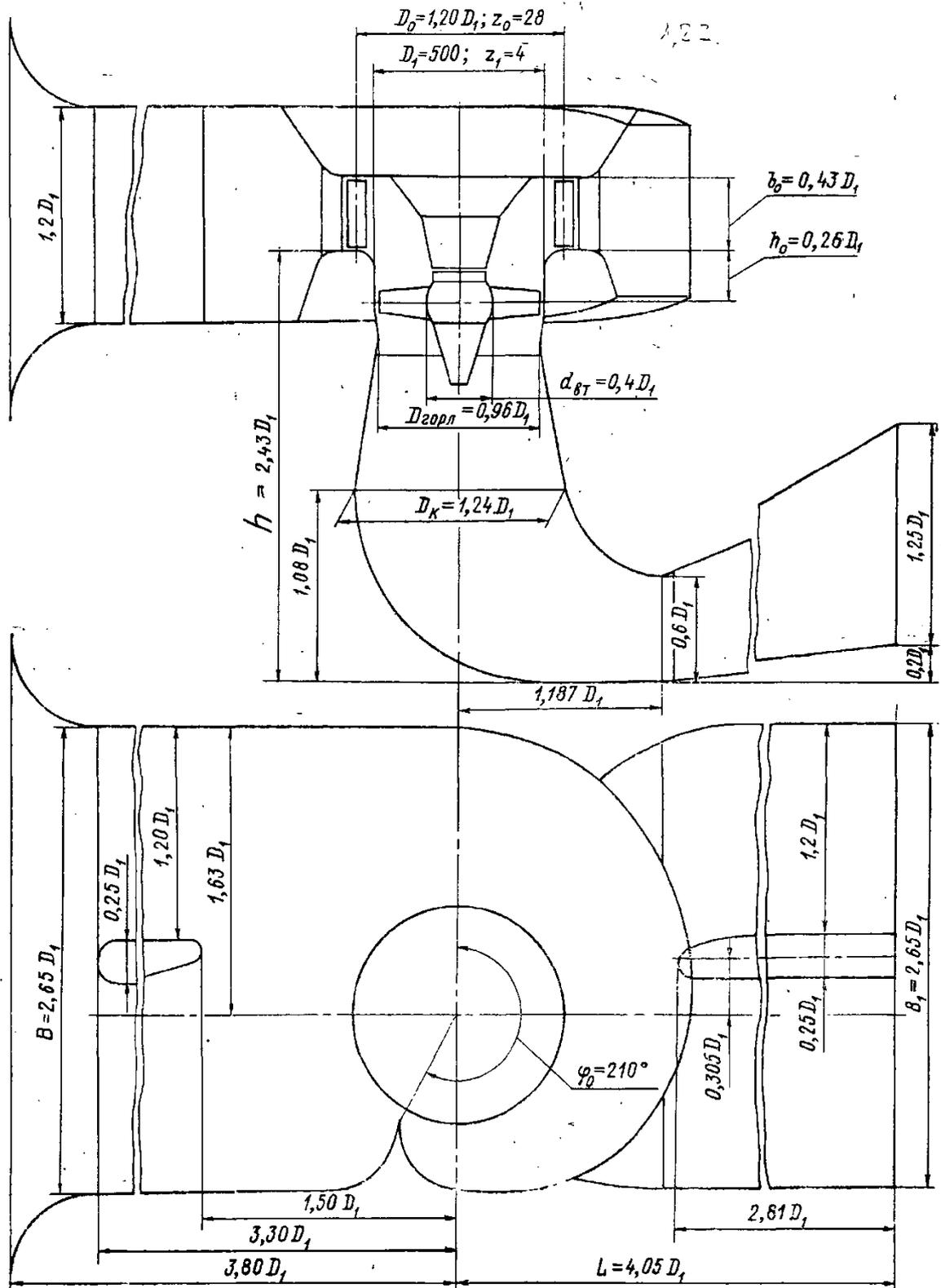


Рисунок Г.1 – Проточная часть гидротурбины

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для основного случая

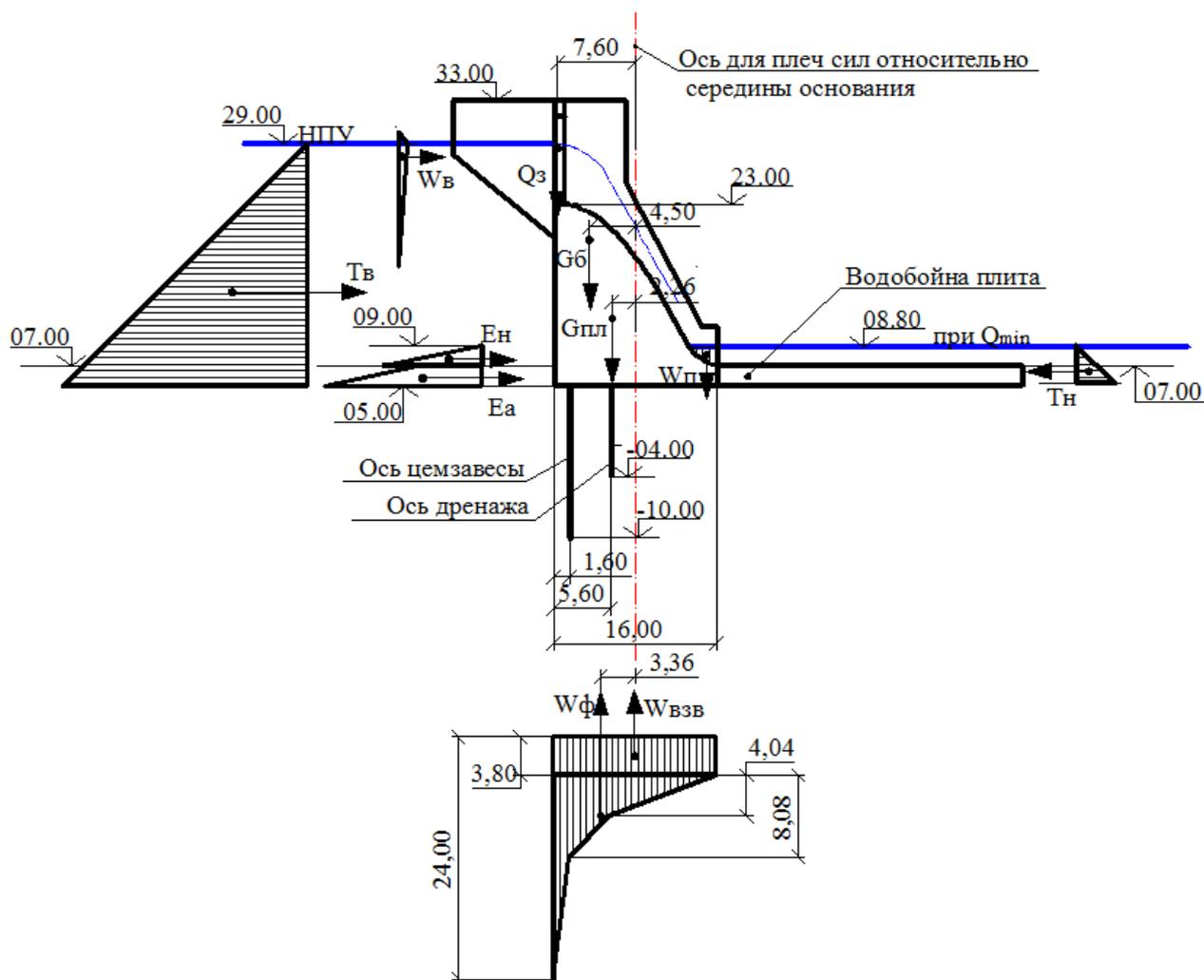


Рисунок Д.1 – Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для основного случая

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Напряжения в краевых сечениях

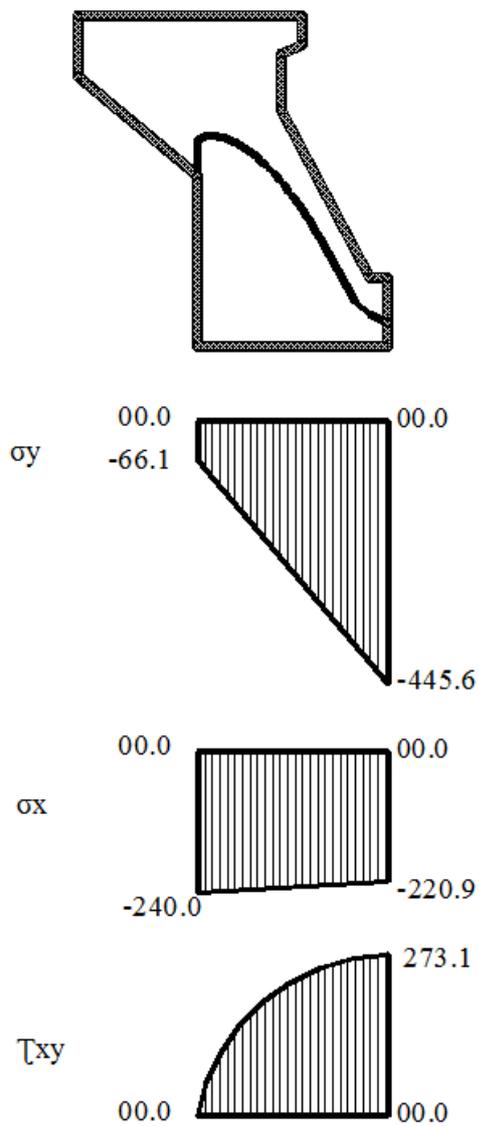


Рисунок Е.1 - Напряжения в краевых сечениях

**ПРИЛОЖЕНИЕ Ж**  
**К расчету пропуска строительных расходов первой очереди**

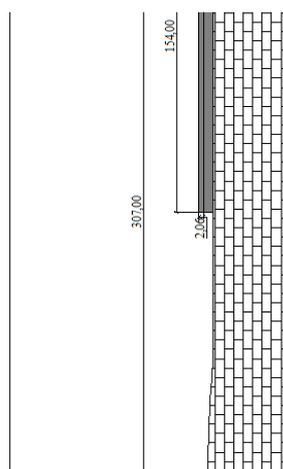
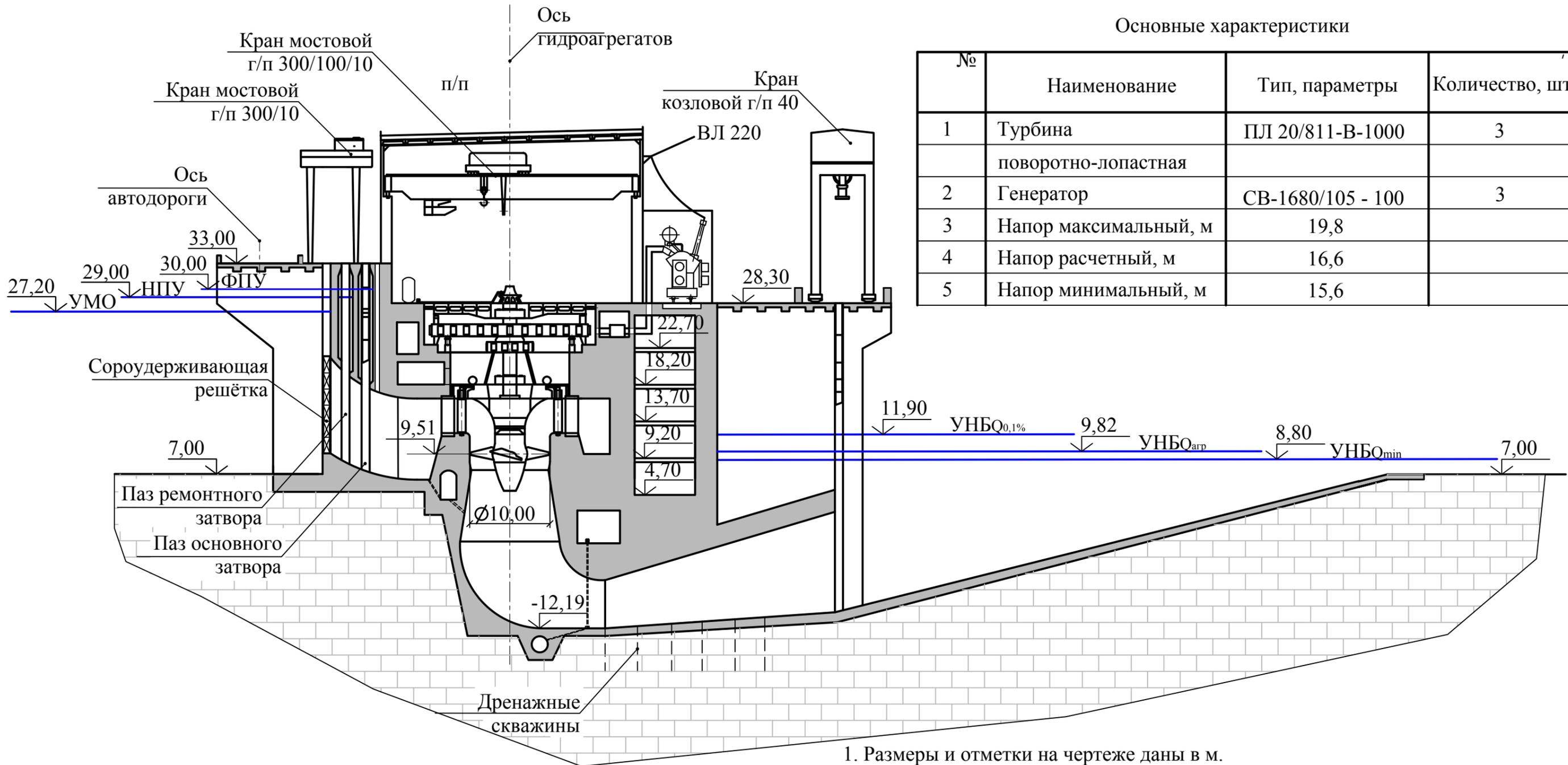


Рисунок Ж.1 - Перемышка первой очереди

# Поперечный разрез по стационарной части плотины и зданию ГЭС

## 1:500



Основные характеристики

№	Наименование	Тип, параметры	Количество, шт
1	Турбина поворотно-лопастная	ПЛ 20/811-В-1000	3
2	Генератор	СВ-1680/105 - 100	3
3	Напор максимальный, м	19,8	
4	Напор расчетный, м	16,6	
5	Напор минимальный, м	15,6	

- Условные обозначения
- Грунт основания - известняк
  - Железобетон

- Размеры и отметки на чертеже даны в м.
- Ведомость состава проекта см. на черт. БР - 13.03.02 - 1409336 - ГП.

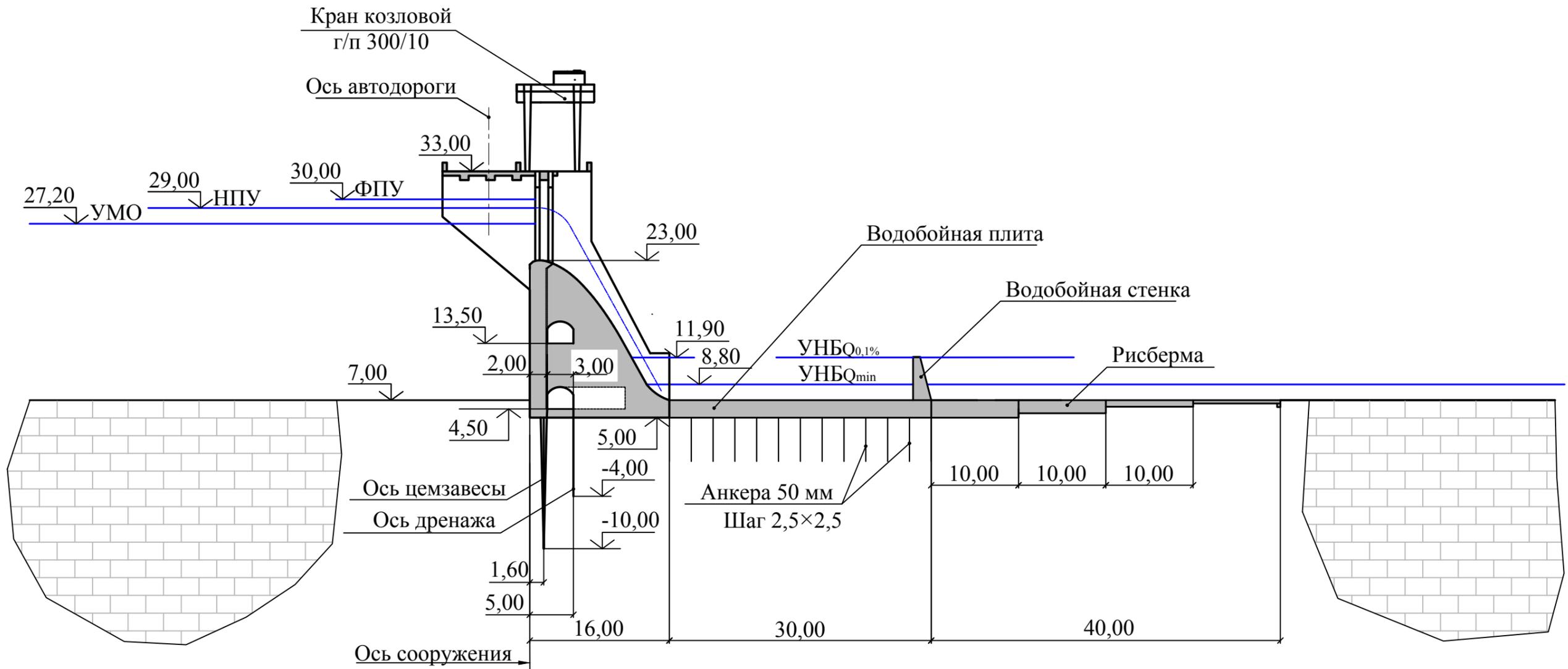
БР - 13.03.02 - 1409336 - ГР1						
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	
Разраб.		Мезенцева				
Провер.		Масленникова				
Т.контр.		Мальцев				
Н.контр.		Сувилова				
Утв.		Татарников				
Проектирование Ростовской ГЭС на р. Дон				Стадия	Лист	Листов
Поперечный разрез по стационарной части плотины и зданию ГЭС					2	4
Кафедра ГГЭЭС, 2017						

Согласовано

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

# Поперечный разрез по водосливной части плотины

## 1:500



Согласовано

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Условные обозначения

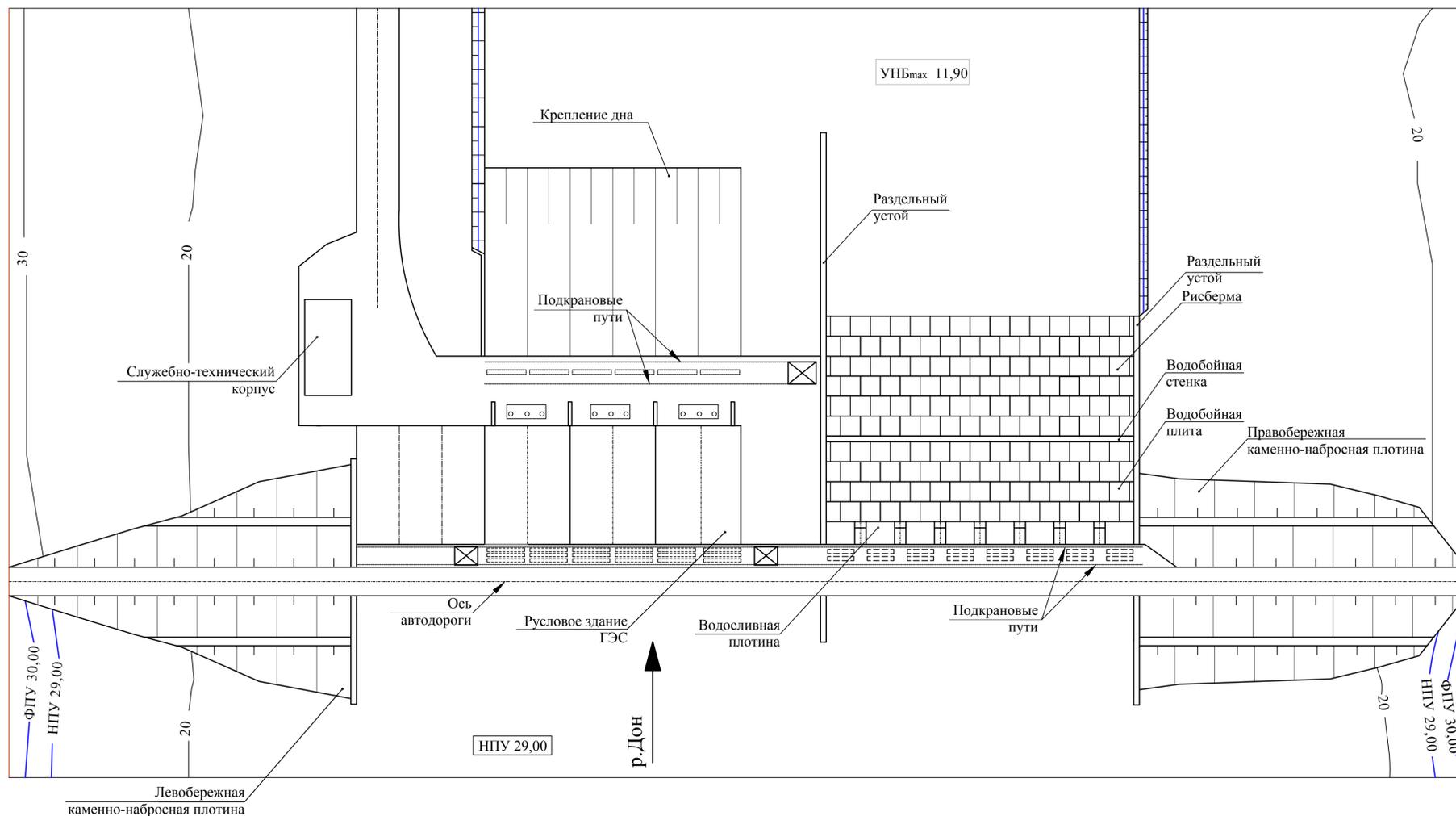
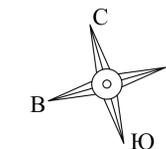
- Грунт основания - известняк
- Железобетон

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на черт. БР - 13.03.02 - 1409336 - ГП.

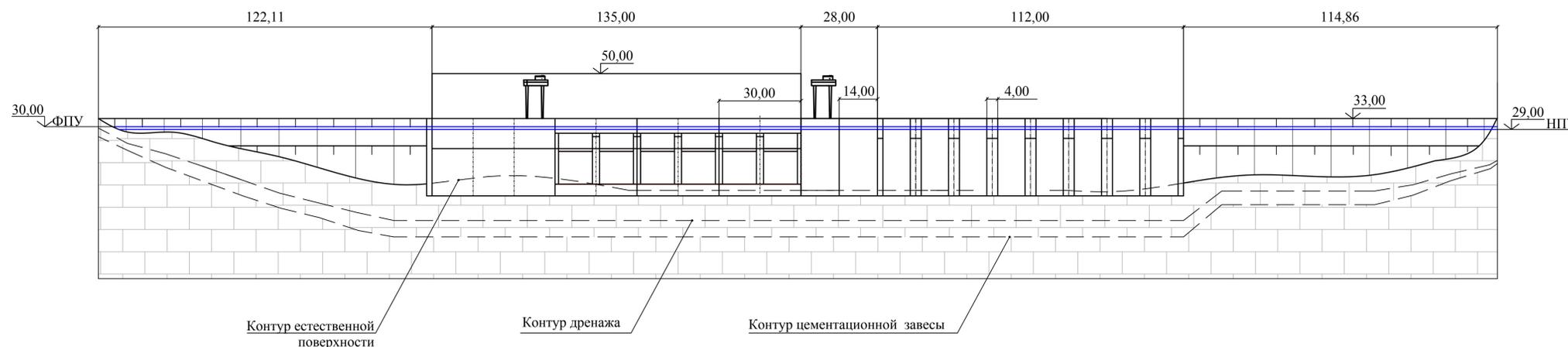
						БР - 13.03.02 - 1409336 - ГР1				
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата					
Разраб.		Мезенцева				Проектирование Ростовской ГЭС на р. Дон		Стадия	Лист	Листов
Провер.		Ульянова						3	4	
Т.контр.		Мальцев								
Н.контр.		Сувилова				Поперечный разрез по водосливной части плотины		Кафедра ГГЭЭС, 2017		
Утв.		Татарников								

# Генеральный план Ростовского гидроузла

1:1000



**Вид с верхнего бьефа**  
1:1000



Условные обозначения  
 Грунт основания - известняк

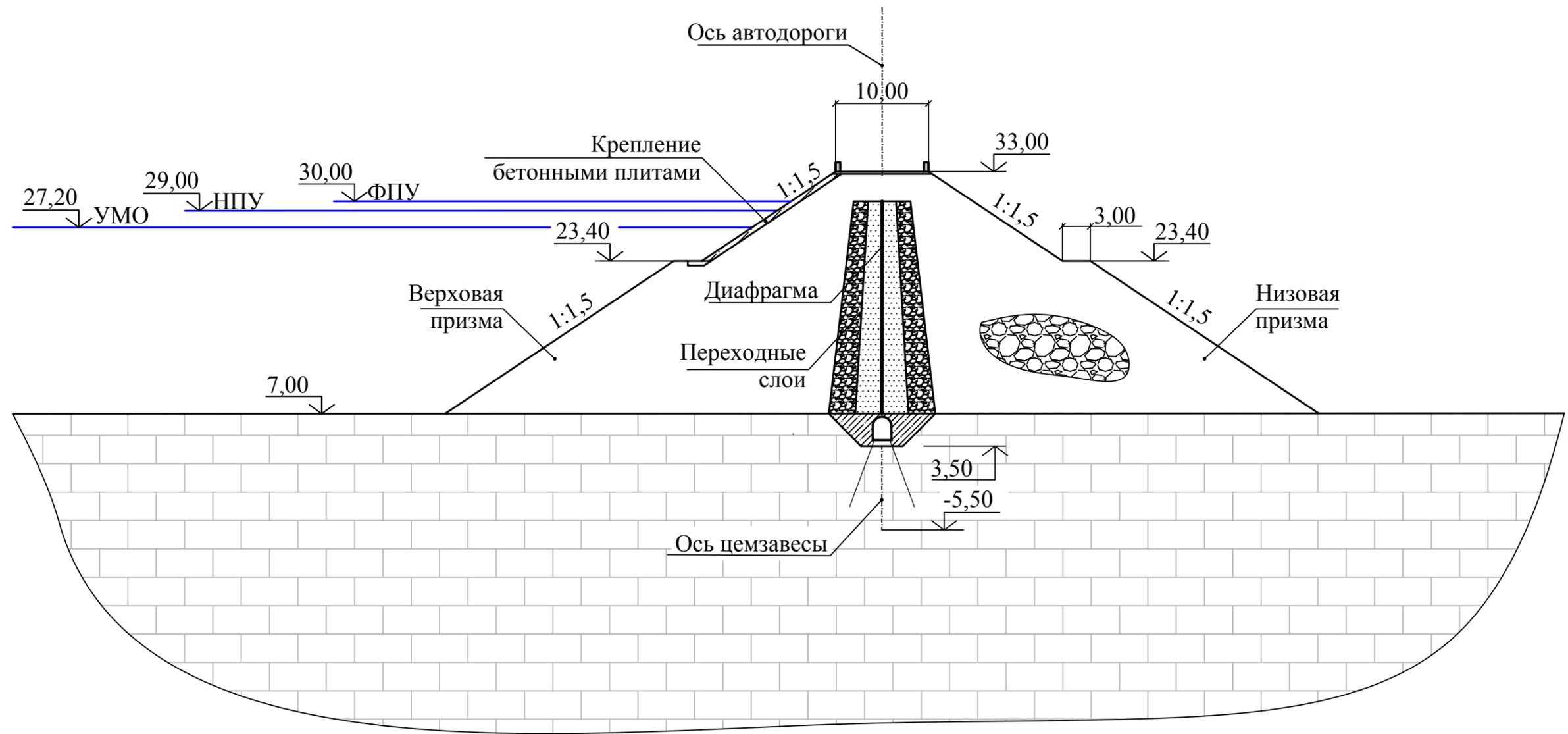
### Ведомость проекта

№п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	БР - 13.03.02 - 1409336 - ГП	Генеральный план.	
		Вид со стороны НБ.	
		Ведомость проекта	
2	БР - 13.03.02 - 1409336 - ГР1	Поперечный разрез по станционной части плотины и зданию ГЭС	
3	БР - 13.03.02 - 1409336 - ГР2	Поперечный разрез по водосливной части плотины	
4	БР - 13.03.02 - 1409336 - ГР3	Поперечный разрез по каменно-набросной плотине	
5	БР - 13.03.02 - 1409336 - ЭС	Главная схема электрических соединений	
6	БР - 13.03.02 - 1409336 - ПЗ	Пояснительная записка	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

БР - 13.03.02 - 1409336 - ГП						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Мезенцева				Проектирование Ростовской ГЭС на р. Дон		
Провер.		Ульянова					1	4
Т.контр.		Мальцев						
Н.контр.		Сувилова						
Утв.		Татарников				Генплан. Вид с верхнего бьефа. Ведомость проекта		Кафедра ГГЭС, 2017

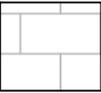
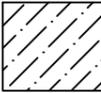
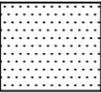
# Поперечный разрез по каменно-набросной плотине 1:500



Согласовано


Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

### Условные обозначения

	- известняк		- бетон
	- песок		- гравий
	- крупный камень		

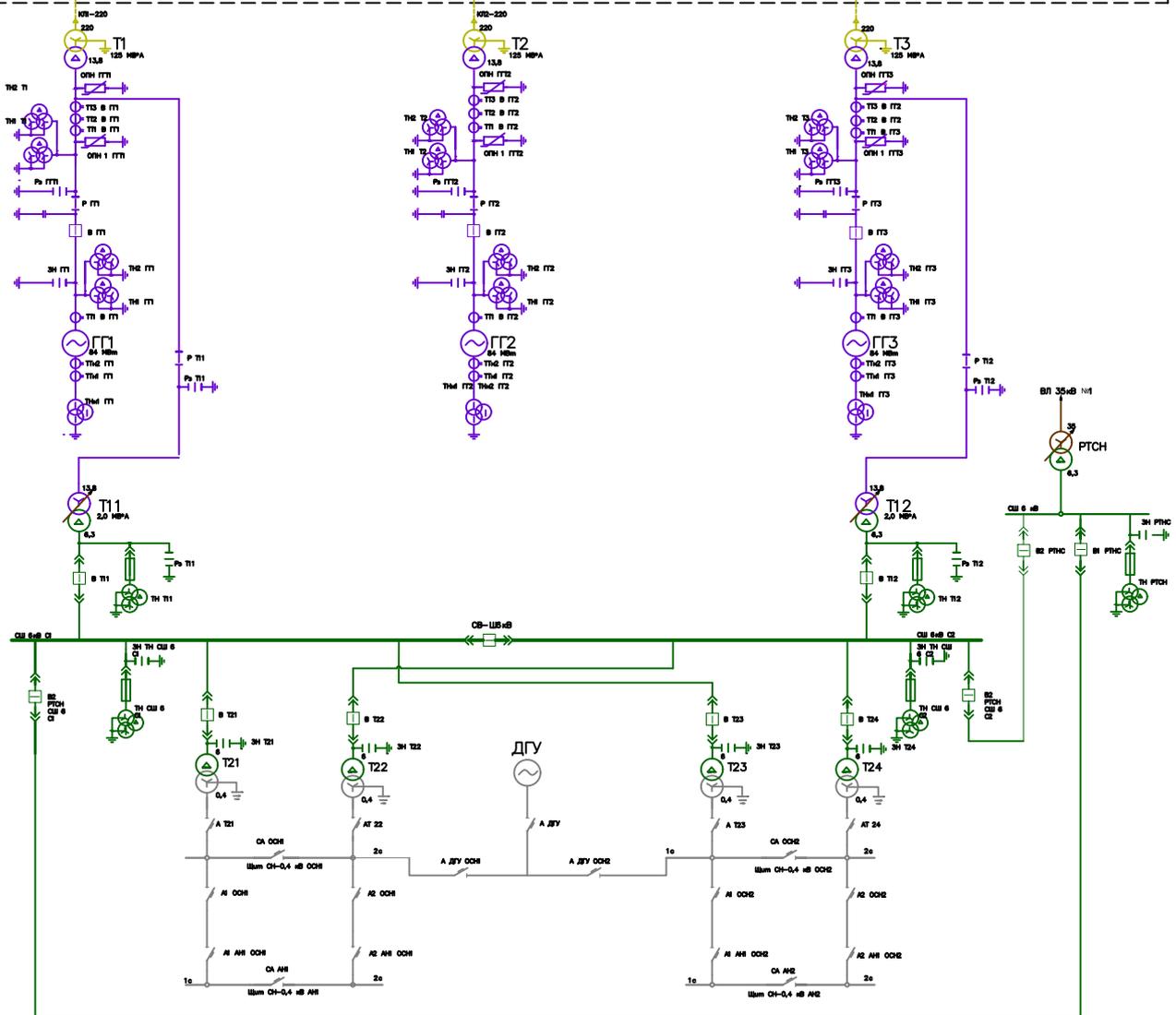
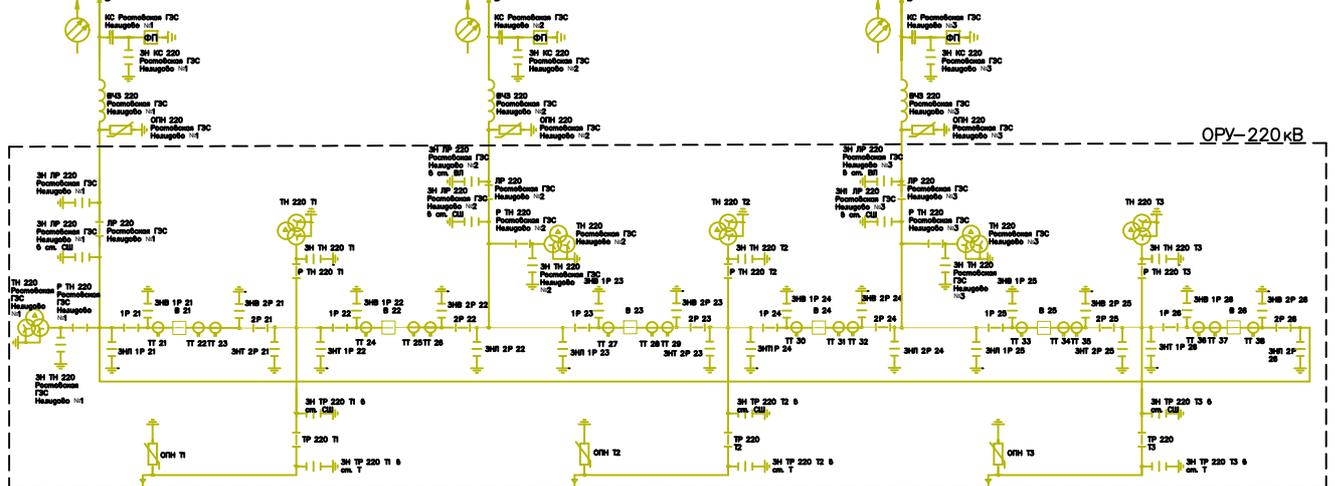
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на черт. БР - 13.03.02 - 1409336 - ГП.

						БР - 13.03.02 - 1409336 - ГР1				
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата					
Разраб.		Мезенцева				Проектирование Ростовской ГЭС на р. Дон		Стадия	Лист	Листов
Провер.		Ульянова						4	4	
Т.контр.		Мальцев								
Н.контр.		Сувилова								
Утв.		Татарников				Поперечный разрез по каменно-набросной плотине		Кафедра ГГЭЭС, 2017		

ВЛ 220 кВ Ростовская ГЭС –  
Нелигово №1

ВЛ 220 кВ Ростовская ГЭС –  
Нелигово №2

ВЛ 220 кВ Ростовская ГЭС –  
Нелигово №3





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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой  
В.И. Татарников  
подпись

«19» 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.02.03-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ РОСТОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ДОН.  
РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ НАПОЛНЕНИЯ ВОДОХРАНИЛИЩА ГЭС ПРИ  
СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГТС НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**

Руководитель  16.06.2017  
подпись, дата  
Инженер ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»  
должность

Ю.А. Мальцев  
инициалы, фамилия

Выпускник   
подпись, дата

А.Н. Мезенцева  
инициалы, фамилия



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ростовской ГЭС на реке Дон. Расчеты режимов наполнения водохранилища ГЭС при строительстве ГТС на примере проектируемой ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты	<u>Зайт 5.06.17</u> подпись, дата	<u>Е.Ю.Зайцева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Алекс 13.06.17</u> подпись, дата	<u>А.В.Касимкин</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Тш 17.06.17</u> подпись, дата	<u>А.В.Павличкина</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>ШФ 13.06.17</u> подпись, дата	<u>А.В.Широв</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Уш 7.06.17</u> подпись, дата	<u>Ульянова Н.П.</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>А 7.06.17</u> подпись, дата	<u>Старшиков В.И.</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Руб 13.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В.Лареева</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Сл 19.06.17</u> подпись, дата	<u>А.А.Чабанова</u> инициалы, фамилия