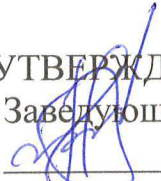


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.И. Татарников  
«31» марта 2017 г.

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

Студенту Холманскому Павлу Сергеевичу.

Группа ЗГЭ-12-01Б. Направление (специальность) 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Бурейской ГЭС на реке Бурей. Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка схемы для проектируемой ГЭС.

Утверждена приказом по университету № 20 от 09.03.2017 г.

Руководитель ВКР И.Ю. Погоняйченко. Начальник Оперативной службы Филиала ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Исходные данные для ВКР: среднемесячные расходы реки Бурей, 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%, аварийный резерв системы 8%, зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,8, коэффициент мощности  $k_N=8,6$ , потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,5$  м, отметка НПУ 255м, отметка, створ гидроузла.

Перечень разделов ВКР: анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС, водно-энергетические расчеты, выбор основного и вспомогательного оборудования, электрическая часть станции, устройства релейной защиты и автоматики, компоновка и сооружения гидроузла, охрана труда, противопожарная безопасность, охрана окружающей среды, технико-экономические показатели, схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока.

Перечень графического материала: водно-энергетические показатели гидроузла Бурейской ГЭС, генеральный план Бурейской ГЭС на реке Бурей, разрез по оси агрегата, поперечный разрез стационарной части плотины и здания ГЭС, поперечный разрез водосливной части плотины, главная электрическая схема, схема собственных нужд Бурейской ГЭС, иллюстрационные материалы к спецвопросу.

Руководитель ВКР



подпись

И.Ю. Погоняйченко

Задание принял к исполнению



подпись

П.С. Холманский

« 31 » марта 2017 г.



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

## ОТЗЫВ

руководителя Погоняйченко И.Ю. начальника оперативной службы о  
бакалаврской работе «Проектирование Бурейской ГЭС на реке Бурей. Схемы и  
выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка  
схемы для проектируемой ГЭС»  
Холманскому Павлу Сергеевичу

Бакалаврская работа «Проектирование Бурейской ГЭС на реке Бурей». Представлена на 186 листах пояснительной записки, 6 чертежах и 2 плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе выполнены водно-энергетические расчёты, выбрано основное и вспомогательное энергетическое оборудование, освещена электрическая часть, проведены прочностные и гидравлические расчёты водосбросной плотины, определены технико-экономические показатели.

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

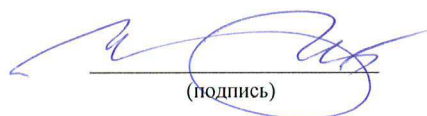
В рамках спецвопроса были изучены схемы сети оперативного постоянного тока. Составлена схема СОПТ для проектируемой ГЭС, выбрано оборудование на основании расчёта токов короткого замыкания.

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

В процессе работы над дипломным проектом П.С. Холманский показал хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению проекта, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Бурейской ГЭС на реке Бурей. Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка схемы для проектируемой ГЭС» заслуживает положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 16.06.17

  
(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 Бурейской ГЭС на реке Бурей. Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка схемы для проектируемой ГЭС**

Руководитель

подпись, дата

Начальник Оперативной  
службы Филиала ПАО  
«РусГидро» — «Саяно-  
Шушенская ГЭС имени П.С.  
Непорожнего»

И. Ю. Погоняйченко  
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

П.С. Холманский  
инициалы, фамилия



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бурейской ГЭС на реке Буря. Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка схемы для проектируемой ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водноэнергетические расчёты

Зид 14.06.17 С.Ю. Загелва  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Шефкаев В.В. Масметшилова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тин 16.06.17 Л.В. Талетикина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Устройства РЗА

Шиф 13.06.17 Н.В. Шурков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

Зид 15.06.17 Н.П. Семенова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная  
безопасность. Охрана окружающей  
среды

Шиф 19.06.17  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Юрич 16.06.17 В.В. Лапачева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Тин 19.06.17 А.А. Голубева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 - Электроэнергетика и электротехника

### Проектирование Бурейской ГЭС на реке Бурей. Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка схемы для проектируемой ГЭС

Руководитель \_\_\_\_\_

подпись, дата

Начальник Оперативной  
службы Филиала ПАО  
«РусГидро» — «Саяно-  
Шушенская ГЭС имени П.С.  
Непорожнего»

И. Ю. Погоняйченко  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_

подпись, дата

П.С. Холманский  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бурейской ГЭС на реке Буряя. Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка схемы для проектируемой ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водноэнергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная  
безопасность. Охрана окружающей  
среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия



## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Бурейской ГЭС .....	6
Введение.....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Географические сведения .....	9
1.1.2 Климатические условия .....	9
1.1.3 Гидрологические особенности .....	9
1.1.4 Инженерно-геологические условия.....	11
1.2 Энерго – экономическая характеристика региона .....	12
2 Водноэнергетические расчёты.....	13
2.1 Исходные данные.....	13
2.2 Вычисление и построение кривых обеспеченности расходов .....	13
2.3 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	16
2.4 Выбор расчётных годов.....	17
2.4.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%).....	17
2.4.2 Выбор расчётного маловодного года (P=90%).....	18
2.5. Построение нагрузки графиков энергосистемы .....	19
2.5.1 Суточный график.....	19
2.6 Годовые графики нагрузки энергосистемы .....	22
2.7 Расчет режимов работы ГЭС с учётом требований водохозяйственной системы.....	25
2.8 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году .....	29
2.9 Определение рабочей мощности ГЭС .....	30
2.10 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитального ремонта .....	32
2.11 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году.....	34
2.12 Построение режимного поля .....	36
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	38
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	38
3.2 Выбор отметки расположения рабочего колеса .....	46
3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала .....	46
3.4 Выбор маслонапорной установки .....	48
3.5 Выбор гидрогенератора.....	49
4 Электрическая часть .....	51
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	51
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС .....	52
4.3 Выбор количества линий РУ ВН и сечения проводов .....	53
4.4 Выбор схемы РУ ВН.....	55
4.5 Расчёт токов короткого замыкания.....	55

4.5.1	Расчёт тока трёхфазногои однофазного КЗ в РУВН.....	55
4.5.2	Расчёт тока трёхфазного КЗ на генераторном напряжении .....	55
4.6	Выбор и проверка электрических аппаратов на РУ ВН .....	63
4.7	Выбор и проверка электроаппаратов на генераторном напряжении .....	67
5	Устройства релейной защиты и автоматики .....	69
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	69
5.2	Описание защит и расчет их уставок.....	70
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	70
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN) .....	72
5.2.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	75
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	75
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок (I1) .....	79
5.2.6	Дистанционная защита генератора Z1<, Z2< .....	80
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	84
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	85
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	86
6.1	Гидравлические расчеты .....	86
6.1.1	Определение отметки гребня плотины .....	86
6.1.2	Определение ширины водосливного фронта.....	88
6.1.3	Определение отметки гребня водослива .....	89
6.1.4	Расчет сопряжения бьефов .....	92
6.1.5	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	94
6.1.6	Построение профиля водосливной грани .....	97
6.1.7	Пропуск расходов через донные отверстия .....	98
6.2	Конструирование плотины .....	99
6.2.1	Определение ширины подошвы плотины.....	99
6.2.2	Разрезка бетонных плотин швами .....	100
6.2.3	Быки .....	100
6.2.4	Расчёт цементационной завесы и дренажа .....	102
6.2.5	Галереи в теле плотины .....	103
6.3	Волновое давление.....	104
6.3.1	Волновое давление при основном сочетании нагрузок.....	104
6.4	Статические расчеты плотины .....	105
6.4.1	Вес сооружения.....	105
6.4.2	Сила гидростатического давления.....	106
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	107
6.4.4	Сила фильтрационного давления.....	107
6.4.5	Давление грунта.....	108
6.5	Расчёт прочности плотины .....	109
6.5.1	Определение напряжений.....	109
6.5.2	Критерии прочности плотины.....	112
6.5.3	Расчёт устойчивости плотины на плоский сдвиг по основанию.....	114
6.6	Расчёт длины здания ГЭС .....	115
6.7	Расчёт пропуска строительных расходов .....	115

7 Охрана труда. Пожарная безопасность Охрана окружающей среды .....	117
7.1 Охрана труда и техника безопасности.....	117
7.2 Пожарная безопасность.....	118
7.3 Охрана окружающей среды .....	120
8.Технико-экономические показатели.....	124
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	124
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	124
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	125
8.1.3 Налоговые расходы .....	127
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	128
8.3 Оценка инвестиционного проекта.....	129
8.3.1 Методология, исходные данные .....	129
8.3.2 Коммерческая эффективность.....	130
8.3.3 Бюджетная эффективность .....	130
8.4 Анализ чувствительности .....	131
9 Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка схемы для проектируемой ГЭС .....	133
9.1 Состав и режимы работы системы оперативного постоянного тока .....	133
9.2 Принципы построения и требования к схемам СОПТ.....	133
9.3 Требования к аккумуляторным батареям.....	135
9.3.1 Выбор аккумуляторной батареи по номограммам с учётом стабилизатора.....	136
9.4 Зарядно-подзарядные устройства .....	138
9.5 Распределительные щиты и шкафы системы оперативного постоянного тока.....	138
9.6 Расчет токов короткого замыкания схемы сети оперативного постоянного тока.....	139
9.6.1 Расчет токов короткого замыкания схемы СОПТ проектируемой ГЭС .....	139
9.6.2 Выбор защитных аппаратов в цепях вводов рабочего и резервного питания ЩПТ (автоматические выключатели QF-1.2).....	145
9.6.3 Выбор защитных аппаратов в цепи питания и присоединений системы начального возбуждения.....	147
9.6.4 Выбор защитных аппаратов в цепи питания и присоединений панели питания оперативного тока.....	147
9.7 Силовые и контрольные кабели.....	148
Заключение.....	150
Список использованных источников.....	152
ПРИЛОЖЕНИЕ А-Ж.....	155-183



## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БУРЕЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки \_\_\_\_\_ Бурея
2. Местонахождение ГЭС \_\_\_\_\_ Амурская область
3. Тип проектируемой установки \_\_\_\_\_ ГЭС
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний \_\_\_\_\_ 876 м<sup>3</sup>/с
  - б) всех турбин \_\_\_\_\_ 918 м<sup>3</sup>/с
  - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% \_\_\_\_\_ 1942 м<sup>3</sup>/с
  - г) минимальный \_\_\_\_\_ 300 м<sup>3</sup>/с
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока \_\_\_\_\_ ГОДОВОЙ
  - б) отметки: НПУ \_\_\_\_\_ 255,0 м УМО \_\_\_\_\_ 230,6 м
  - в) объемы: полный \_\_\_\_\_ 18,6 км<sup>3</sup> полезный \_\_\_\_\_ 10,6 км<sup>3</sup>
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный \_\_\_\_\_ 119 м
  - б) расчетный \_\_\_\_\_ 105 м
  - в) минимальный \_\_\_\_\_ 92,8 м
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная \_\_\_\_\_ 1340 МВт
    - гарантированная \_\_\_\_\_ 930 МВт
  - б) среднемноголетняя выработка энергии \_\_\_\_\_ 7,1 млрд.кВт·ч
  - в) число часов использования установленной мощности \_\_\_\_\_ 4200 ч
8. Плотины:
  - а) русловая гравитационная материал \_\_\_\_\_ бетон
  - б) правобережная гравитационная материал \_\_\_\_\_ бетон
  - в) левобережная гравитационная материал \_\_\_\_\_ бетон
  - г) общая длина \_\_\_\_\_ 550,0 м
  - д) максимальная высота \_\_\_\_\_ 125,3 м
9. Водобросные сооружения
  - а) тип \_\_\_\_\_ поверхностный водослив
  - б) число и размер пролетов \_\_\_\_\_ 3 отверстия 8,7 м×15 м
  - в) общая длина \_\_\_\_\_ 45,0 м
  - г) максимальная высота \_\_\_\_\_ 120,3 м

10. Здание ГЭС:

- а) тип здания приплотинное число агрегатов 4  
б) грунты в основании гранит  
в) тип спиральной камеры металлическая, круглого сечения  
г) тип отсасывающей трубы изогнутая  
д) расстояние между осями агрегатов 30 м  
е) размеры: общая длина 150,0 м ширина 37,4 м

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины PO 140 – В – 630 их диаметр 6,3 м  
б) тип генератора СВ 1313/265-48-УХЛ4 их мощность 335 МВт  
в) частота вращения 125 об/мин  
г) тип трансформаторов ТДЦ-400000/500-У1, УХЛ1 их число 4

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения 66,11 млн.руб/кВт  
б) себестоимость энергии 25 коп/кВт·ч  
в) показатели эффективности  
- NPV 43,33 млрд. руб.  
- PI 2,56  
- Срок окупаемости 6 лет 6 месяцев

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика – одно из наиболее эффективных направлений энергетики. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки.

Гидроэнергетика является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90 % резерва регулировочной мощности.

Проектируемая Бурейская ГЭС имеет большое значение для энергетики, экономики, социальной сферы и народного хозяйства Амурской области.

В районе расположения гидроузла будут созданы условия для развития территориально-промышленных комплексов, строительства населенных пунктов. Создание Берейского ГУ обеспечит местное население рабочими местами. Налоговые отчисления предприятия станут значительной статьей в областном бюджете.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования ГЭС с применением теоретических знаний, данных из опыта гидротехнического строительства, а также путем творческого подхода и инженерной мысли, найти оптимальные проектные решения. При этом проектируемый гидроузел должен удовлетворять требованиям безопасности, надежности и экономичности.



# **1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС**

## **1.1 Природные условия**

### **1.1.1 Географические сведения**

Бурея— река на Дальнем Востоке России. Протекает по территории Хабаровского края и Амурской области, через несколько параллельно идущих с севера к югу хребтов Турана, левый приток Амура.

Река образуется слиянием рек Правая Бурея и Левая Бурея. Исток Правой Буреи на южных склонах хребта Эзоп,левой — на западных склонах хребта Дуссе-Алинь. Длина — 623 км (от истоков Правой Буреи — 739 км), площадь бассейна — 70 700 км<sup>2</sup>.

В бассейне реки около 1,5 тыс. озёр общей площадью свыше 51 км<sup>2</sup>.

В верхнем течении Бурея — горная река, её среднее и нижнее течение приходится на Зейско-Буреинскую равнину.

Основные притоки — Ниман, Туюн, Тырма, Ургал.

### **1.1.2 Климатические условия**

Район сооружений находится в области муссонного климата. Зимой преобладает ясная морозная погода при слабом ветре. Снежный покров незначителен. Лето теплое с большим количеством осадков. Переходные сезоны года относительно сухие. Среднегодовая температура воздуха колеблется от -3.0 до -4.6°. Самый холодный месяц январь с температурой от -29.9 до -34.2° Самый теплый месяц – июль +19°. Амплитуда колебаний температуры от -50, -58 до +36, +41°.

Годовое количество осадков колеблется от 710 до 870 мм., суточный максимум от 78 до 141 мм. Сезонная величина испарения с водной поверхности водохранилища 500 мм., с поверхности суши 412 мм.

Среднегодовая скорость ветра меняется от 0.9 до 1.2 м/с. Максимальная скорость ветра до 20 м/с и более. Снежный покров, в среднем, устанавливается с 23/Х до 8 Х1, сходит снег во второй половине апреля. Высота снежного покрова от 54 до 65 см.

Основные сооружения лежат в зоне островного распространения многолетнемерзлых грунтов наибольшей мощности 25 м., на верхнем участке водохранилища мощность достигает 100 м. Глубина промерзания грунтов за зиму от 248 до 260 см.

### **1.1.3 Гидрологические особенности**

Основное питание реки – дождевое. Водный режим характеризуется небольшим весенним половодьем и частыми дождевыми паводками с мая по

октябрь и низкой зимней меженью. Вскрытие реки происходит в конце апреля-начале мая, ледоход сопровождается заторами. Зимняя межень длится с ноября по апрель. Летняя межень отсутствует. Ледостав наступает в начале ноября.

Внутригодовое распределение стока крайне неравномерно. Зимний сток составляет 5% от годового. Летний период характеризуется большим числом паводков.

Потери из водохранилища составляют:

- на испарение ( $\Delta Q_{\text{испар.}} = 3 \text{ м}^3/\text{с}$ );
- на фильтрацию ( $\Delta Q_{\text{фильтр}} = 3 \text{ м}^3/\text{с}$ );
- на льдообразование ( $\Delta Q_{\text{лед}} = 3-19 \text{ м}^3/\text{с}$ );
- в подводящих сооружениях ( $\Delta h = 0,5$ ).

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Бурей за период с 1911 г. по 1971г. представлен в приложении А, таблица А.1.

Координаты кривой зависимости уровня водохранилища от объемов водохранилища Бурейской ГЭС представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Координаты кривой объемов Бурейского водохранилища

Уровень, м	Объем водохранилища, км <sup>3</sup>	Уровень, м	Объем водохранилища, км <sup>3</sup>
137	0	205	3,08
140	0,09	210	3,552
145	0,226	215	4,146
150	0,376	220	4,889
155	0,552	225	5,957
160	0,717	230	7,671
165	0,892	235	10,005
170	1,087	240	12,136
175	1,292	245	14,023
180	1,524	250	16,059
185	1,79	255	18,605
190	2,044	260	24,108
195	2,34	265	28,75
200	2,695	270	34,22

Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС

Летний расход, м <sup>3</sup> /с	Зимний расход, м <sup>3</sup> /с	Уровень, м	Летний расход, м <sup>3</sup> /с	Зимний расход, м <sup>3</sup> /с	Уровень, м
400	320	135,5	9370	7496	146
620	496	136	10700	8560	147

Продолжение таблицы 1.2

Летний расход, м <sup>3</sup> /с	Зимний расход, м <sup>3</sup> /с	Уровень, м	Летний расход, м <sup>3</sup> /с	Зимний расход, м <sup>3</sup> /с	Уровень, м
1760	1408	138	12050	9640	148
2500	2000	139	13500	10800	149
3330	2664	140	14900	11920	150
5100	4080	142	18000	14400	152
7040	5632	144	21200	16960	154
8150	6520	145	26800	21440	157

### 1.1.4 Инженерно-геологические условия

Район основных сооружений гидроузла находится в пределах южной части Бурейского массива (Туранский блок) у восточной окраины Амуро-Зейской впадины. В районе развиты биотитроговообманковые граниты, преимущественно среднезернистые, крепкие, массивные, по возрасту относящиеся к верхне-палеозойскому интрузивному циклу.

Плотина располагается на среднезернистых гранитах, покрытых в русле аллювиальными отложениями мощностью до 5 м. в пределах правобережной 1 надпойменной террасы до 15 м., а на склонах делювиальным материалом мощностью до 3 м. Зона интенсивного выветривания гранитов изменяется в русле от 3 до 10 м., а на склонах от 5 до 20 м. Подошва зоны разгрузки в пределах контура плотины проходит на глубине 18-50 м. от дневной поверхности.

Гранитный массив расчленен тремя системами крутопадающих тектонических трещин и группой полого-наклонных трещин, особенно развитых в зоне разгрузки.

Водопроницаемость гранитов на склонах и в днище долины небольшая. Практически, граница водоупорных пород с 0,01 л/мин на бортах долины находится на глубине 70-80 м., а в днище долины на 100-110 м. Подземные воды приурочены к аллювиальным отложениям русла и трещеноватым гранитам. Коэффициент фильтрации руслового аллювия порядка 50-100 м. в сутки.

Чаша водохранилища сложена водоустойчивыми породами и вполне благоприятна для поднятия уровня воды до отметки 250-258 м.

Физико-механические свойства:

- допускаяемые напряжения на сжатие для гранита  $R_c = 51$  Мпа;
- удельное сцепление грунта  $c = 100$  кН/м<sup>2</sup>;
- внутреннее трение для грунта основания  $tg\varphi = 0,8^\circ$ .

Геологический разрез реки Бурей в створе Бурейской ГЭС представлен в приложении А на рисунке рисунок А.1.

## 1.2 Энерго – экономическая характеристика региона

Проектируемая Бурейская ГЭС относится к энергосистеме Восток, филиал АО «СО ЕЭС Амурское РДУ».

Операционная зона охватывает территорию 617,9 тыс. км<sup>2</sup> с населением 925 тыс. человек. В управлении и ведении Амурского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 4464 МВт. Наиболее крупными из них являются Зейская ГЭС - ПАО «РусГидро»; Нерюнгринская ГРЭС, Райчихинская ГРЭС - ОАО «ДГК».

В электроэнергетический комплекс Амурской области, Алданского и Нерюнгринского районов республики Саха (Якутия) входят также 2893 км линий электропередачи (ВЛ) класса напряжения 110 кВ, 7312,5 км ВЛ 220 кВ, 1641,4 км ВЛ 500 кВ, трансформаторные подстанции и распределительные устройства электростанций с суммарной мощностью трансформаторов 10350,6 МВА.

Выработка электроэнергии в операционной зоне Амурского РДУ в 2016 году составила 18,778 млрд кВт·ч, потребление – 10,284 млрд кВт·ч.

Особенности ЕЭС Амурского РДУ:

- число часов использования установленной мощности 4200 ч;
- установленная мощность существующих ГЭС 1330 МВт;
- резервы энергосистемы: нагрузочный – 1 %; аварийный – 8 %.

## 2 Водноэнергетические расчёты

### 2.1 Исходные данные

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,8.

Бытовой расход: 300 м<sup>3</sup>/с.

Коэффициент мощности : 8,6.

НПУ гидроузла : Z = 255 м.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Бурея за период с 1911 г. по 1971г. представленный в приложении А, таблица А.1.

Координаты кривой зависимости уровня водохранилища от объемов водохранилища Бурейской ГЭС представлены в таблице 1.1.

Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС приведенные в таблице 1.2.

### 2.2 Вычисление и построение кривых обеспеченности расходов

Для построения кривой обеспеченности найдём средний расход за каждый год по исходным данным и внесём значения в таблицу Б.1 приложения Б. После этого проранжируем по расходу годы.

Для вычисления параметров  $C_v$ ,  $C_s$  расходы необходимо расположить в убывающем порядке (таблица Б.1, графа 5).

По данным таблицы Б.1 рассчитываем:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{3,43}{54}} = 0,252, \quad (2.1)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{-0,0814}{54 \cdot 0,252^3} = -0,0941. \quad (2.2)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициентов вариации: равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,252^2}}{\sqrt{2 \cdot (54-1)}} \cdot 100\% = 10,6\%. \quad (2.3)$$

При  $C_v=0,252$  и  $n=54$  должна удовлетворять условию:

$$\delta_{cv} \leq 10,65\%.$$

Видим, что данная ошибка входит в максимальное значение погрешности.

Средняя квадратическая ошибка коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{CS} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1 + 6C_v^2 + 5C_v^4}}}{C_s} 100\%, \quad (2.4)$$

$$\delta_{CS} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{54} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0,252^2 + 5 \cdot 0,252^4}}}{-0,0941} 100\% = -419\%.$$

Значение соответствует большой, недопустимой ошибке.

Данная ошибка получилась большая, поэтому для построения кривой обеспеченности берем:

$$C_s = 2C_v = 0,252 \cdot 2 = 0,504. \quad (2.5)$$

Зная величины параметров  $Q_{cp} = 876 \text{ м}^3/\text{сек}$ ,  $C_v = 0,504$ , вычисления теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов производим по таблице С.И. Рыбкина - П.А. Алексеева ( $\varphi$  выбираем по значению  $C_v$ ).

$$M_S = \varphi \cdot C_v, \quad (2.6)$$

$$K_S = M_S + 1, \quad (2.7)$$

$$Q = K_S \cdot Q_{cp}. \quad (2.8)$$

Полученные данные сведем в таблицу Б.2.

Откладывая по оси ординат значения приведенных средних годовых расходов  $Q$  из строки 5 таблицы Б.2, а по оси абсцисс соответствующие проценты обеспеченности, получим точки, по которым и проводим кривую, называемую теоретической кривой обеспеченности расходов (рисунок 2.1), построенную в простых координатах, по формуле:

$$P = \frac{m - 0,3}{n + 0,4} \cdot 100\%, \quad (2.9)$$

где  $m$  – порядковый номер члена ряда;

$n$  – общее число членов ряда рассчитываются обеспеченности соответствующие значениям наблюдаемых расходов.

Рассчитываем обеспеченности, соответствующие значениям наблюдаемых расходов, графа 10 таблица Б.2.



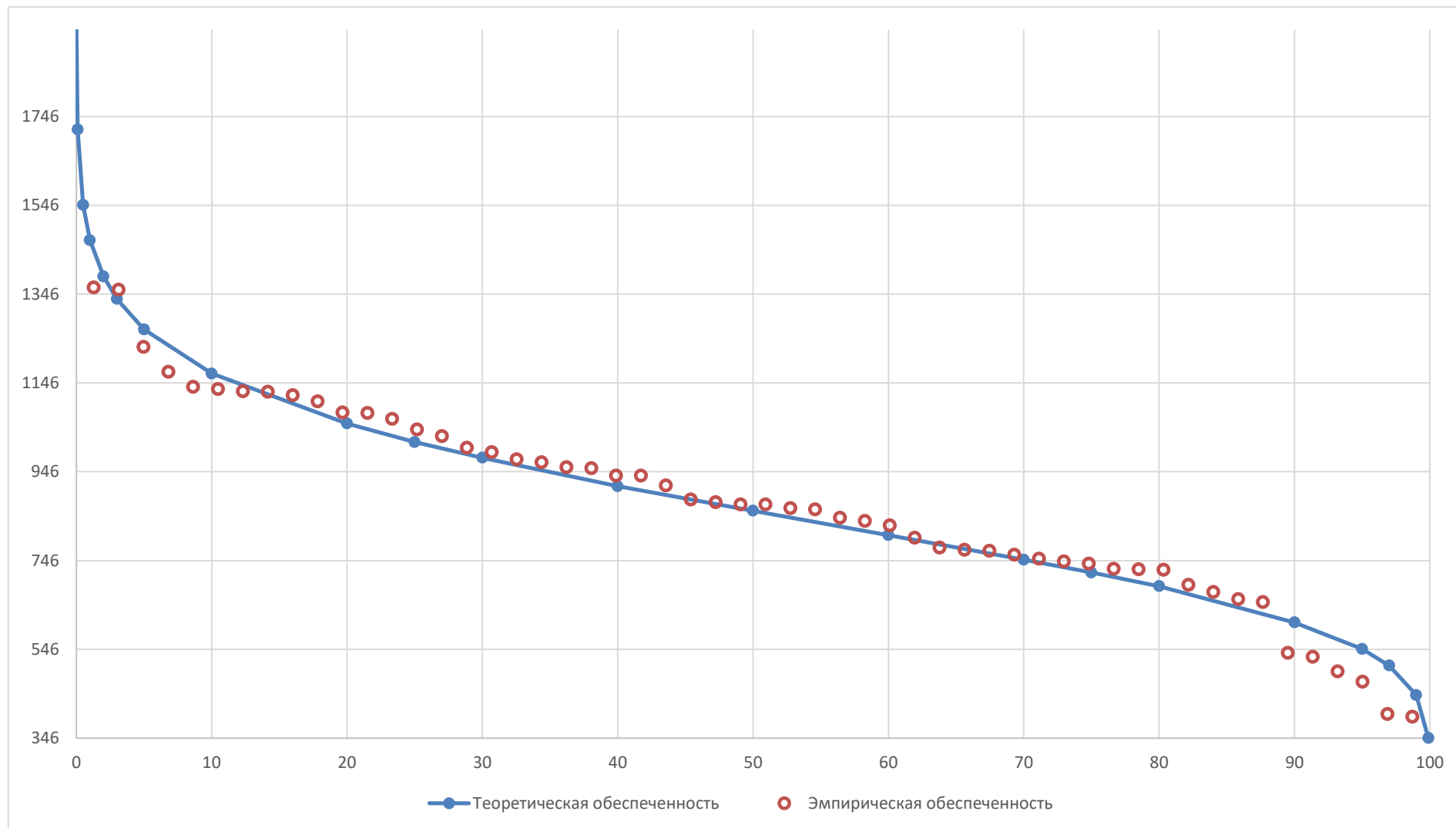


Рисунок 2.1 – Кривая обеспеченности

### 2.3 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Целесообразно разделить года на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Отнесём к половодью месяцы, в которых, расходы больше или равны среднегодовому расходу, тогда остальные месяцы составят маловодный период. Составим таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Определение половодных и меженных месяцев

Мес.	Половодье					Межень							Q <sub>ср</sub> срмног, м <sup>3</sup> /с.
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	
Q <sub>ср</sub> мес., м <sup>3</sup> /с	1684	1681	1878	2141	1671	695	246	102	30	12	10	264	876

На период межени относятся месяцы: I, II, III, IV, X, XI, XII. На период половодья: V, VI, VII, VIII, IX. Так же вычислим средние расходы за год и обеспеченность каждого года и проранжируем.

Обеспеченность определяется по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100, \quad (2.10)$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов;

n – общее число членов ряда.

Результаты вычислений сведём в таблицу Б.3 приложения Б.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаются равными 90 и 50% соответственно.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодья и межени представлены на рисунке 2.2.

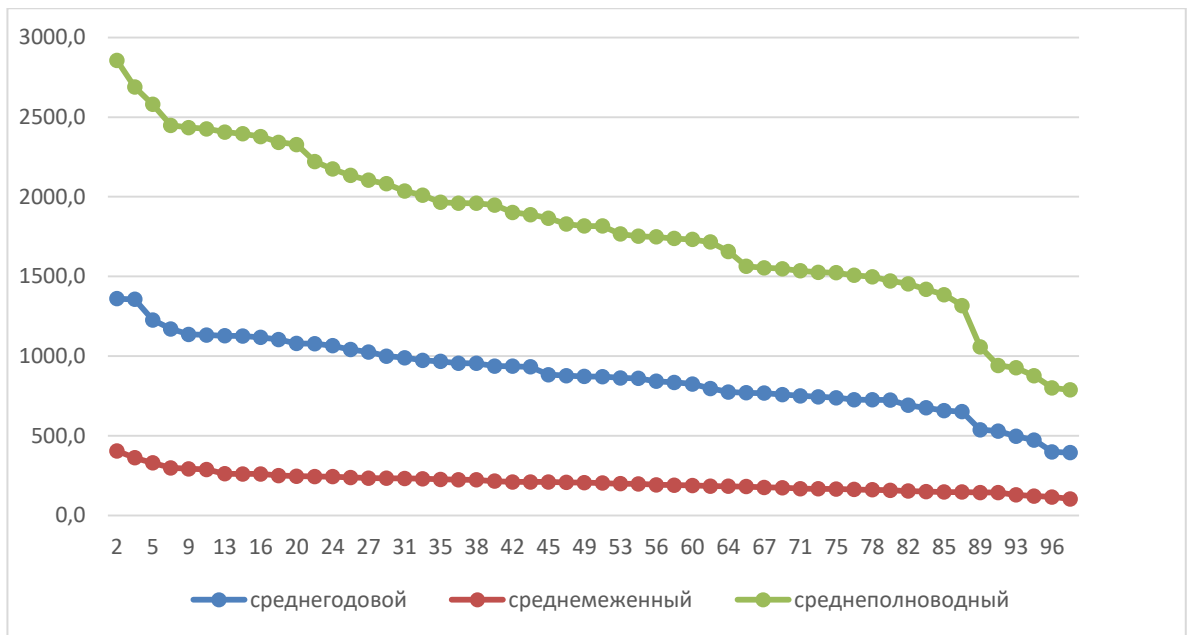


Рисунок 2.2—Эмпирические кривые обеспеченности

## 2.4 Выбор расчётных годов

### 2.4.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие года справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1932 и 1950 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

Для 1932 года:

по межени:

$$K_M = \frac{Q_{M\ 1925}}{Q_{M\ 1932}} = \frac{206,2}{233,3} = 0,88. \quad (2.11)$$

по половодью:

$$K_P = \frac{Q_{P\ 1941}}{Q_{P\ 1932}} = \frac{1816}{1766} = 1,03. \quad (2.12)$$

Для 1950 года:

по межени:

$$K_M = \frac{Q_{M\ 1960}}{Q_{M\ 1950}} = \frac{203,0}{243,0} = 0,84. \quad (2.13)$$

по половодью:

$$K_P = \frac{Q_{P\ 1965}}{Q_{P\ 1950}} = \frac{1816}{1752} = 1,04. \quad (2.14).$$

В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, то есть тот год, который требует меньшую корректировку расходов. В качестве расчётного средневодного года принимаем 1932 год.

Если в средневодном году, какой либо месяц имеет расход меньший, чем в маловодном году, то необходимо увеличить его расход за счёт другого месяца, обязательно относящегося к тому же сезону. Расчётный средневодный год без приведения и с приведением по половодью и межени представлен в таблице 2.2.

Расходы средневодного года необходимы для расчёта среднемноголетней выработки гидроузла.

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

Расход	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{1932}, \text{ м}^3/\text{с}$	32	15	13	364	1850	1930	1510	1750	1790	720	366	124
$Q_{1932}^{\text{Прив}}, \text{ м}^3/\text{с}$	28	13	11	322	1902	1985	1553	1800	1841	636	323	110

#### 2.4.2 Выбор расчётного маловодного года (P=90%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие года справа и слева от расчётной обеспеченности 90%: 1926 и 1927 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

Для 1926 года:

по межени:

$$K_M = \frac{Q_{M 1954}}{Q_{M 1926}} = \frac{144,3}{166,7} = 0,87. \quad (2.15)$$

по половодью:

$$K_P = \frac{Q_{P 1926}}{Q_{P 1926}} = \frac{1057,8}{1057,8} = 1. \quad (2.16)$$

Для 1927 года:

по межени:

$$K_M = \frac{Q_{M 1952}}{Q_{M 1927}} = \frac{144,3}{234,6} = 0,61. \quad (2.17)$$

по половодью:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 1927}}{Q_{\Pi 1927}} = \frac{942}{942} = 1. \quad (2.18)$$

В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, то есть тот год, который требует меньшую корректировку расходов. В качестве расчётного маловодного года принимаем 1926 год. Расчётный маловодный год без приведения и с приведением по половодью и межени представлен в таблице 2.3.

Расходы маловодного года используются в расчётах установленной мощности проектируемой ГЭС.

Таблица 2.3 – Расчётный маловодный год без приведения и с приведением по

Расход	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{1926}, \text{ м}^3/\text{с}$	31	14	11	89	561	1910	813	685	1320	726	258	39
$Q_{1932\text{прив}}, \text{ м}^3/\text{с}$	27	12	10	77	561	1910	813	685	1320	628	223	33

По полученным данным построим график, представленный на рисунке 2.3.

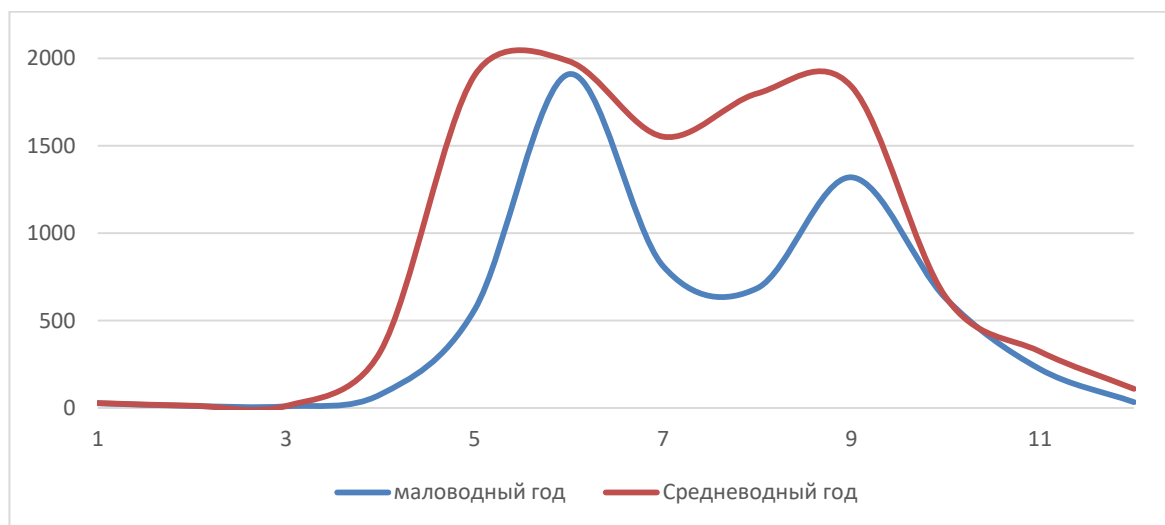


Рисунок 2.3 – Маловодный и средневодный год

## 2.5. Построение нагрузки графиков энергосистемы

### 2.5.1 Суточный график

Используя план генерации и потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы [1] можем получить суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов.

Зимние сутки:

План генерации и потребления ОЭС Востока на 15.01.2015 представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – План генерации и потребления ОЭС Востока на 15.01.2015

Время, ч	Мощность генерации, МВт	Время, ч	Мощность генерации, МВт
0	4902	12	5466
1	5130	13	5379
2	5139	14	5349
3	5348	15	5219
4	5317	16	5129
5	5183	17	4779
6	5132	18	4717
7	5085	19	4557
8	5044	20	4475
9	5076	21	4493
10	5076	22	4447
11	5331	23	4678

Для построения графика ИКН выполним следующие действия:

1. Почасовые значения мощностей энергосистемы за сутки ранжируются по убыванию. В ранжированном ряду определяются приращения нагрузки  $\Delta P$  с шагом в один час;

2. Каждому приращению нагрузки  $\Delta P$  соответствует элементарное приращение суточной выработки  $\Delta \mathcal{E}$ :

$$\Delta \mathcal{E}_i = \Delta P_i \cdot t_i; \quad (2.19)$$

3. Подсчитываются накопления мощности и выработки, как сумма приращения на текущем интервале с предыдущим значением накопления.

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в таблице Б.4 приложения Б.

Суточный график и ИКН зимних суток представлен на рисунке 2.4.



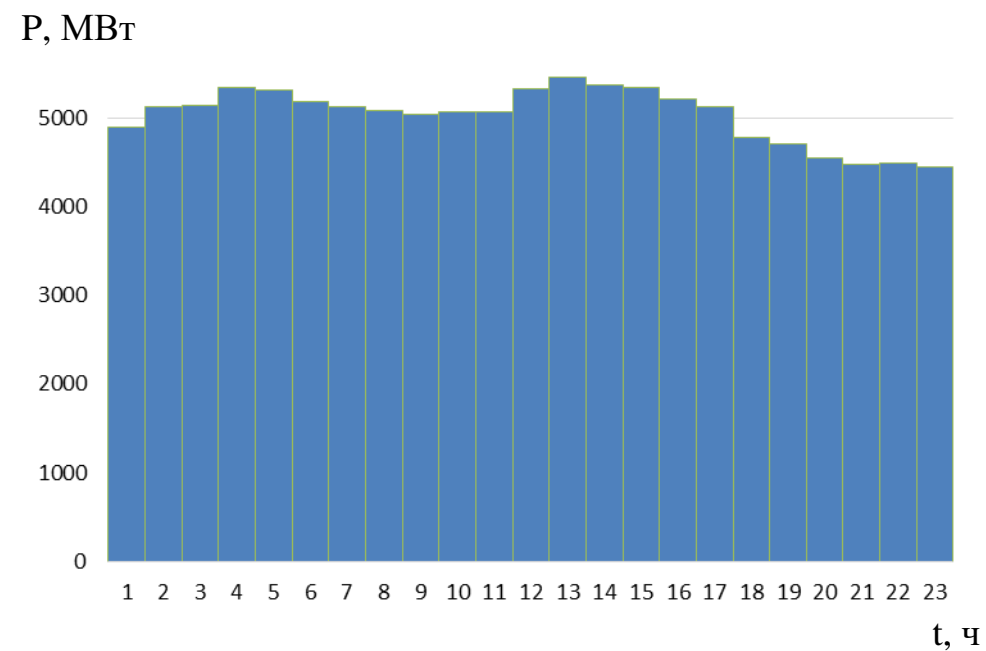
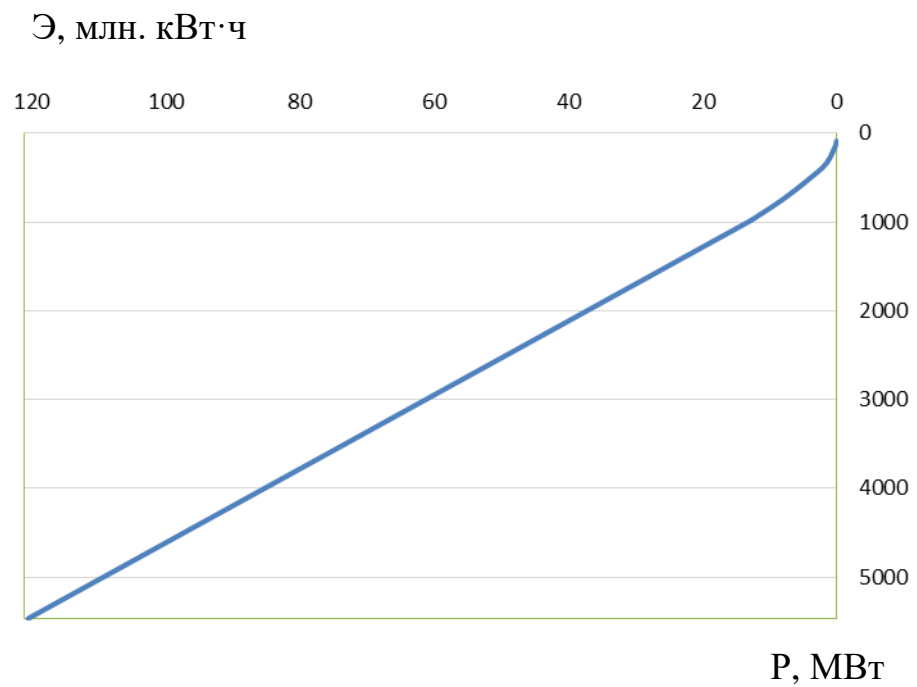


Рисунок 2.4—Суточный график и ИКН зимних суток

Летние сутки:

План генерации и потребления ОЭС Востока на 15.06.2015 представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – План генерации и потребления ОЭС Востока на 15.06.2015

Время, ч	Мощность генерации, МВт	Время, ч	Мощность генерации, МВт
0	2974	12	3991
1	3440	13	3992
2	3899	14	4082
3	3908	15	4200
4	3918	16	3941
5	3979	17	3314
6	3953	18	2785
7	3981	19	2705
8	3944	20	2605
9	4002	21	2557
10	3934	22	2551
11	3921	23	2685

Выполним те же действия, что и для зимнего графика и сведем в таблицу Б.5 приложения Б.

Используя суточные мощности, можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в таблице Б.5.

Суточный график и ИКН летних суток представлен на рисунке 2.5.

## 2.6 Годовые графики нагрузки энергосистемы

Из таблиц Б.4 и Б.5 выберем максимальные нагрузки зимнего и летнего месяца соответственно:

$$P_{\max \text{ летн.}} = 4200 \text{ МВт,}$$

$$P_{\max \text{ зимн.}} = 5466 \text{ МВт.}$$

Также из таблиц Б.4 и Б.5 найдём средние нагрузки зимнего и летнего месяца соответственно по формуле:

$$P_{\text{средн.}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n}, \quad (2.20)$$

$$P_{\text{средн летн.}} = 3552,54 \text{ МВт,}$$

$$P_{\text{средн зимн.}} = 5018,79 \text{ МВт.}$$

Максимальная нагрузка энергосистемы носит косинусоидальный характер для каждого месяца и определяется по формуле:

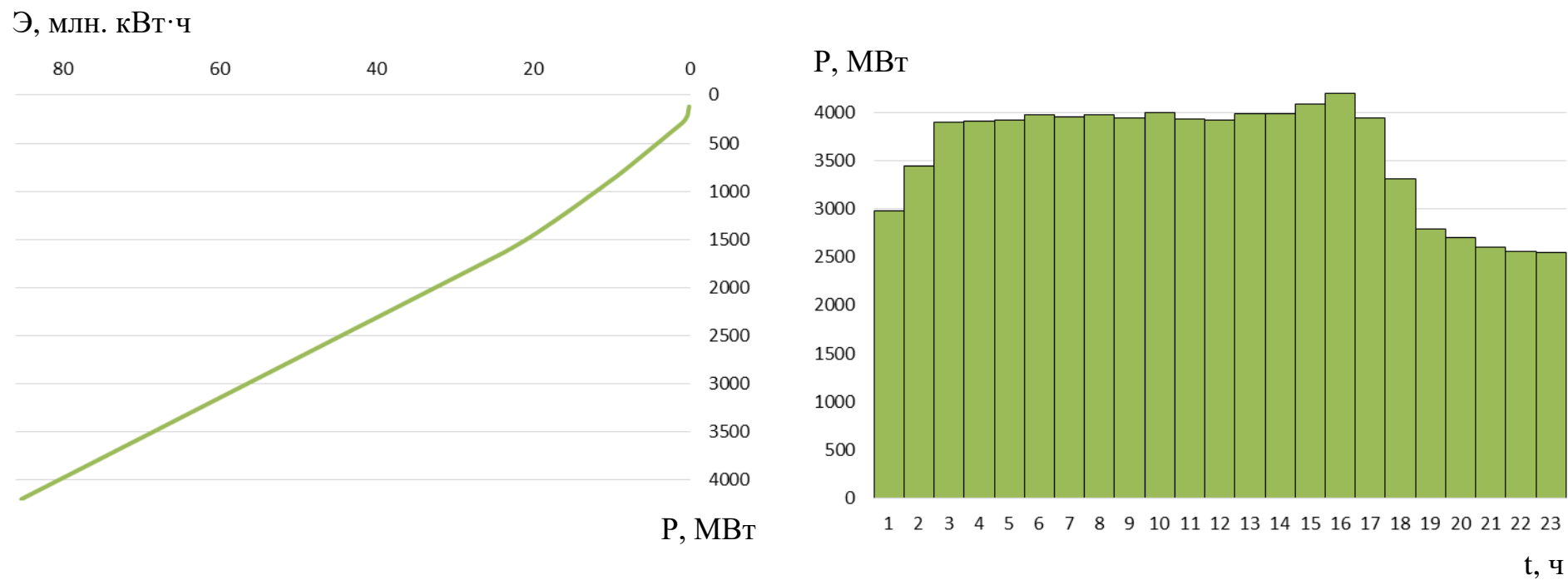


Рисунок 2.5 – Суточный график и ИКН летних суток

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.21)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году.

$$a = (P_{\max_{\text{зимн.}}} + P_{\max_{\text{летн.}}})/2 = (4200 + 5466)/2 = 4833, \quad (2.22)$$

$$b = (P_{\max_{\text{зимн.}}} - P_{\max_{\text{летн.}}})/2 = (5466 - 4200)/2 = 633. \quad (2.23)$$

Средняя нагрузка энергосистемы носит также косинусоидальный характер для каждого месяца и определяется по формуле:

$$P_t^{\text{средн}} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.24)$$

где  $t$  – то же, что и в формуле (2.13).

$$a = (P_{\text{ср. зимн.}} + P_{\text{ср. летн.}})/2 = (5018,79 + 3552,57)/2 = 4285,67, \quad (2.25)$$

$$b = (P_{\text{ср. зимн.}} - P_{\text{ср. летн.}})/2 = (5018,79 - 3552,54)/2 = 733,13. \quad (2.26)$$

Определим для каждого месяца максимальную и среднюю нагрузку и сведём результаты в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Максимальная и средняя нагрузка энергосистемы,

Номер месяца, $t$	Максимальные нагрузки энергосистемы $P_t^{max}$ , МВт	Среднемесячные нагрузки энергосистемы $P_t$ , МВт
1	5444	4994
2	5281	4804
3	4997	4476
4	4670	4097
5	4386	3768
6	4222	3578
7	4221	3577
8	4385	3766
9	4668	4094
10	4995	4474
11	5279	4803
12	5444	4993

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.6 и 2.7 соответственно. Максимумы летнего и зимнего графика нагрузки энергосистемы должны являться началом и соответственно концом графика максимальной нагрузки энергосистемы.

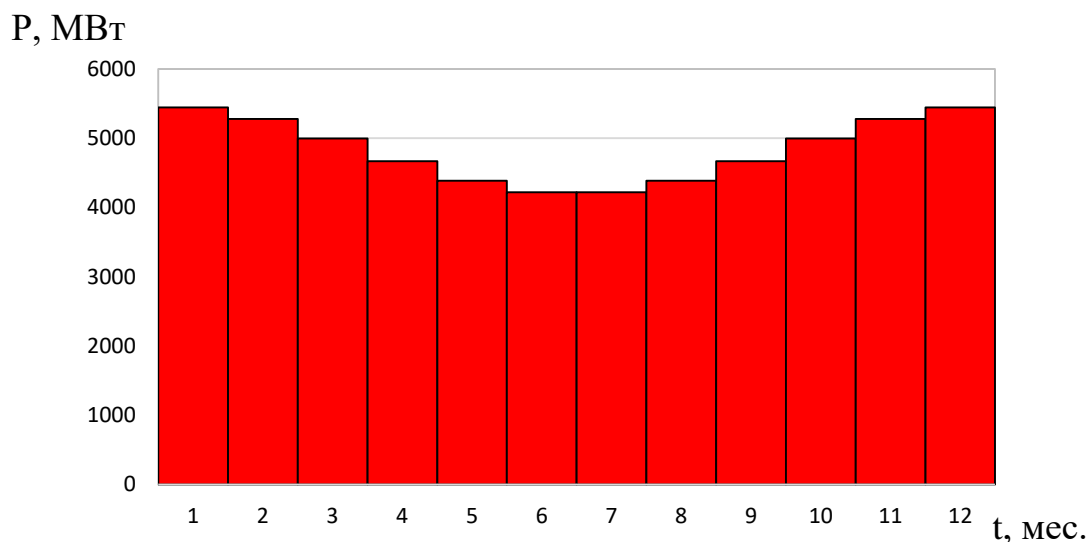


Рисунок 2.6 – Максимальные нагрузки энергосистемы

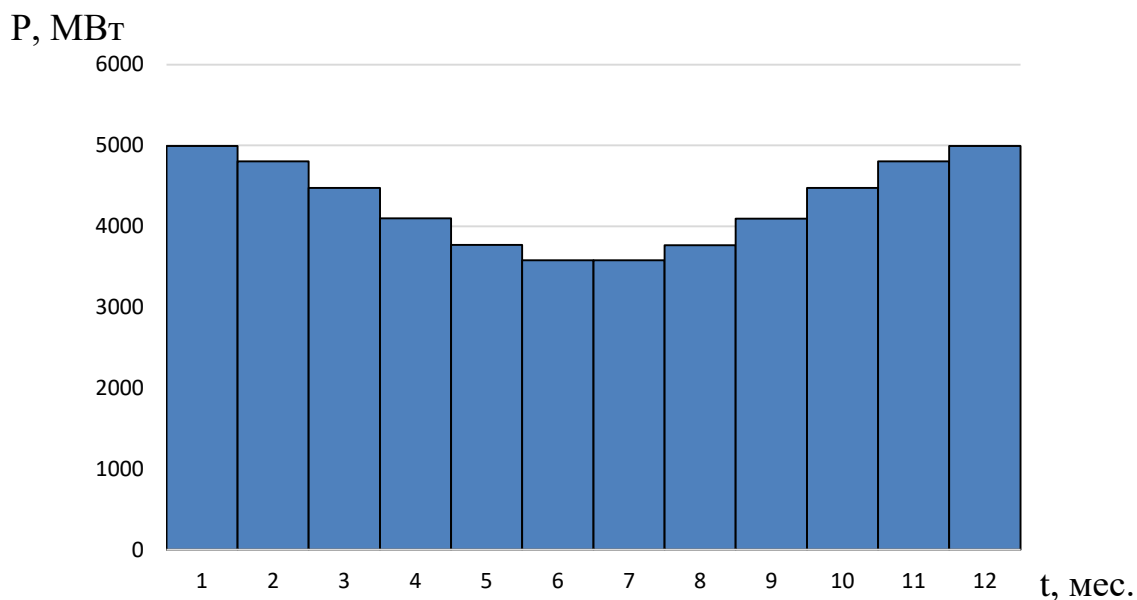


Рисунок 2.7– Средние нагрузки энергосистемы

### 2.7 Расчет режимов работы ГЭС с учётом требований водохозяйственной системы

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

По заданным координатам (таблица 1.2), построим кривые зимних и летних расходов гидроузла. (рисунок 2.8).

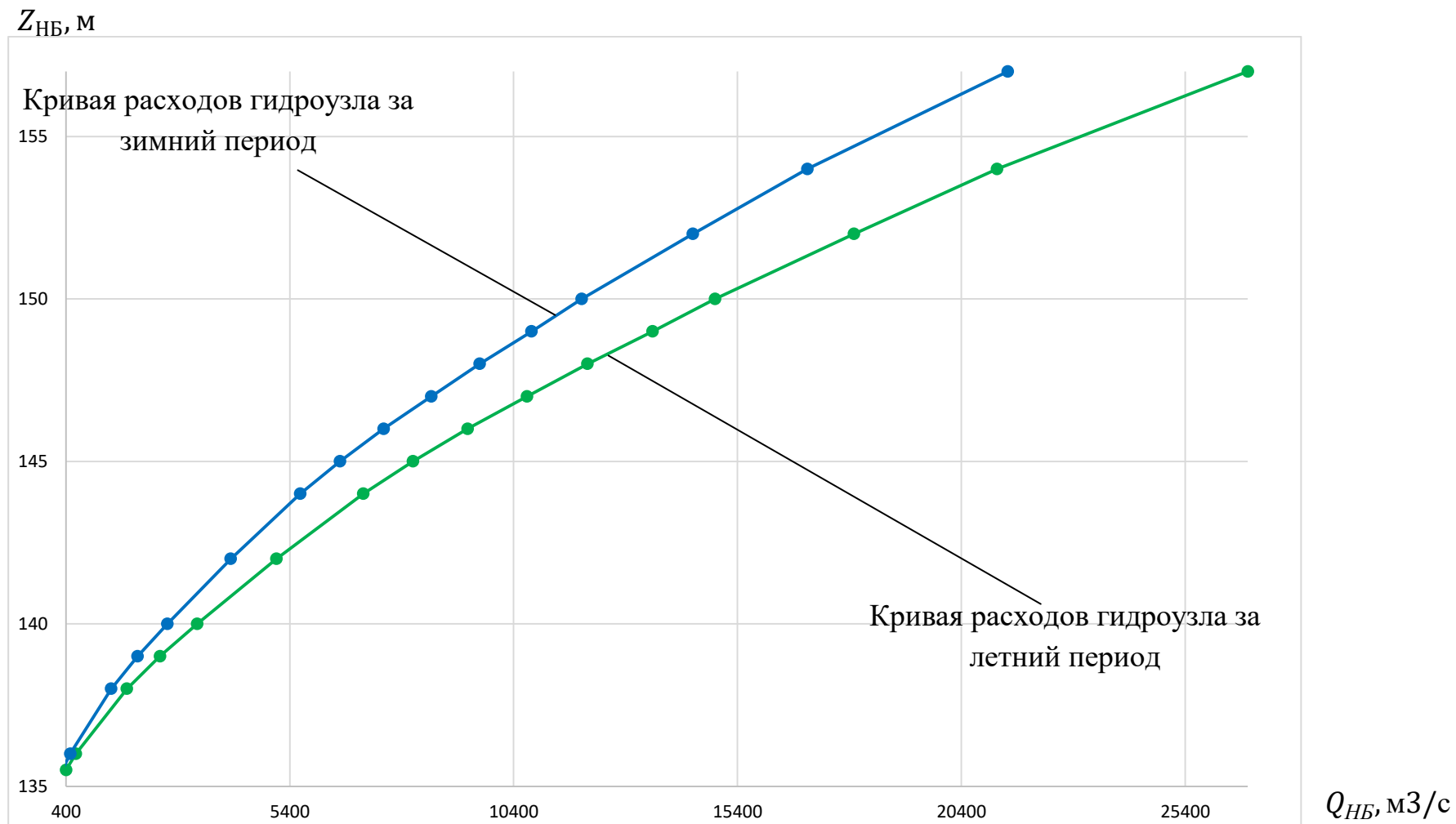


Рисунок 2.8 - Кривая расходов гидроузла в нижнем бьефе



Опишем кривые расходов гидроузла полиномами 6-го порядка.

Полученные полиномиальные формулы для кривой расходов зимнего и летнего периодов соответственно:

$$\begin{aligned} Z_{НБ\ зим} = & -0,000000000000000000000000014792Q_{зим.}^6 + \\ & + 0,0000000000000000000969382801Q_{зим.}^5 - \\ & - 0,000000000000025451773875684Q_{зим.}^4 + \\ & + 0,0000000000355131268314636000Q_{зим.}^3 - \\ & - 0,0000003073926407105860000000Q_{зим.}^2 + \\ & + 0,0026054838298984500000000000Q_{зим.} + \\ & + 134,75494459308400000000000000, \end{aligned} \quad (2.27)$$

$$\begin{aligned} Z_{НБ\ лет} = & -0,00000000000000000000000000387766 \cdot Q_{лет.}^6 + \\ & + 0,000000000000000000031764735688 \cdot Q_{лет.}^5 - \\ & - 0,000000000000001042504658262250 \cdot Q_{лет.}^4 + \\ & + 0,000000000018182720897344500000 \cdot Q_{лет.}^3 - \\ & - 0,000000196731289593628000000000 \cdot Q_{лет.}^2 + \\ & + 0,002084387078325840000000000000 \cdot Q_{лет.} + \\ & + 134,75494447531700000000000000. \end{aligned} \quad (2.28)$$

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

$$N_{быт} = k_N \cdot Q_{полез} \cdot H, \quad (2.29)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N=8,6$ ;

$H$  – подведённый напор;

$Q_{полез}$  – равно значению:

$$Q_{полез} = Q_{90\% \text{ быт}} - Q_{потреб} - Q_{фил} - Q_{исп} - Q_{льда}. \quad (2.30)$$

Подведённый напор:

$$H = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.31)$$

где  $Z_{ВБ}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla$ НПУ;

$Z_{НБ} = f(Q_{полез})$  – уровень нижнего бьефа, учитывая, что полиномальная функция для летних и зимних месяцев разная;

$\Delta h$  – потери напора в подводящем тракте.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{быт} = k_N \cdot Q_{вхк} \cdot H, \quad (2.31)$$

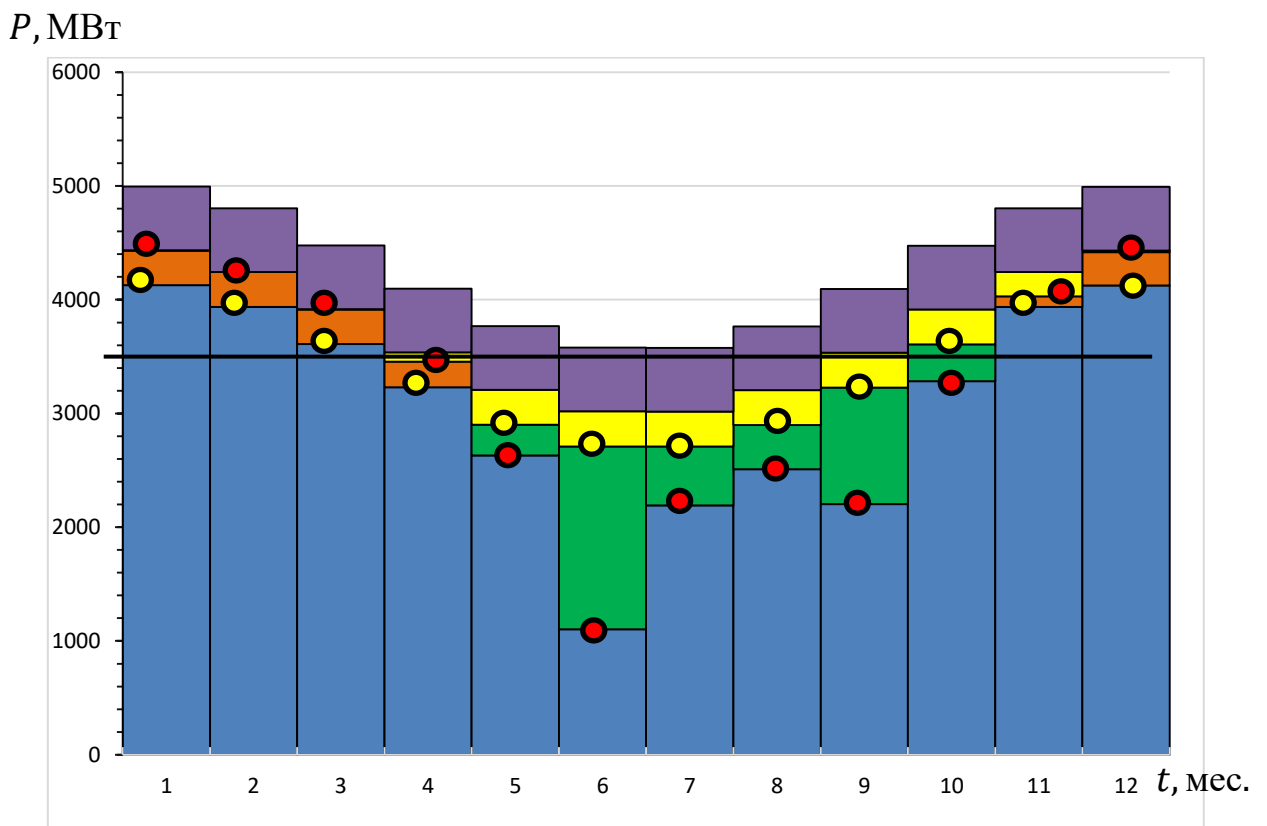
где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход ожидаемый водопотребителями хозяйственных нужд в нижнем бьефе.

Расчёты сведём в таблицу Б.6 приложения Б, последней строкой введём значение  $N_{\text{БЫТ}} - N_{\text{ВХК}}$ .

На рисунке 2.9 представлен баланс энергии с линией гарантированной мощности. На данном рисунке можно наглядно увидеть излишки бытовой мощности в половодный период, которые переносятся на зиму и вытесняют тепловые мощности системы. С помощью рисунка можно выбрать месяц сработки водохранилища (первый после половодья) – ноябрь.

Вытесняются не рабочие мощности а средние, эквивалентные выработке электроэнергии.

По результатам расчёта мы определили приблизительно какой мощностью мы располагаем в течении года.



- - мощности покрытые за счёт ВХК, отложенные от мощности существующих ГЭС;
- - мощности покрытые за счёт ВХК, отложенные от мощности существующих ГЭС;
- - существующие ГЭС;
- - излишки бытовой мощности в половодный период;
- - линия гарантированной мощности, равная 3501 МВт.

Рисунок 2.9 – Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

Расчёт начинаю с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен  $НПУ = 255$  м.

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

Полезный объём водохранилища найдём, построив кривую объёмов по данным из таблицы 1.1 и определив полином.

Кривая связи объёмов водохранилища и отметок верхнего бьефа представлена на рисунке 2.10.

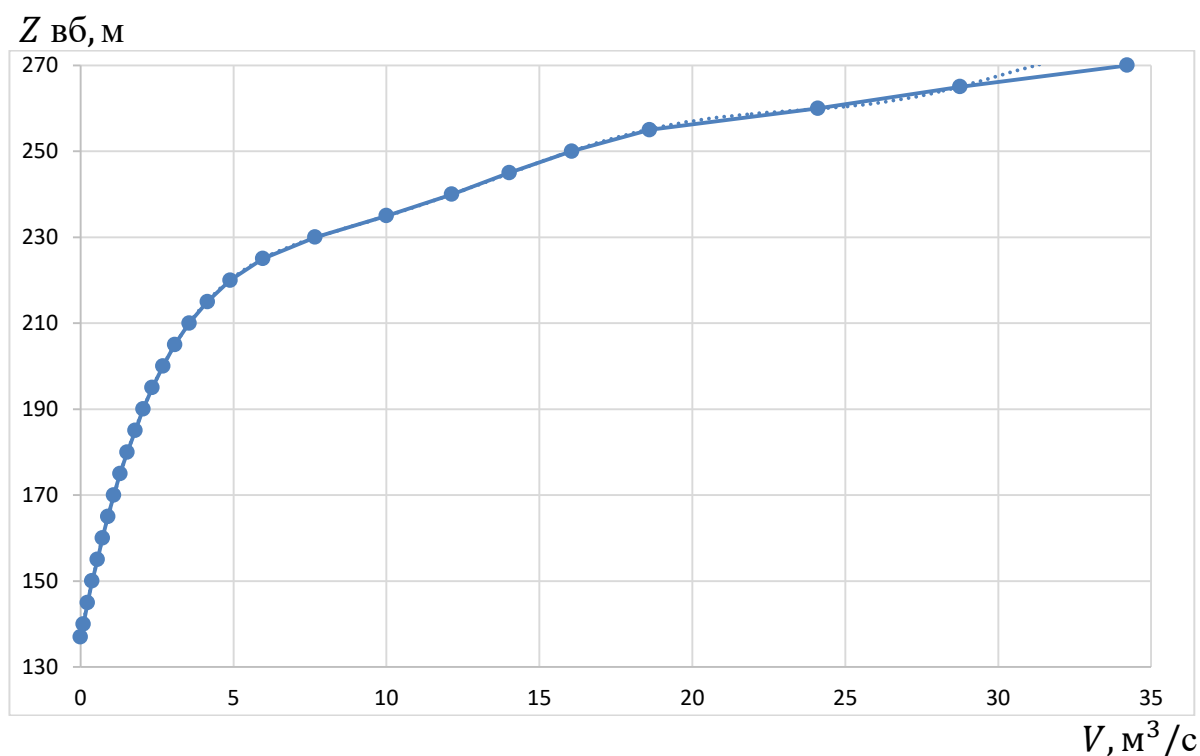


Рисунок 2.10 - Кривая связи объёмов и отметок верхнего бьефа

$$\begin{aligned}
 y = & -0,0000045193279205879600000000 \cdot Q^6 + \\
 & + 0,0005160533437020830000000000 \cdot Q^5 - \\
 & - 0,0230356296866603000000000000 \cdot Q^4 + \\
 & + 0,5094438147916660000000000000 \cdot Q^3 - \\
 & - 5,8770799889753100000000000000 \cdot Q^2 + \\
 & + 35,9398350403935000000000000000 \cdot Q + \\
 & + 137,0894980455340000000000000000.
 \end{aligned}
 \tag{2.32}$$

Меняя линию гарантированной мощности, будем за счёт увеличения расхода водохранилища обеспечить месячную гарантированную мощность, не забывая, что  $Z_{\text{нач}}$  первого месяца и  $Z_{\text{кон}}$  последнего должны сойтись.

Первая и окончательная итерации сработки водохранилища за маловодный год представлены в таблице Б.7 и Б.8 соответственно.

Из последней итерации можно определить гарантированную мощность. Она равна максимальному значению гарантированной мощности из всего года:

$$N_{\text{ГАР}} = 933 \text{ МВт.}$$

Также можно определить отметку УМО. Она равна минимальному уровню верхнего бьефа в течении года:

$$H_{\text{УМО}} = 230,7 \text{ м.}$$

## 2.9 Определение рабочей мощности ГЭС

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей.

В энергосистеме Востока кроме проектируемой ГЭС есть Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт и среднегодовой выработкой 4910 млн. кВт·ч.

Пересчитаем среднегодовую выработку Зейской ГЭС в среднесуточную:

$$\mathcal{E}_{\text{СР.СУТ}}^{\text{СУЩ}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{СР.ГОД}}}{365} = 13,452 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.33)$$

Сперва расчёт произведем для зимнего месяца, когда потребности энергосистемы выше.

Полученную максимальную гарантированную мощность по маловодному году выразим через электроэнергию:

$$\mathcal{E}_{\text{СР.СУТ}}^{\text{СУЩ}} = N_{\text{ГАР}} \cdot 24 = 933 \cdot 24 = 22,492 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.34)$$

Так как любая ГЭС должна обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф независимо от времени года и выработки, а также учитывая то, что существующая Зейская ГЭС покрывает практически все пики и полупики, выделим  $\mathcal{E}_{\text{БАЗ}} = 19,342$  млн. кВт ч, остальное  $\mathcal{E}_{\text{ПИК}} = 3,05$  млн. кВт ч.

Найдём базовую мощность:

$$N_{\text{БАЗ}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{БАЗ}}}{24} = \frac{19342}{24} = 805,9 \text{ МВт.} \quad (2.35)$$

Отложим по оси абсцисс  $\mathcal{E}_{\text{ПИК}}$  проектируемой ГЭС и перпендикулярно вниз проведем линию до пересечения с графиком ИКН. Из этой точки проведем параллельно оси абсцисс прямую на график почасовой нагрузки энергосистемы (рисунок 2.11) и определим количество часов работы в пике.

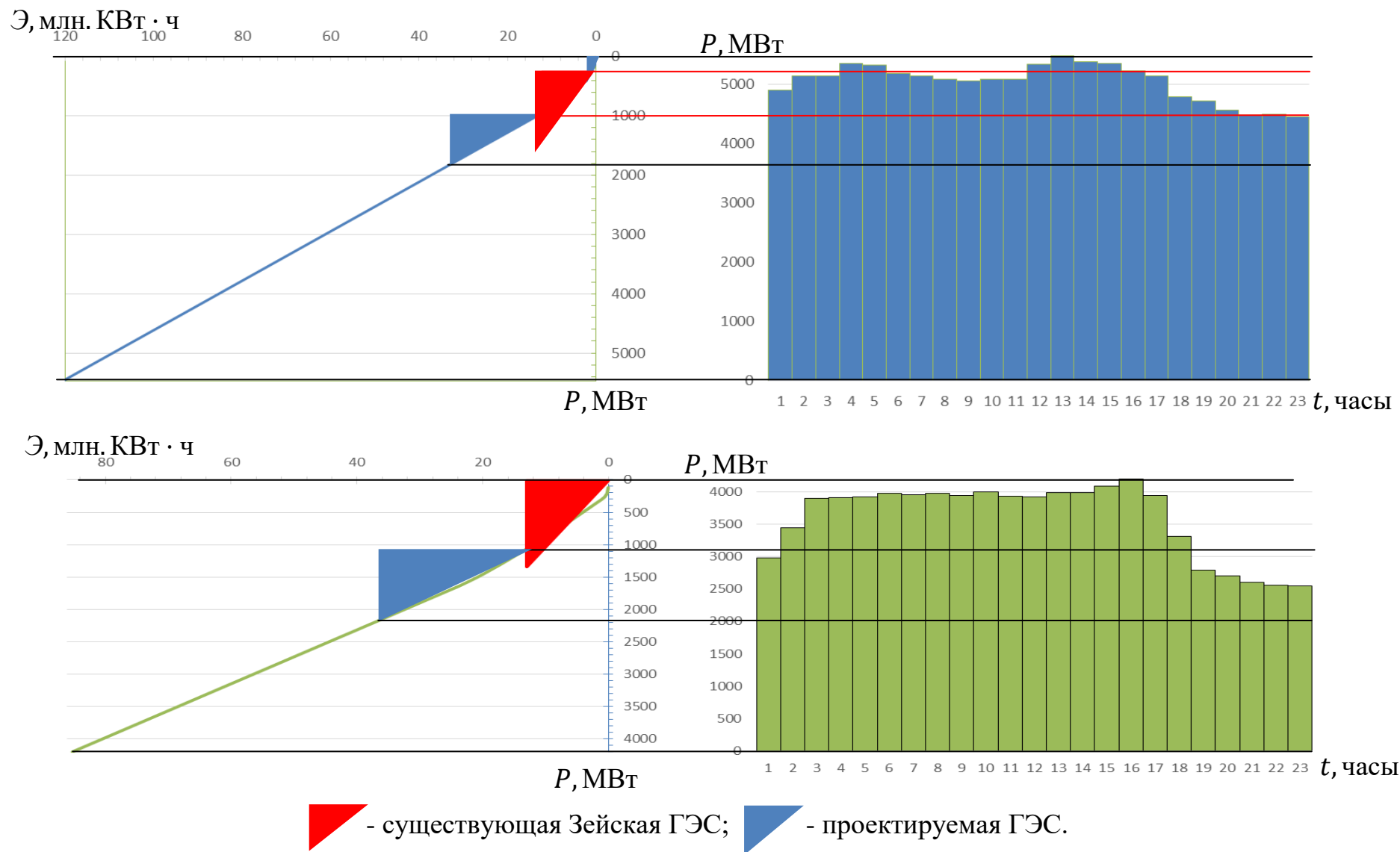


Рисунок 2.11 – Определение рабочей мощности, проектируемой ГЭС в зимний и летний месяц соответственно

Определим пиковую мощность:

$$N_{\text{пик}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пик}}}{24} = \frac{3050}{6} = 508,3 \text{ МВт.} \quad (2.36)$$

Найдём рабочую мощность на зимний месяц:

$$N_{\text{раб}}^{\text{зим}} = N_{\text{БАЗ}} + N_{\text{пик}} = 805,9 + 508,3 = 1314 \text{ МВт.} \quad (2.37)$$

В летний месяц энергопотребление меньше и всю пиковую часть займёт существующая ГЭС. Проектируемая же опустится в базовую часть, а значит рабочая мощность будет равной гарантированной:

$$N_{\text{раб}}^{\text{лет}} = 933 \text{ МВт.}$$

Рабочие мощности в дальнейшем понадобятся для определения установленной, а также для построения баланса мощностей.

На графиках наглядно видно местоположение проектируемой ГЭС в энергосистеме.

## **2.10 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов**

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен  $1,0\% P_t^{\text{max}}$ , аварийный резерв составляет  $8\%$  от  $P_t^{\text{max}}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующей и проектируемой ГЭС, распределённый пропорционально мощности. Аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{нагр.рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.38)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{ав.рез.}}^{\text{ТЭС}} \quad (2.39)$$

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 ГЭС:



$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес.} \quad (2.40)$$

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

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес.} \quad (2.41)$$

Расчёт ведём по маловодному году для максимального графика нагрузки энергосистемы.

Расчёты представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчёты для баланса мощности в маловодном году

Месяц	Система			Существ. ГЭС			Сроектируемая ГЭС			ТЭС		
	N сист.	N нагр. Рез.	N авар. Рез	N раб.	N нагр. Рез	N рем	N раб	N нагр . Рез	N рем	N раб	N авар. Рез	N рем
I	5444	54,4	435,6	1302,7	27,3	0	1314	26	0	2828	435,6	0
II	5281	52,8	422,5	1303,4	26,6	0	1314	26,3	0	2663	422,5	0
III	4997	50,0	399,8	1304,8	25,2	0	1314	24,9	0	2378	399,8	0
IV	4670	46,7	373,6	1306,6	23,4	0	933	23,1	224	2430	373,6	0
V	4386	43,9	350,9	1307,9	22,1	0	933	21,8	0	2145	350,9	611,8
VI	4222	42,2	337,7	1308,7	21,3	0	933	21	0	1980	337,7	611,8
VII	4221	42,2	337,7	1308,7	21,3	0	933	21	0	1980	337,7	611,8
VIII	4385	43,8	350,8	1307,9	22,1	0	933	218	0	2144	350,8	611,8
IX	4668	46,7	373,4	1306,6	23,4	222	933	23,1	0	2428	373,4	0
X	4995	50,0	399,6	1304,8	25,2	0	1314	24,9	0	2376	399,6	0
XI	5279	52,8	422,3	1303,4	26,6	0	1314	26,3	0	2662	422,3	0
XII	5444	54,4	435,5	1302,7	27,3	0	1314	26	0	2827	435,5	0
Установленная мощность				1330			1340			3263,1		

Ремонтная площадь существующей ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{1330}{6} \cdot 1 = 222 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.42)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{1340}{6} \cdot 1 = 223 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.43)$$

Ремонтная площадь ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{3367,7}{4} + \frac{3367,7}{2} = 2525,8 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.}$$

На данном этапе мы определили  $N_{\text{уст}} = 1340$  МВт. В следующем расчёте она нам понадобится для определения среднесноголетней выработки.

На основании таблицы 2.6 построим баланс мощности энергосистемы.

По рисунку 2.12 наглядно видно, что свободных мощностей больше, чем необходимо для проведения ремонтов, а следовательно, установка дополнительной ремонтной мощности не требуется.

P, МВт

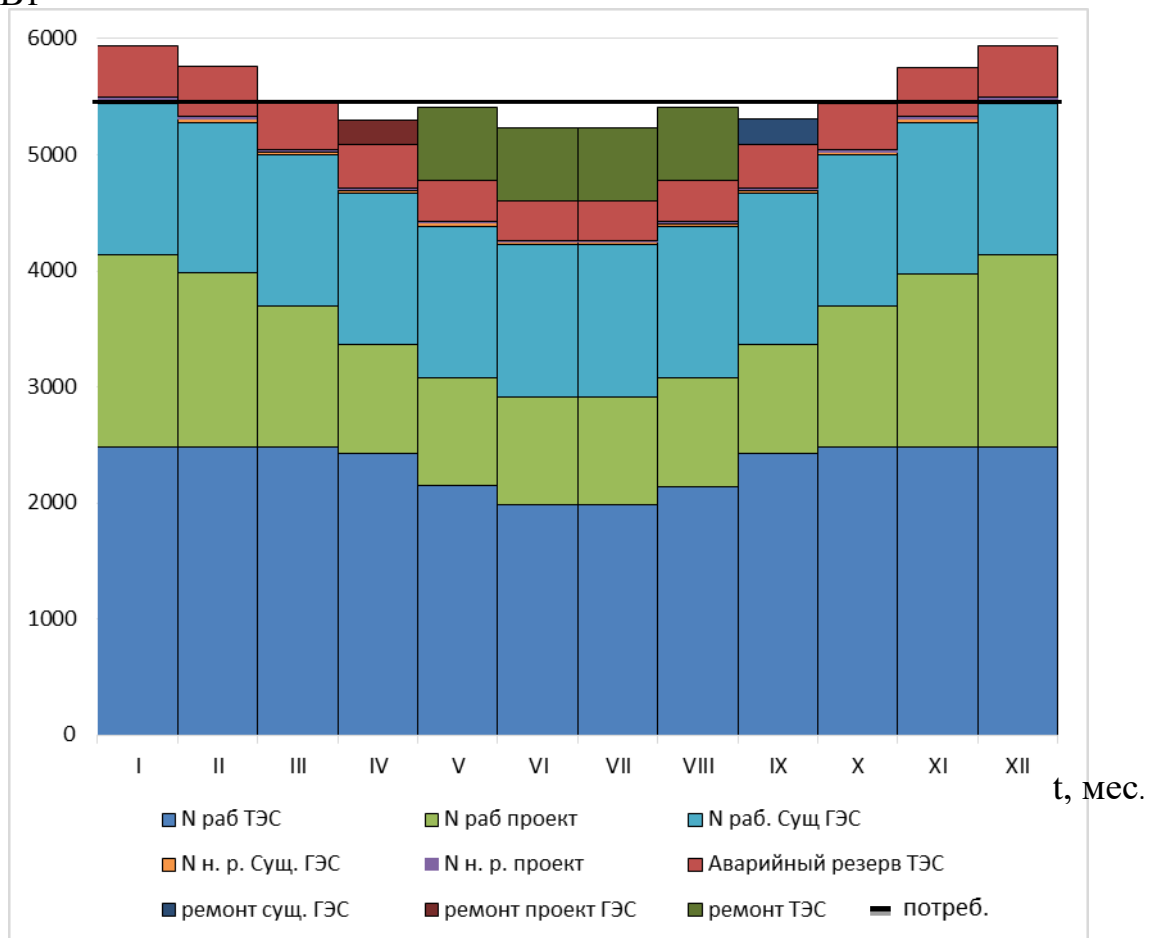


Рисунок 2.12 -Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

## 2.11 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетические расчёты в среднем по водности условия проводятся для оценки среднесноголетней выработки энергии ГЭС.

Расчёты проводят аналогично расчётам, описанным при расчёте маловодного года.

При этом считается:

- бытовой полезный расход воды к створу гидроузла соответствует году с 50 % обеспеченностью;
- гарантированная мощность ГЭС и её распределение внутри года также соответствует году с 50 % обеспеченностью;
- превышать установленную мощность ГЭС, в месяцы, попадающие под регулировку, невозможно;
- прийти в УМО в тот же месяц, что и в месяц при расчёте маловодного года.

Расчёт средневодного года сведём к рассмотрению нескольких итерации, чтобы добиться максимальной выработки электроэнергии.

Первая и окончательная итерации представлены в таблицах Б.9 и Б.10 соответственно.

В четвёртой итерации получилась максимальная среднегодовая выработка электроэнергии равная 7129 млн кВт·ч.

Используя уровни верхнего бьефа таблиц Б.8 и Б.10, построим графики сработки водохранилища в маловодных и условиях средней водности (рисунок 2.13).

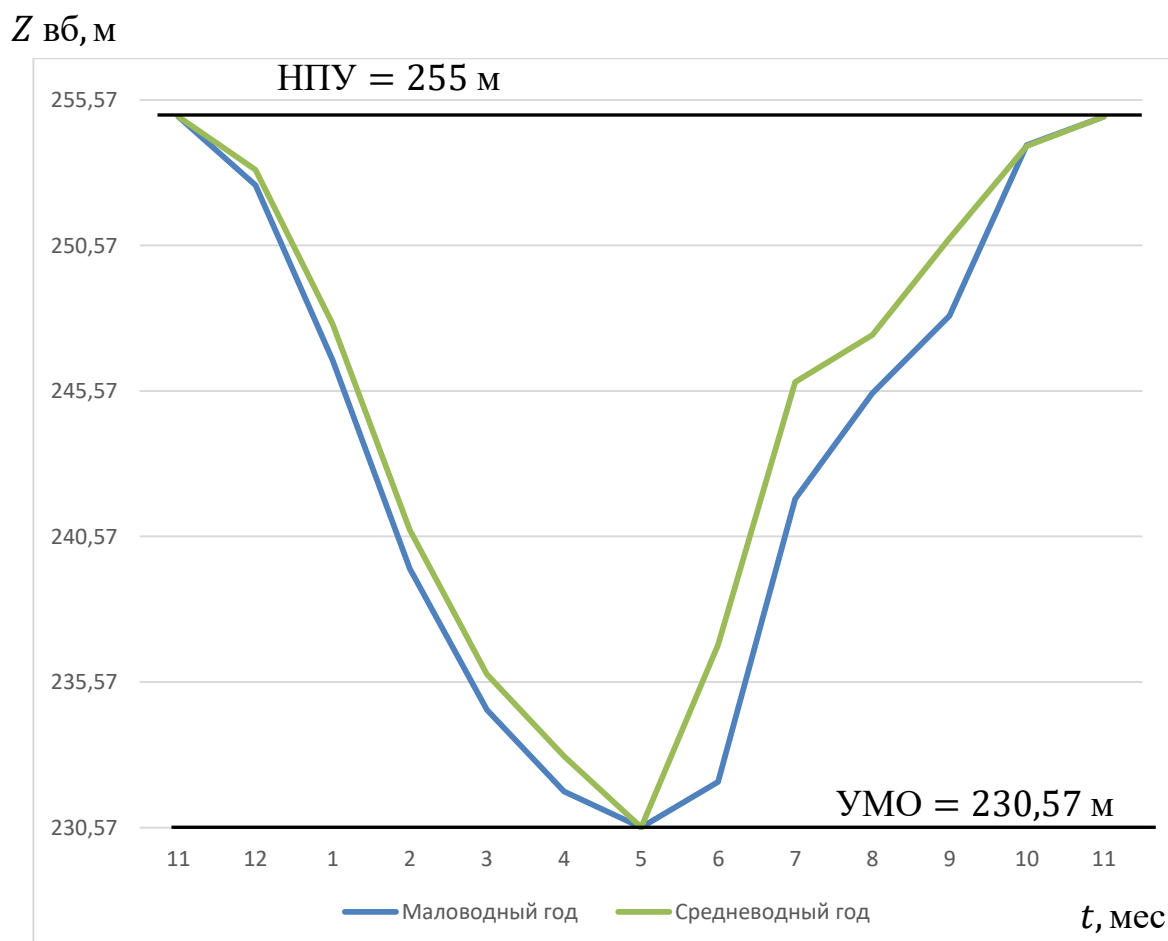


Рисунок 2.13 – Графики сработки водохранилища в маловодных и условиях средневодности

## 2.12 Построение режимного поля

Область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС называется режимным полем по расходу и напору. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе турбины ГЭС с водохранилищем наполненным до отметки НПУ, нижней – с водохранилищем, сработанным до отметки УМО.

Построение этих характеристик вычисляется по формуле:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (2.44)$$

где  $Z_{ВБ}$  – отметка уровня ВБ;

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

Ограничение слева на режимном поле является минимальный расход воды, заданный ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса.

Уравнение линии ограничения по расчётной установленной мощности имеет следующий вид:

$$N_{уст}^p = k_N Q_{ГЭС} H_{ГЭС}. \quad (2.45)$$

Ниже точки расчётного напора режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС, которая до выбора турбинного оборудования может быть построена по следующим зависимостям:

$$Q_{ГЭС} = \frac{Q_{ГЭС}^{max} \sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{QH_p^N}}. \quad (2.46)$$

Расчёт сведём в таблицу Б.11.

По полученным результатам построим режимное поле (рисунок 2.14).

На режимном поле найдём точки максимума и минимума напора, а также расчётный напор и максимальный расход. Для данного случая:

$$H_{max} = 119,0 \text{ м},$$

$$H_p = 104,99 \text{ м},$$

$$H_{min} = 92,8 \text{ м},$$

$$Q_{max} = 1370 \text{ м}^3/\text{с}.$$

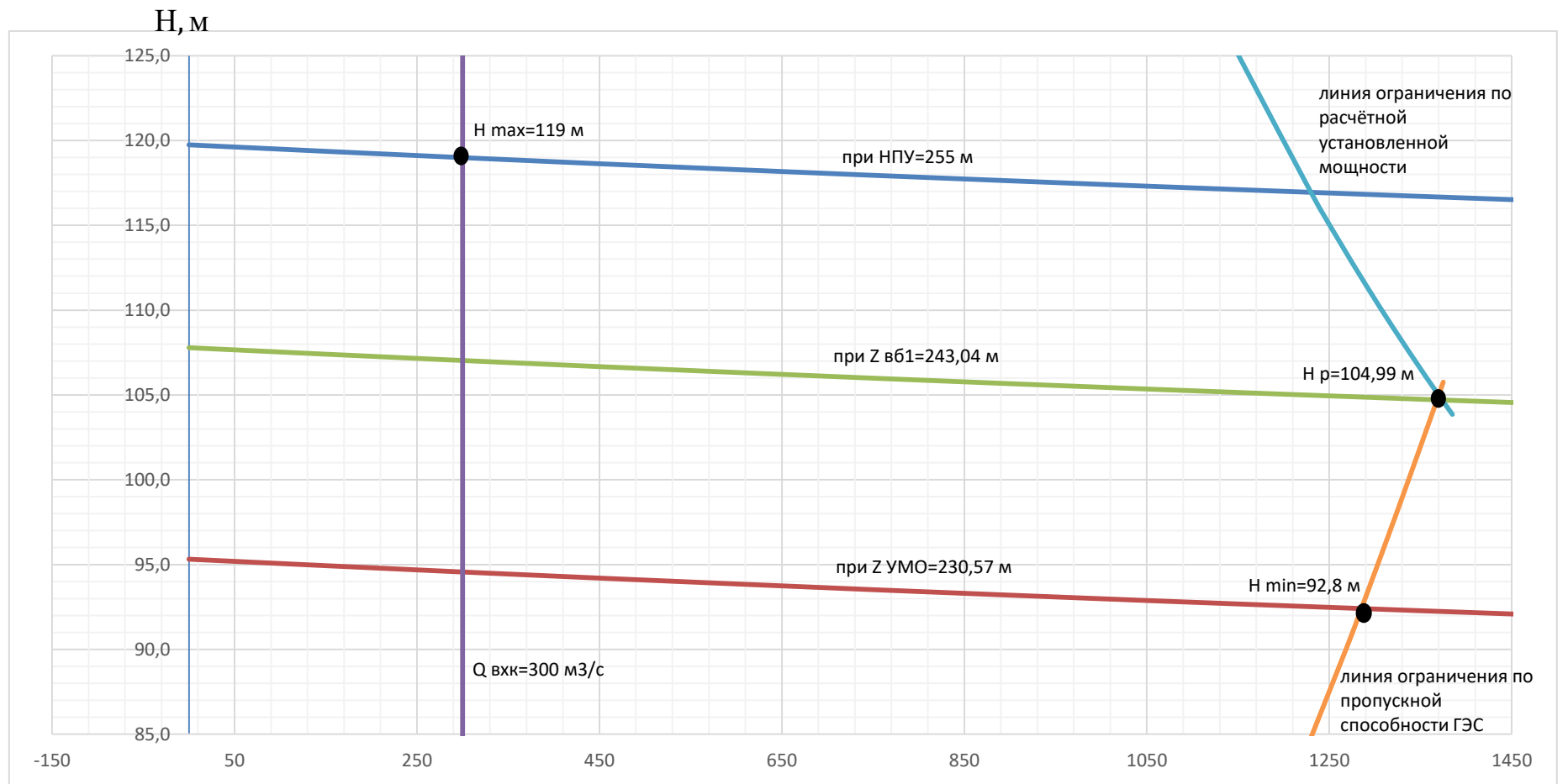


Рисунок 2.14 - Режимное поле Бурейской ГЭС по напору и расходу

 $Q, m^3/s$

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

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

- 1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
- 2) отношение минимального напора к максимальному должно быть не меньше справочных данных:

$$H_{\min}/H_{\max} = 92,8/140 = 0,66; \quad (3.1)$$

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

Исходя из приведенных параметров, можно выбрать турбины РО140-В и ПЛД140-В45°.

Параметры турбинного оборудования представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры турбинного оборудования

Параметр	РО140-В	ПЛД140-
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	140	140
$H_{\min}/H_{\max}$	0,6	0,5
$n_{\text{Ю}}, \text{ мин}^{-1}$	73	85
$Q_{\text{Ю}}, \text{ л/с}$	840	800
$\eta_{\text{мо}}$	0,927	0,921
$Q_{\text{Имак}}, \text{ л/с}$	980	1100
$\sigma \text{ при } Q_{\text{Имак}}$	0,15	0,35
$D_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,515	0,460
$H_{\text{м}}, \text{ м}$	4	4
$t_{\text{м}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	4	7

Из подходящих вариантов турбин, РО 140 – В диаметрами 6,3 и 4,75 метра, и ПЛД 140 - В45° диаметрами 4,5 и 4,25 м

Максимальное значение КПД натурной машины определяется по формуле:

$$\eta_{\text{н opt}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м opt}}) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \left( \frac{v_{\text{н}}}{v_{\text{м}}} \right)^{0,2} \cdot \left( \frac{D_{1\text{м}}}{D_1} \right)^{0,2} \cdot \left( \frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}} \right)^{0,1} \right), \quad (3.2)$$

где  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости воды, зависящий от ее температуры (при  $t = 16^\circ\text{C}$ ,  $\nu = 1,11$ ; при  $t = 5^\circ\text{C}$ ,  $\nu = 1,51$ ).

Максимальное значение КПД натурной машины для РО140-В-630:

$$\eta_{H\text{opt}} = 1 - (1 - 0,927) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \left( \frac{1,51}{1,11} \right)^{0,2} \cdot \left( \frac{0,515}{6,3} \right)^{0,2} \cdot \left( \frac{4}{105} \right)^{0,1} \right) = 0,935.$$

Определение поправки КПД за счет масштабного эффекта и отношения КПД натурной и модельной турбин в оптимальном режиме для РО140-В-630:

$$\Delta\eta = \eta_{H\text{о}} - \eta_{M\text{о}}, \quad (3.3),$$

$$\Delta\eta = 0,935 - 0,927 = 0,008,$$

$$m = \eta_{H\text{о}} / \eta_{M\text{о}}, \quad (3.4)$$

$$m = \frac{0,935}{0,927} = 1,0522.$$

Частоту вращения турбины найдём по формуле:

$$n^* = \frac{n'_{I\text{p}}(m \cdot H_p)^{0,5}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где  $n'_{I\text{p}}$  – расчетное значение приведенной частоты вращения.

Полученное значение округляем до ближайшего синхронного значения частоты вращения  $n_{\text{синх}}$ .

Для РО140-В-630:

$$n^* = 73 \cdot (1,0522 \cdot 105)^{0,5} / 6,3 = 121,8 \text{ об/мин.}$$

Полученное значение округляется до ближайшего синхронного значения частоты вращения  $n_{\text{синх}} = 125 \text{ об/мин.}$

Уточнение расчетной приведенной частоты вращения определяется по формуле:

$$n'_{I\text{p}} = n_{\text{синх}} \cdot D_1 / (m \cdot H_p)^{0,5}. \quad (3.6)$$

Подставляя в формулу 3.6 значения  $H_{\text{min}}$  и  $H_{\text{max}}$  можно получить значения  $n'_{I\text{max}}$  и  $n'_{I\text{min}}$  соответственно.

Для РО140-В-630:

$$n'_{1p} = 125 \cdot 6,3 / (1,0522 \cdot 105)^{0,5} = 74,92 \text{ об/мин},$$

$$n'_{1max} = 125 \cdot 6,3 / (1,0522 \cdot 92,8)^{0,5} = 79,7 \text{ об/мин},$$

$$n'_{1min} = 125 \cdot 6,3 / (1,0522 \cdot 119)^{0,5} = 70,4 \text{ об/мин}.$$

Нанесем полученные прямые для турбин на универсальные характеристики (рисунок В.1 – В.4 соответственно).

Для определение «расчетной точки» турбины на универсальной характеристике вычислим следующее:

$$(Q'_1 \cdot \eta_m) = N / (9,81 \cdot D_1^2 \cdot (m \cdot H_p))^{1,5}. \quad (3.7)$$

Для РО140-В-630:

$$(Q'_1 \cdot \eta_m) = 309250 / (9,81 \cdot 6,3^2 \cdot (1,0522 \cdot 105))^{1,5} = 0,824.$$

Далее определяем в какой точке универсальной характеристики, расположенной на линии  $n'_{1p} = const$ , произведение  $Q'_1$  и КПД модели отвечает рассчитанному условию.

Нанесем полученные точки для турбин на универсальные характеристики (рисунок В.1 – В.4 соответственно).

Для получения линии ограничения по мощности агрегата необходимо в формулу 3.7 подставить значение  $H_{max}$ , и найти соответствующую точку на универсальной характеристике на линии  $n_{H_{max}}$ .

Для РО140-В-630:

$$(Q'_1 \cdot \eta_m) = 309250 / (9,81 \cdot 6,3^2 \cdot (1,0522 \cdot 119))^{1,5} = 0,749.$$

Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата в расчётной точке.

Нанесем полученные точки для турбин на универсальные характеристики (рисунок В.1 – В.4 соответственно).

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max} = 119,0$  м и  $H_{min} = 92,8$  м по формуле:

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}}. \quad (3.8)$$

Число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск принимаем два и четыре соответственно для попадания в рабочую зону на ГУХ.

Для РО140-В-630:



$$Q'_{H \max} = \frac{300}{2 \cdot 6,3^2 \cdot \sqrt{1,0522 \cdot 92,8}} = 0,382,$$

$$Q'_{H \min} = \frac{300}{2 \cdot 6,3^2 \cdot \sqrt{1,0522 \cdot 119}} = 0,338.$$

Нанесем полученные точки для турбин на универсальные характеристики (рисунок В.1 – В.4 соответственно).

В результате анализа УХ рассматриваемых турбин, проанализировав результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  и построив рабочую зону турбины для каждого рассматриваемого диаметра, учитывая заданные параметры можно сделать вывод, что турбины РО 140-В-475, ПЛД140-В45°-425, ПЛД140-В45°-450 не соответствует необходимым критериям.

Результаты расчётов сведём в таблицу 3.2 и 3.3 соответственно

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_s$  определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- работа одного агрегата с установленной мощностью при максимальном напоре;
- работа одного агрегата с установленной мощностью при максимальном напоре;
- работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре.

Производится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5 + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.9)$$

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

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

$H$  – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{нб}(Q_{нб})$ ;

$\Delta Z_{х.пл}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая определяется следующим образом:

$$\Delta Z_{х.пл} = B_{0н} / 2, \quad (3.10)$$

где  $B_{0н}$  – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитывается с модели:

Таблица 3.2 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО 140-В

$D_1$	6,3	6	5,6	5,3	5	4,75	4,5	4,25	4	3,75
КПД <sub>Т</sub>	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,933	0,9339	0,933	0,933	0,932
$N'_{\text{агр}}$	372860	338067	294335	263528	234429	211484	189724	169149	149758	131551
$z'_{\text{шт}}$	3,32	3,66	4,20	4,69	5,28	5,85	6,52	7,31	8,26	9,40
$z_a$	4	4	5	5	6	6	7	8	9	10
$N_{\text{агр}}$	309250	309250	247400	247400	206166,7	206166,667	176714,3	154625	137444,4	123700
$m$	1,0522	1,051772	1,051203	1,050744	1,050252	1,0498	1,0493	1,0488	1,048315	1,047738
$n'_c$	121,8	127,9	136,9	144,7	153,3	161,3	170,3	180,2	191,5	204,2
$n'_{\text{синх}}$	125	136,4	136,4	150	166,7	166,7	187,5	187,5	200	214,3
$n' H_{\text{max}}$	70,4	73,2	68,3	71,1	74,6	70,8	75,5	71,3	71,6	72,0
$n' H_{\text{расч}}$	74,9	77,9	72,7	75,7	79,4	75,4	80,4	75,9	76,3	76,6
$n' H_{\text{min}}$	79,7	82,8	77,3	80,5	84,4	80,2	85,5	80,8	81,1	81,5
$Q \cdot \text{КПД}_p$	0,824	0,839	0,771	0,860	0,806	0,893	0,852	0,836	0,839	0,859
$Q \cdot \text{КПД}_{\text{max}}$	0,749	0,695	0,639	0,713	0,668	0,740	0,706	0,693	0,695	0,712
$Q'_{\text{max}}$	0,382	0,422	0,484	0,541	0,608	0,337	0,375	0,421	0,475	0,541
$Q'_{\text{min}}$	0,338	0,372	0,428	0,478	0,537	0,297	0,331	0,372	0,420	0,478

Таблица 3.3 – Результаты расчёта параметров для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛД140-В45°

$D_1$	6,3	6	5,6	5,3	5	4,75	4,5	4,25	4	3,75
КПД <sub>Т</sub>	0,9484	0,9481	0,9477	0,9474	0,9471	0,9468	0,9464	0,9461	0,9457	0,9453
$N'_{\text{агр}}$	615362,2	557988,1	485865,8	435055,6	387057,4	349206,4	313307,2	279359,4	247362,4	217315,7
$z'_{\text{шт}}$	2,0102	2,2169	2,5460	2,8433	3,1959	3,5423	3,9482	4,4280	5,0008	5,6922
$z_a$	3	3	3	3	4	4	4	5	6	6
$N_{\text{агр}}$	412333,3	412333,3	412333,3	412333,3	309250	309250	309250	247400	206166,7	206166,7
$m$	1,0457	1,0454	1,0449	1,0446	1,0442	1,0438	1,0435	1,0431	1,0427	1,0422
$n'_c$	150,5	158,0	169,3	178,8	189,5	199,4	210,5	222,8	236,7	252,4
$n'_{\text{синх}}$	166,7	166,7	187,5	187,5	200	200	214,3	230,8	250	300
$n' H_{\text{max}}$	94,1	89,7	94,2	89,1	89,7	85,2	86,5	88,0	89,8	101,0
$n' H_{\text{расч}}$	100,2	95,5	100,2	94,9	95,5	90,7	92,1	93,7	95,6	107,5
$n' H_{\text{min}}$	106,6	101,6	106,6	100,9	101,6	96,5	98,0	99,7	101,7	114,4
$Q \cdot \text{КПД}_{\text{Гр}}$	1,015	1,119	1,284	1,434	1,208	1,339	1,492	1,338	1,259	1,432
$Q \cdot \text{КПД}_{\text{Hmax}}$	0,841	0,927	1,064	1,188	1,001	1,110	1,236	1,109	1,043	1,187
$Q'_{\text{min}}$	0,339	0,374	0,429	0,479	0,538	0,597	0,443	0,497	0,842	0,958
$Q'_{\text{max}}$	0,384	0,423	0,486	0,542	0,610	0,675	0,502	0,563	0,953	1,085

$$B_{0H} = B_{0M} \cdot D_{1H} / D_{1M},$$

где  $B_{0M}$  и  $D_{1M}$  – высота и диаметр модели, указаны на рисунке В.1.

Рассмотрим режим работы одного агрегата при максимальном напоре и расчётной мощности.

Найдем координаты  $n'_I$  для турбины:

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{арр1}}} = \frac{125 \cdot 6,3}{\sqrt{119 \cdot 1,0522}} = 70,4 \text{ об/мин.} \quad (3.11)$$

В этой точке определяем  $\sigma = 0,111$ . Приведенный расход в данной точке составляет 845 л/с:

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta H}, \quad (3.12)$$

$$Q = 0,845 \cdot 6,3^2 \cdot \sqrt{1,0522 \cdot 119} = 364,18 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем:

$$Z_{НБ}(H_{max}) = 135,48 \text{ м},$$

$$B_o = 0,13 \cdot 6,3 / 0,515 = 1,58 \text{ м},$$

$$\Delta Z_{x.n.l.} = 1,58 / 2 = 0,79 \text{ м},$$

$$H_s = 10 - \frac{135,48}{900} - 0,111 \cdot 119 - 1,5 + 0,79 = -2,88 \text{ м}.$$

Рассмотрим режим работы одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему  $N^*$  по линии ограничения.

Найдем координаты  $n'_I$  для турбины РО140-В-630:

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{арр1}}} = \frac{125 \cdot 6,3}{\sqrt{92,8 \cdot 1,0522}} = 79,7 \text{ об/мин.} \quad (3.13)$$

В этой точке определяем  $\sigma = 0,138$ . Приведенный расход в данной точке составляет 905 л/с и значение  $Q$  определяется по формуле (3.12):

$$Q = 0,905 \cdot 6,3^2 \cdot \sqrt{1,0522 \cdot 92,8} = 345,13 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем:

$$Z_{\text{НБ}}(H_{\text{max}}) = 135,45 \text{ м},$$

$$H_s = 10 - \frac{135,45}{900} - 0,138 \cdot 92,8 - 1,5 + 0,79 = -3,01 \text{ м}.$$

Рассмотрим работу одного агрегата при расчетном напоре и расчетной мощностью.

Найдем координаты  $n'_I$  для турбины РО140-В-630:

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{\text{арп1}}}} = \frac{125 \cdot 6,3}{\sqrt{105 \cdot 1,0522}} = 74,9 \text{ об/мин.} \quad (3.14)$$

В этой точке определяем  $\sigma = 0,14$ . Приведенный расход в данной точке составляет 910 л/с и значение  $Q$  определяется по формуле (3.12):

$$Q = 0,910 \cdot 6,3^2 \cdot \sqrt{1,0522 \cdot 105} = 371,29 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем:

$$Z_{\text{НБ}}(H_{\text{max}}) = 135,5 \text{ м},$$

$$H_s = 10 - \frac{135,45}{900} - 0,14 \cdot 105 - 1,5 + 0,79 = -6,56 \text{ м}.$$

Окончательно принимаем заглубление -6,56 м.

Составим сводную таблицу 3.4 параметров допустимой высоты отсасывания  $H_s$  для двух расчетных случаев.

Таблица 3.4 – Параметры допустимой высоты отсасывания

Расчетный случай	РО140-В-630
1	-2,88
2	-3,01
3	-6,56

Показатели натурной гидротурбины приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5- Показатели натурной гидротурбины

Марка турбины	$D_1, \text{м}$	$n_{\text{синх}}, \text{об/мин}$	$H_s^{\text{доп}}, \text{м}$	$n'_{I'p}, \text{об/мин}$	$n'_{I'o}, \text{об/мин}$
РО140-В	6,3	125	-6,56	70,4	73

### 3.2 Выбор отметки расположения рабочего колеса

Выбор отметки расположения рабочего колеса, т.е. отметки характерной плоскости турбины (середина высоты направляющего аппарата), производим из условия обеспечения безкавитационной работы турбины во всех режимах.

Для выполнения условия безкавитационной работы определяем отметки характерной плоскости для трех режимов работы:

а) для работы одного агрегата при максимальном напоре:

$$(\nabla Z_{PK})_{H_{арр1}} = \nabla НУ_{max} + (H_s^{доп}), \quad (3.15)$$

$$(\nabla Z_{PK})_{H_{арр1}} = 135,48 + (-2,88) = 132,60 \text{ м};$$

б) для работы одного агрегата при минимальном напоре:

$$(\nabla Z_{PK})_{H_{max}} = \nabla НУ_{min} + (H_s^{доп}), \quad (3.16)$$

$$(\nabla Z_{PK})_{H_{max}} = 135,45 + (-3,01) = 132,44 \text{ м};$$

в) для работы одного агрегата с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре:

$$(\nabla Z_{PK})_{H_{min}} = \nabla НУ_p + (H_s^{доп}), \quad (3.17)$$

$$(\nabla Z_{PK})_{H_{min}} = 135,5 + (-6,56) = 128,94 \text{ м}.$$

За отметку расположения рабочего колеса принимаем наименьшее из трех полученных значений 128,94 метра.

### 3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

Габариты машинного зала зависят главным образом от числа агрегатов, длины монтажной площадки, ширина которой одинакова с машинным залом, поскольку обслуживается теми же кранами, а также от принятой схемы транспортировки ротора вдоль зала с учетом размеров захватных (крепёжных) устройств и траверсы, когда она необходима.

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

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,57 \cdot D_1 = 2,572 \cdot 6,3 = 16,2 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,393 \cdot D_1 = 1,393 \cdot 6,3 = 8,8 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 351^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B = 3,522 \cdot D_1 = 3,522 \cdot 6,3 = 22,2 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,364 \cdot D_1 = 4,364 \cdot 6,3 = 27,5 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,997 \cdot D_1 = 2,997 \cdot 6,3 = 18,9 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = 8,5 \text{ м.}$$

По рекомендациям [6] ширина здания ГЭС с условием проноса и размещения оборудования принимается 33,4 м.

$$B_{\text{бл}} = B'_{\text{ГЭС}} + 2 \cdot B_{\text{сл}} = 33,4 + 2 \cdot 2 = 37,4 \text{ м,} \quad (3.23)$$

где  $B_{\text{сл}}$  – ширина слоя бетона между соседними агрегатами.

Ширина монтажной площадки по рекомендации [6]:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 37,4 \text{ м.}$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 4 \cdot 37,4 + 37,4 = 187 \text{ м} \quad (3.24)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА.

Высота машинного зала:

$$H'_{\text{мз}} = 30,5.$$

### 3.4 Выбор маслонапорной установки

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

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

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

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

По диаметру рабочего колеса  $D_1 = 6,3$  м и напору  $H_{\text{пред}} = 119$  м определяем по номограмме [4, с.143] для турбины РО140 В тип масло-напорной установки МНУ 16/1-40-16-2 с гидроаккумулятором ГА 16/1 – 40.

Характеристики МНУ представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Характеристики МНУ

Состав	Показатели
Маслонапорная установка – МНУ 16/1-40-16-2	
Гидроаккумулятор – ГА 16/1 – 40	
- вместимость	16 м <sup>3</sup>
- число сосудов	1
- давление	4 МПа (40 кгс/см <sup>2</sup> )
Маслонасосный агрегат – МА 16– 2	
- вместимость бака	16,0 м <sup>3</sup>
- количество насосов	2 шт
Насос – 3В16/40ГТ	
- число сосудов	2 шт
- подача	13,9 л/с
- мощность	72 кВт
Электродвигатель – 4А250М4	
- мощность	90 кВт
- частота вращения	1450 об/мин
- масса	22,1 т

По справочным данным выберем электрогидравлический регулятор [3, стр.104].

ЭГР-2МП-100-11, в составе которого:

- панель электрооборудования ЭГР-МП (микропроцессорная электропанель);



- гидромехколонка управления ЭГР-100 (диаметр главного золотника 100 мм);
- механизм обратных связей;
- аварийный золотник с механическим устройством противоразгонной защиты.

### 3.5 Выбор гидрогенератора

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{335}{0,9} = 372 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.25)$$

где  $\cos\varphi$  - коэффициент мощности генератора, предварительно принимаемый  $\cos\varphi = 0,8 \div 0,95$ .

Определим число пар полюсов:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{125} = 48. \quad (3.26)$$

По справочным данным выбираем синхронный вертикальный гидрогенератор СВ 1313/265-48-УХЛ4. Его характеристики представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Справочные данные генератора

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность, МВА	$S_{\text{ном}}$	373
Номинальная активная мощность, МВт	$P_{\text{ном}}$	335
Коэффициент мощности, о.е	$\cos\varphi$	0,9
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}}$	15,75
Номинальный ток, А	$I_{\text{ном}}$	9780
Номинальная частота вращения, об/мин	$n_{\text{ном}}$	125

Продолжение таблицы 3.7

Наименование величины	Обозначение	Значение
Сопротивление обмотки статора, о.е.	$X_d$	1,2
Переходное сопротивление, о.е.	$X'_d$	0,36
Сверхпереходное сопротивление, о.е.	$X''_d$	0,24
Угонная частота вращения, об/мин	$N_{\text{УГОН}}$	250
Общая масса генератора ,т	$m_{\text{ГЕН}}$	1550
Масса ротора	$m_{\text{РОТ}}$	775
Исполнение	Зонтичное	

Согласно СТО РусГидро 01.01.78-2012, выбираем 2 крана КМ 500/80тс максимальной грузоподъемностью 500 тонн каждый.

## 4 Электрическая часть

Примем следующие условности:

- максимальная мощность собственных нужд ГЭС  $P_{с.н.} = 0,01 \cdot P_{уст.ГЭС}$ ;
- коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов  $\cos \varphi_{с.н.} = \cos \varphi_{ном}$ ;
- мощность короткого замыкания и мощность резерва 150 МВА и 700 МВА соответственно.

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Согласно [11] п. 5.4.1 при мощности нового генератора (энергоблока) от 330 МВт и более присоединение к РУ электростанции необходимо выполнять на напряжение не ниже 500 кВ. Номинальное напряжение линий принимаем 500 кВ по номинальному напряжению ближайшей подстанции «Хабаровская». На рисунке 4.1 изображена карта-схема ОЭС Востока.

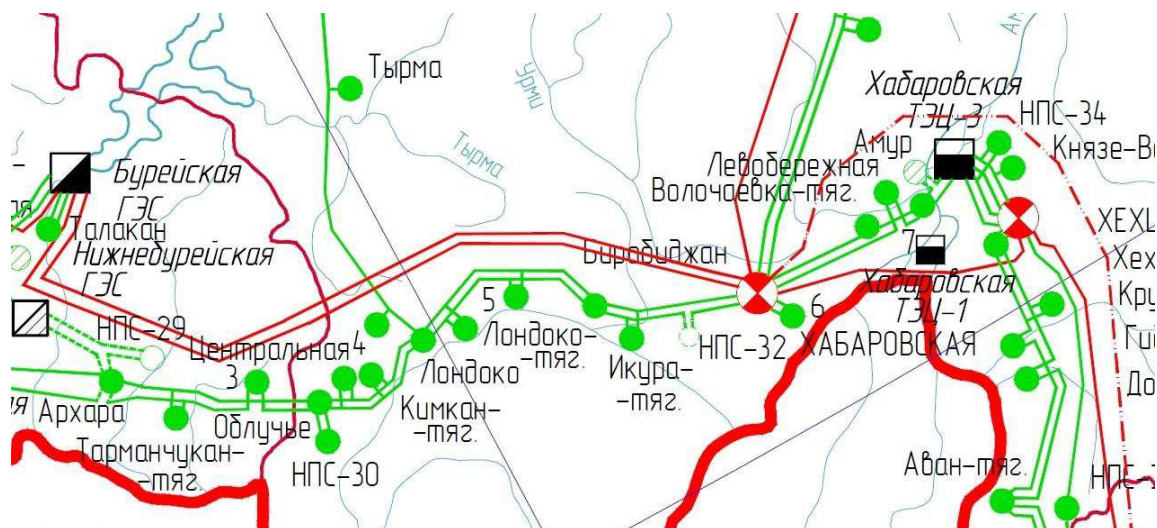


Рисунок 4.1 - Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 500 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2015 – 2021 годы

С целью снижения капиталовложений, на станции могут быть применены укрупненные блоки. Это возможно в том случае, когда общая мощность такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС  $\Delta P_{Гдоп}$ :

$$\Delta P_{Гдоп} = S_{рез} \cdot \cos \varphi = 700 \cdot 0,9 = 630 \text{ МВт}, \quad (4.1)$$

$$P_{бл} = 2P_G = 2 \cdot 335 = 670 \text{ МВт}. \quad (4.2)$$

Мощность блока превышает допустимую величину генерируемой мощности в ЭС.

Также согласно [11] п. 5.2 укрупнение блоков, связанное с присоединением двух и более генераторов к одному блочному трансформатору, допускается при условии ограничения мощности укрупненного блока до величины не более 660 МВт следовательно, применение укрупненных блоков в структурной схеме является не возможным.

На рисунке 4.2 представлена структурная схема ГЭС с единичными блоками. К сборным шинам 500 кВ присоединены 4 блока с трехфазными двухобмоточными трансформаторами ТДЦ-400000/500.

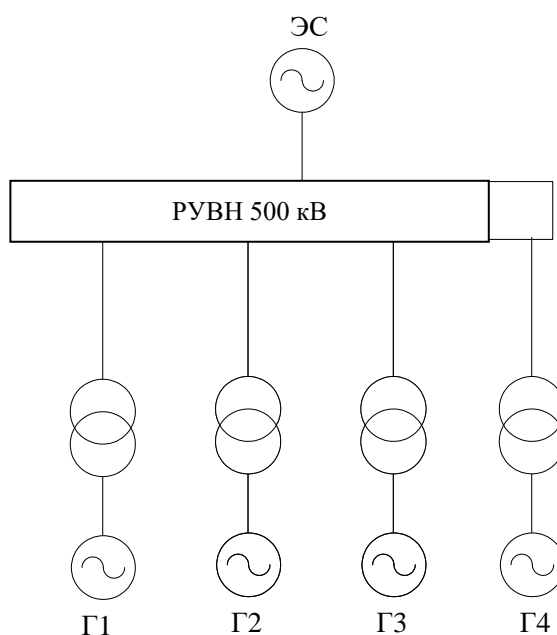


Рисунок 4.2 - Вариант структурной схемы ГЭС с единичными блоками

## 4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

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

Выбор номинальной мощности трансформатора в общем случае производится с учетом его нагрузочной способности по формуле:

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \quad (4.3)$$

Расчетная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{расч}} = (P_{\text{ном.г}} - P_{\text{сн}}) / \cos\varphi_{\text{г}}, \quad (4.4)$$

где  $\cos\varphi_{\text{г}}$  - номинальный коэффициент мощности генератора, о.е.;

$P_{\text{сн}}$  - активная мощность нагрузки;

$P_{\text{ном.г}}$  - активная номинальная мощность генератора.

Таким образом, находим:

$$S_{\text{расч}} = (335 - 335 \cdot 0,01)/0,9 = 368,5 \text{ МВА.}$$

Используя рекомендации, выбираем трансформаторы единичных блоков 500 кВ. «Тольяттинский трансформатор» [15]. Основные параметры выбранного трансформатора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-400000/500-У1, УХЛ1

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ · А	Регулирование напряжения	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт
			ВН	НН			
ТДЦ- 400000/500	400	Без регулирования	500	15,75	13,0	790	315

Доля мощности, потребляемая на собственные нужды, составляет 1% от номинальной мощности генератора:

$$S_{\text{с.н}} = 0,01 \cdot S_{\text{Гном}} = 0,01 \cdot 335 \cdot 10^3 = 3350 \text{ кВА.} \quad (4.5)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н}} \geq S_{\text{с.н}}. \quad (4.6)$$

При этом ближайшая стандартная мощность трансформатора составляет 4000 кВА, выбираем 4 трансформатора СН, трёхфазный масляный ТМ – 4000/15 УХЛ1, фирмы “Русский трансформатор”. Параметры трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТМ – 4000/15 УХЛ1

Тип	$S_{\text{ном}},$ кВ · А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ	
		ВН	НН
ТМ – 4000/15 УХЛ1	4000	15	6,3

### 4.3 Выбор количества линий РУ ВН и сечения проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{\text{сн}}), \quad (4.7)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot (335 - 3,35) = 1327 \text{ МВ · А.}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 900 \text{ МВт, } K = 1, \quad \cos\varphi_c = 0,9.$$

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{нат.}/\cos\varphi_c)} = \frac{1327}{(1 \cdot 900/0,9)} = 1,3 \approx 2,0 \text{ шт.} \quad (4.8)$$

Принимается число ВЛ 500 кВ равным:

$$n_{л} = 2 + 1 = 3.$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{max.раб} = \frac{S_{\Sigma}}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1327}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 510,8 \text{ А.} \quad (4.9)$$

Рабочий расчетный ток:

$$I_{расч} = I_{max.раб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (4.10)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T = 1,0$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{max} = 4200 \text{ час/год}$  и ее значение в максимуме ЭС.

$$I_{расч} = 510,8 \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 536,34 \text{ А}$$

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 300/66, которому соответствует минимальное сечение провода для линии 500 кВ.

Число проводов в фазе равно трём. Тогда допустимы ток будет равный:

$$I_{доп} = 3 \cdot 690 = 2070 \text{ А.}$$

Проверка по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{3(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1327}{3 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 255,4 \text{ А.} \quad (4.11)$$

Длительно допустимый ток:

$$I_{доп} > I_{п.ав}. \quad (4.12)$$

Следовательно, условие по нагреву в послеаварийном режиме выполняется.

По полученному значению по справочным данным [17] выбираем провод АС – 300/66. Характеристика провода представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристика провода АС – 300/66

Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество проводов в фазе, шт	Активное сопротивление, Ом/км	Длительно допустимый ток вне помещения, А	Индуктивное сопротивление, Ом/км	Проводимость 10 <sup>-6</sup> , См/км
300/66	3	0,034	690	0,31	3,97

#### 4.4 Выбор схемы РУ ВН

Основные требования, влияющие на выбор схемы распределительных устройств:

- ремонтпригодность;
- оперативная гибкость;
- экономическая целесообразность.

В соответствии с Технической политикой ОАО «РусГидро», «вновь сооружаемые и комплексно реконструируемые РУ 110 кВ и выше должны выполняться, как правило, КРУЭ внутри здания. В зонах холодного климата с минимальной температурой -50°С и ниже, а так же в зонах со снежным покровом более 1,5м применение КРУЭ обязательно». Устанавливаем распределительное устройство элегазовое (КРУЭ), как отвечающее современным критериям надежности, минимума эксплуатационных затрат, минимум занимаемого места и основываясь на многолетний опыт успешной и безотказной работы (15–20 лет безремонтный период). При выборе схемы будем основываться на соответствии требованиям надежности при наименьшем количестве выключателей с сопутствующими устройствами (разъединителями, заземляющих устройств, приводов, изоляторов).

При числе присоединений к РУ 500 кВ равным 7 (3 ВЛ-500 и 4 единичных блока Г-Т), применим схему 3/2, представленную на рисунке 4.3.

#### 4.5 Расчёт токов короткого замыкания

##### 4.5.1 Расчёт тока трёхфазного и однофазного КЗ в РУ ВН

Выключатели РУ 500 кВ выбираются по суммарному току в точке К<sub>1</sub>. Расчётная схема представлена на рисунке 4.4.

Примем за базисную мощность  $S_g = 1000$  МВА в ЭС.

За базисное напряжение принимаем среднеэксплуатационное на ступени, соответствующей рассматриваемой точке КЗ, равное 515 кВ.

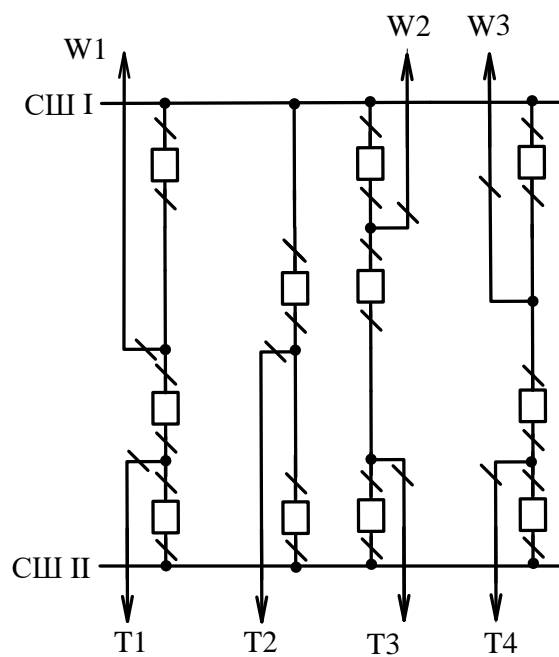


Рисунок 4.3 – Принципиальная схема соединений КРУЭ 500 кВ

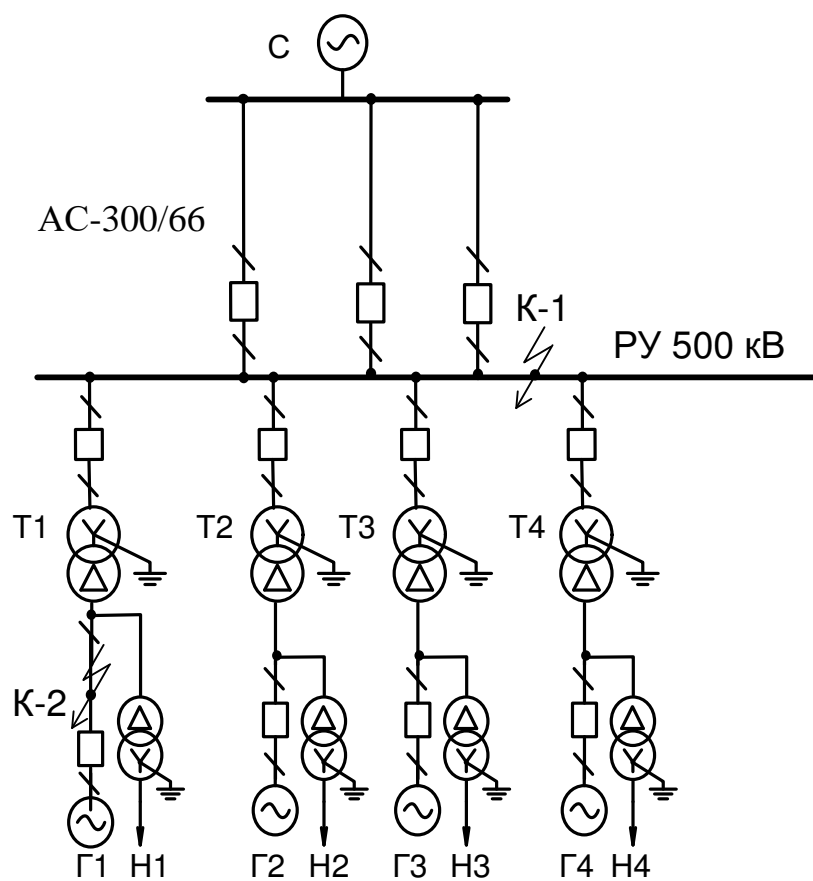


Рисунок 4.4 – Расчётная схема ГЭС



$$I_{6I} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,12 \text{ кА} \quad (4.13)$$

Определим параметры элементов цепи в относительных единицах при базисных условиях для структурной схемы рисунок 4.4.

Составим схему замещения прямой последовательности (рисунок 4.5).

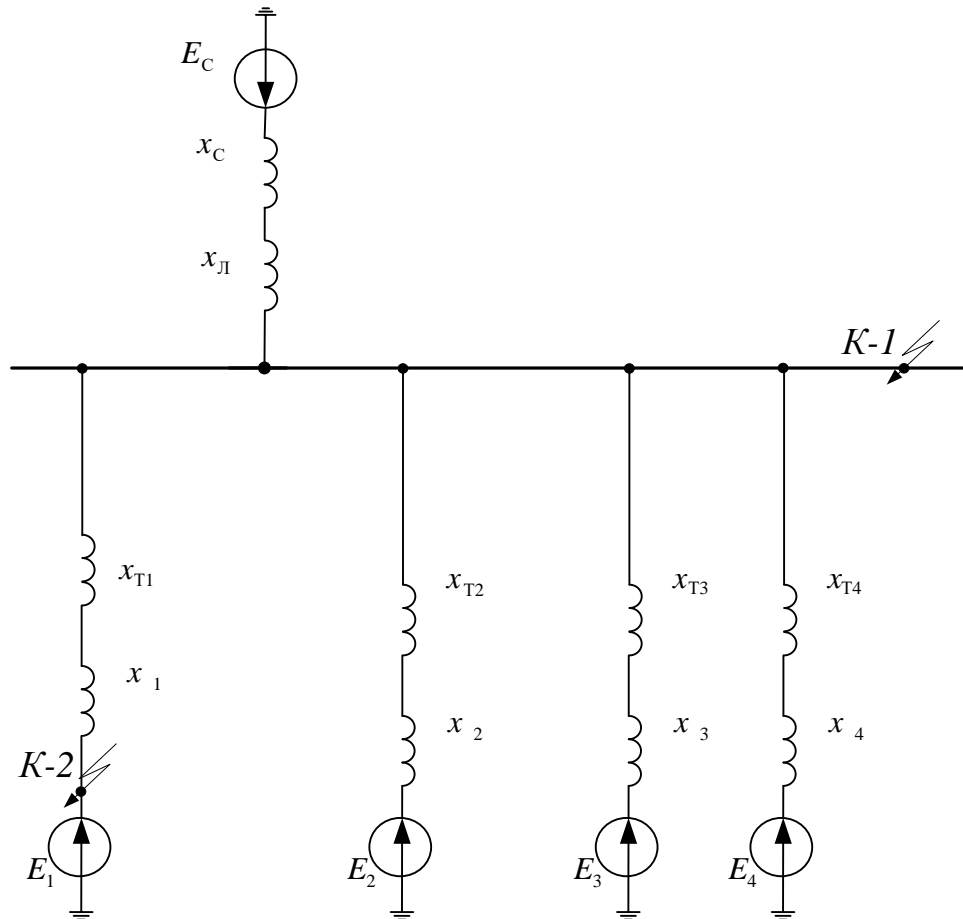


Рисунок 4.5 – Схема замещения схемы ГЭС

Найдём приведённые значения сопротивлений в относительных единицах.

Генераторы:

$$x_1 \div x_4 = x''_d \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Г.ном}} = 0,24 \cdot \frac{1000}{373} = 0,643, \quad (4.14)$$

$$E_1 \div E_4 = 1,13.$$

Энергосистема:

$$x_C = \frac{S_{\delta}}{S_{к.з.}} = \frac{1000}{150} = 6,67, \quad (4.15)$$

$$E_C = 1,0.$$

Линия 500 кВ:

$$x_L = \frac{x_{уд} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = \frac{0,31 \cdot 420}{3} \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,164, \quad (4.16)$$

где  $x_{уд}$  – индуктивное удельное сопротивление провода;

$l$  – длина линии, км;

$n$  – число параллельных линий.

Трансформатор:

$$u_{к\text{ВН}} = 13,0 \%,$$

$$x_{T1} = x_{T2} = x_{T3} = x_{T4} = \frac{u_{к\text{ВН},\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{13,0 \cdot 1000}{100 \cdot 400} = 0,325. \quad (4.17)$$

Свернём схему прямой последовательности к точке  $K_1^{(3)}$ :

$$x_1 = (x_{Г1} + x_{T1})/4 = \frac{0,643 + 0,325}{4} = 0,242, \quad (4.18)$$

$$x_2 = x_C + x_L = 6,67 + 0,164 = 6,834, \quad (4.19)$$

$$x_{1\Sigma} = x_1 \parallel x_2 = \frac{0,242 \cdot 6,834}{0,242 + 6,834} = 0,234, \quad (4.20)$$

$$E_1 = E_{Г1} = 1,13, \quad (4.21)$$

$$E_\Sigma = \frac{E_C \cdot x_1 + E_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{1,0 \cdot 0,242 + 1,13 \cdot 6,806}{0,242 + 6,806} = 1,13. \quad (4.22)$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0,\Sigma}^{(3)} = \frac{E_\Sigma}{x_{\Sigma 1}} \cdot I_{61} = \frac{1,13}{0,234} \cdot 1,12 = 5,409 \text{ кА}. \quad (4.23)$$

Для определения однофазного тока короткого замыкания, необходимо составить схему замещения нулевой последовательности и рассчитать суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 4.6.

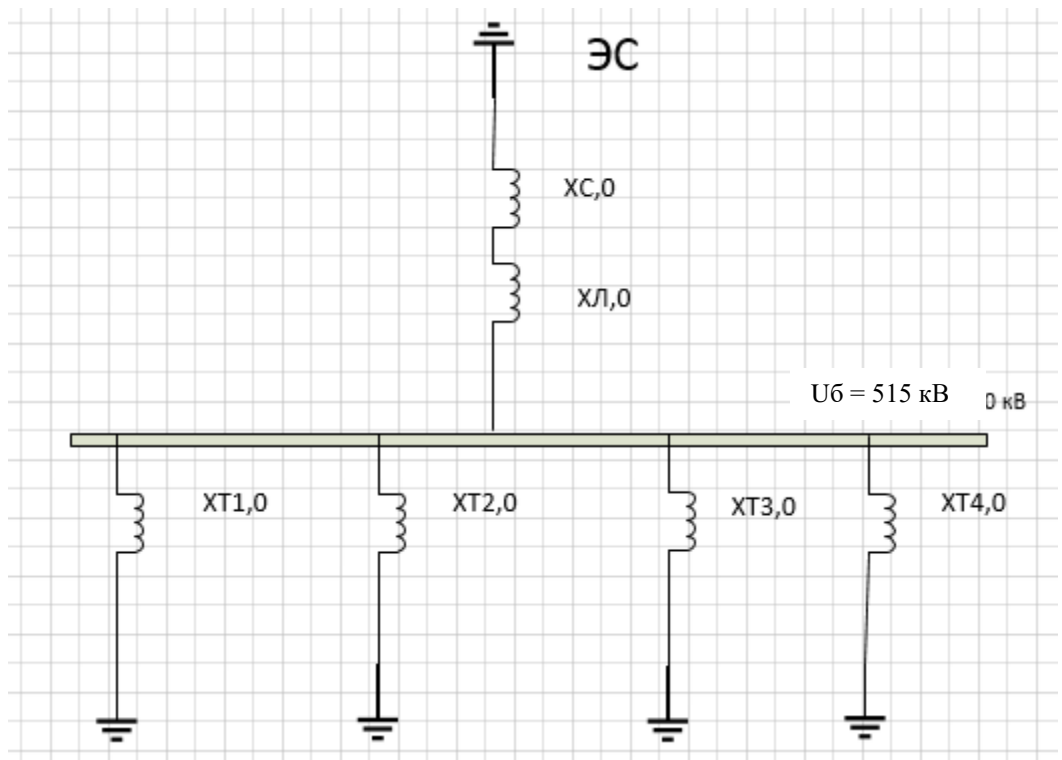


Рисунок 4.6 – Схема замещения нулевой последовательности

$$x_{T1,0} = x_{T2,0} = x_{T3,0} = x_{T4,0} = x_{T1} = 0,325, \quad (4.24)$$

$$x_{Л,0} = x_{Л} = 0,164, \quad (4.25)$$

$$x_{C,0} = x_C = 6,67, \quad (4.26)$$

$$x_{1,0} = \frac{x_{T1,0}}{4} = \frac{0,325}{4} = 0,0813, \quad (4.27)$$

$$x_{2,0} = x_{C,0} + x_{Л,0} = 6,67 + 0,164 = 6,834. \quad (4.28)$$

На рисунке 4.7 изображена промежуточная схема замещения.

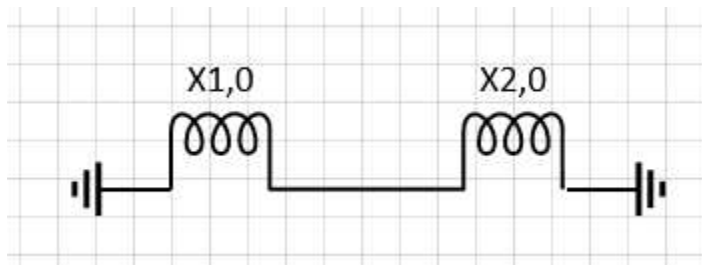


Рисунок 4.7 – Промежуточная схема

Найдём результирующее сопротивление:

$$x_{0\Sigma} = x_{1,0} \parallel x_{2,0} = \frac{0,0813 \cdot 6,834}{0,0813 + 6,834} = 0,08. \quad (4.29)$$

Для гидрогенераторов с демпферными обмотками принимаем допущение:

$$x_{1\Sigma} \approx x_{2\Sigma}, \quad (4.30)$$

$$I''_{no}{}^{(1)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{1,13}{0,234 + 0,234 + 0,08} = 2,06 \text{ кА}, \quad (4.31)$$

$$I_{п0}^{(1)} = 3 \cdot I''_{no}{}^{(1)} \cdot I_{бI} = 3 \cdot 2,06 \cdot 1,12 = 6,92 \text{ кА}. \quad (4.32)$$

Найдём ударный ток в месте КЗ (точке К1):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot (1 + e^{-t/T_a}), \quad (4.33)$$

где  $T_a$  - постоянных времени (для генераторов ГЭС и системы равно 0,065 и 0,03 секунды соответственно;

$t$  – полупериод волны равный 0,01 секунды.

Определим постоянную времени затухания учитывая выражение:

$$T_{a \text{ эк}} = \frac{X_{\Sigma(R=0)}}{\omega \cdot R_{\Sigma(x=0)}}, \quad (4.34)$$

где  $T_{a \text{ эк}}$  – эквивалентная постоянная времени,

$X_{\Sigma(R=0)}$  – результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы (генераторы, трансформаторы, линии электропередач) учтены только их индуктивными сопротивлениями;

$R_{\Sigma(x=0)}$  – результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы учтены только их активными сопротивлениями;

$\omega$  – угловая скорость, равная 314,2 рад/с.

По схеме замещения с активными элементами, представленной на рисунке 4.8, определим активные сопротивления элементов.

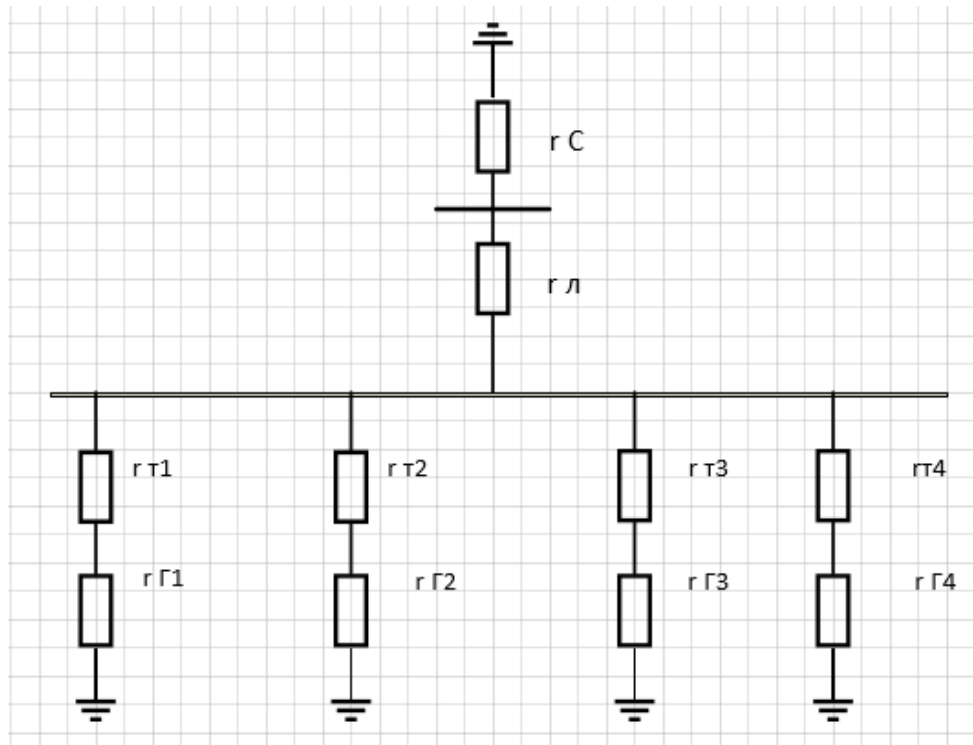


Рисунок 4.8 – Схема замещения с активными элементами

$$r_{Г1} \div r_{Г4} = \frac{x_{Г1}}{\omega \cdot T_{aG}} = \frac{0,643}{314,2 \cdot 0,065} = 0,03, \quad (4.35)$$

$$r_C = \frac{x_C}{\omega \cdot T_{aGS}} = \frac{6,67}{314,2 \cdot 0,03} = 0,71. \quad (4.36)$$

Определим активные сопротивления трансформаторов ТДЦ-400000/500:

$$r_{Т1} = r_2 = \frac{\Delta P_k \cdot S_6}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,79 \cdot 1000}{400^2} = 0,00494. \quad (4.37)$$

Определим активное сопротивление линии связи с системой:

$$r_L = \frac{r_{уд} \cdot l}{n_W} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{0,034 \cdot 420}{3} \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,018. \quad (4.38)$$

Сворачиваем активные сопротивления к месту короткого замыкания:

$$r_1 = \frac{r_{Г1} + r_{Т1}}{4} = \frac{0,03 + 0,00494}{4} = 0,009, \quad (4.39)$$

$$r_2 = r_C + r_L = 0,71 + 0,018 = 0,728, \quad (4.40)$$

$$r_{\Sigma 1} = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} = \frac{0,009 \cdot 0,728}{0,009 + 0,728} = 0,009. \quad (4.41)$$

Таким образом, постоянная времени равна:

$$T_{a,эк} = \frac{0,08}{314,2 \cdot 0,009} = 0,03с. \quad (4.42)$$

Для определения ударного тока необходимо найти ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока:

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{-0,01/0,03} = 1,717. \quad (4.43)$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0,Σ}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 6,92 \cdot 1,717 = 16,8 \text{ кА}. \quad (4.44)$$

#### 4.5.2 Расчёт тока трёхфазного КЗ на генераторном напряжении

$$U_{6II} = 15,75 \text{ кВ},$$

$$I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6II}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,66 \text{ кА}. \quad (4.45)$$

На рисунке 4.9 представлена схема замещения прямой последовательности.

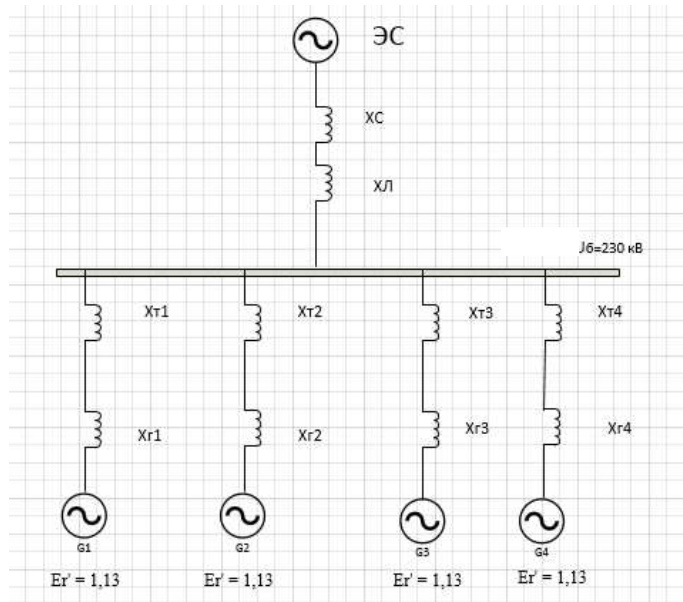


Рисунок 4.9 – Схема замещения прямой последовательности

Свернём схему прямой последовательности к точке  $K_2^{(3)}$ :

$$x_1 = (x_{\Gamma 2} + x_{T 2})/3 = \frac{0,643 + 0,325}{3} = 0,323, \quad (4.46)$$

$$x_2 = x_C + x_L = 6,67 + 0,164 = 6,834, \quad (4.47)$$

$$x_3 = x_1 \parallel x_2 = \frac{0,323 \cdot 6,834}{0,323 + 6,834} = 0,308, \quad (4.48)$$

$$E_1 = \frac{E_C \cdot x_1 + E_{\Gamma 1} \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{1,0 \cdot 0,323 + 1,13 \cdot 6,834}{0,323 + 6,834} = 1,12, \quad (4.49)$$

$$x_4 = x_3 + x_{T 1} = 0,308 + 0,325 = 0,631, \quad (4.50)$$

$$x_{1\Sigma} = x_{\Gamma 1} \parallel x_4 = \frac{0,643 \cdot 0,631}{0,643 + 0,631} = 0,318, \quad (4.51)$$

$$E_{\Gamma 1} = 1,13,$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_{\Gamma 1} \cdot x_4 + E_1 \cdot x_{\Gamma 1}}{x_4 + x_{\Gamma 1}} = \frac{1,13 \cdot 0,631 + 1,12 \cdot 0,643}{0,631 + 0,643} = 1,12. \quad (4.52)$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0,\Sigma}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma 1}} \cdot I_{6II} = \frac{1,12}{0,318} \cdot 36,66 = 129,12 \text{ кА}. \quad (4.53)$$

Для определения ударного тока необходимо найти ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока  $T_a$  – для элегаза 0,015:

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{-0,01/0,015} = 1,51. \quad (4.54)$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0,\Sigma}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 129,12 \cdot 1,51 = 275,73 \text{ кА}. \quad (4.55)$$

#### 4.6 Выбор и проверка электрических аппаратов на РУ ВН

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г4:

$$I_{Г \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{373}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 14,36 \text{ кА}, \quad (4.56)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{НОМ}}$  – полная номинальная мощность генератора.

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора Т1-Т4 определяется рабочим током генератора:

$$I_{Т \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.ВН}} = 1,05 \cdot \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,48 \text{ кА}, \quad (4.57)$$

где  $U_{Т.ВН}$  – номинальное напряжение трансформатора;

$S_{Т}$  – полная номинальная мощность трансформатора.

Присоединения линий связи с системой 500 кВ:

Нормальный режим:

$$I_{W \text{ max раб}} = \frac{S_{\text{max раб}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{S_{G1-G4}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{4 \cdot 373}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 500} = 574 \text{ А}. \quad (4.58)$$

Утяжеленный режим:

$$I_{W \text{ утяж.раб}} = \frac{S_{G1-G4}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{4 \cdot 373}{\sqrt{3} \cdot (3 - 1) \cdot 500} = 861 \text{ А}. \quad (4.59)$$

На высшем напряжении 500 кВ выберем КРУЭ ЯЭГ-500Л1 производства ОАО ВО «Электроаппарат». Технические характеристики КРУЭ представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Характеристики ячейки КРУЭ ЯЭГ-500Л1

Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
Номинальное напряжение	кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	525
Номинальная промышленная частота	Гц	50



Продолжение таблицы 4.4

Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
Испытательное напряжение грозового импульса относительно земли	кВ	1425
Испытательное напряжение промышленной частоты относительно земли, 1 мин.	кВ	1175
Номинальный ток сборных шин	А	4000
Номинальный ток отключения	кА	40
Ток динамической стойкости	кА	160
Ток термической стойкости	кА	63

Выполним проверку ячейки КРУЭ ЯЭГ-500Л1. Результаты проверки представлены в таблице 4.5.

Определим импульс квадратичного тока КЗ по приближённому выражению:

$$B_{k, \text{норм}} \approx I_{\text{по}}^2 \cdot t_t = 63,0^2 \cdot 2 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.60)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения согласно ПУЭ.

$$B_{k, \text{расч}} \approx I_{\text{по}}^{(1)2} (t_{\text{откл}} + T_a) = 6,92^2 \cdot (0,065 + 0,03) = 4,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.61)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.В}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}. \quad (4.62)$$

Таблица 4.5 – Проверка ячейки КРУЭ ЯЭГ-500Л1

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные КРУЭ ЯЭГ-500Л1
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утяж}} = 480 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} < I_{\text{пр.скв}}$	$I_{\text{по}} = 6,92 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$
$B_k < I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$	$B_k = 4,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Конструкция элегазового разъединителя КРУЭ представляет собой подвижный контакт, соединённый при помощи изоляционной тяги с валом привода, при этом неподвижный контакт разъединителя закреплён на изоляционной распорке с противоположной стороны. Все элементы разъединителя помещены в заполненный газом алюминиевый корпус.

Заземлитель КРУЭ предназначен для заземления элементов в нормальном режиме работы, а так же для отключения наведённых токов.

Применение современных конструкционных материалов позволило добиться высокого ресурса по механической стойкости разъединителей и заземлителей равным 10000 операций.

Согласно требованиям безопасности корпуса разъединителей и заземлителей снабжены смотровыми окнами, позволяющими визуально проконтролировать проведённую коммутационную операцию. Также на приводах установлены указатели положения контактов «Включено/Отключено» доступные к обозревателю с любой точки помещения.

Проверка разъединителя и заземлителя приведена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Проверка разъединителя и заземлителя

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утяж}} = 480 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} < I_{\text{пр.скв}}$	$I_{\text{по}} = 5,409 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$
$B_k < I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$	$B_k = 4,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор тока и трансформатор напряжения входят в состав ячейки, параметры которого согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительной проверки не требуется.

Синхронизаторы используются на электростанциях для синхронизации генератора с сетью, а также на подстанциях для включения на параллельную работу двух систем переменного тока. Необходимым условием замыкания силовых электроаппаратов является синхронность напряжений в коммутируемых цепях. В случае отсутствия синхронности возникает переходный процесс в силовой сети, который является нежелательным режимом для генератора и блок-трансформатора, может привести к отключению выключателя, и в наиболее тяжелых случаях вызвать повреждение оборудования.

На Бурейской ГЭС выбираем АС-МЗ Компании ООО «АСУ-ВЭИ». Устройства используются для автоматической синхронизации генераторов с сетью, а также для параллельного включения систем переменного тока и могут применяться в виде одноканальной или двухканальной системы.

АС-МЗ гарантирует безопасную и надежную синхронизацию, являясь контролирующим элементом при выполнении ручной точной синхронизации или независимым, полностью автоматическим синхронизатором.

Технические характеристики синхронизатора АС-МЗ представлены в таблице Г.1.

Анализаторы количества и показателей качества электрической энергии предназначены для измерения, вычисления, записи, учета и анализа характеристик напряжения и тока в электрических сетях.

Анализаторы применяются для непрерывного сбора информации о работе потребителей и источников электроэнергии с целью построения графиков потребления и генерирования активной и реактивной мощности, учета потребле-

ния и отпуска электроэнергии, определения качественного состава электрической энергии, обнаружения неисправностей электрооборудования.

Приборы могут применяться для решения следующих задач:

1) изучение нагрузок - проверка состояния и возможностей системы электроснабжения перед включением дополнительных нагрузок;

2) оценка энергии - количественная оценка потребления энергии до и после усовершенствования систем для определения эффективности устройств энергосбережения и устройств КРМ;

3) измерение гармоник - обнаружение проблем, связанных с гармониками, которые могут стать причиной неполадок в работе или повреждения чувствительной аппаратуры;

4) регистрация аномалий напряжения - контроль кратковременных понижений и повышений напряжения, приводящих к ложным сбросам в аппаратуре и нежелательному срабатыванию автоматических выключателей.

На проектируемом ГЭС выбираем анализатор Ресурс-UF2MB-3П-15-5 производства «Энерготехника» г. Пенза.

В таблице Г.2 представлены диапазоны измерений анализатора сети.

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений электрооборудования класса напряжения 500 кВ.

Выбираем ОПН-П-500/303/20/УХЛ1 производства «Завод энергозащитных устройств» г. Санкт Петербург.

#### **4.7 Выбор и проверка электрических аппаратов на генераторном напряжении**

На генераторном напряжении выбираем выключатель HECS – 130 XXLp АВВ. Благодаря превосходному исполнению и своей высочайшей надежности, элегазовый генераторный выключатель способствует повышению уровня безопасности. Выключатель можно применять как в открытом, так и в шкафом исполнении.

Определим импульс квадратичного тока короткого замыкания по приближенному выражению:

$$B_{k, \text{норм}} \approx I_{\text{по}}^2 \cdot t_t = 130,0^2 \cdot 3 = 50700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.63)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения согласно ПУЭ.

$$\begin{aligned} B_{k, \text{расч}} &\approx I_{\text{по}}^{(3)2} (t_{\text{откл}} + T_a) = 129,12^2 \cdot (0,13 + 0,03) = \\ &= 2668 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \end{aligned} \quad (4.64)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.В}} = 0,1 + 0,03 = 0,13 \text{ с}. \quad (4.65)$$

Технические характеристики генераторного выключателя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Технические характеристики генераторного выключателя

Общие данные	Единицы измерения	Значение
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	25,3
Номинальная частота	Гц	50/60
Номинальный длительный ток 50 Гц	А	до 23000
Номинальный длительный ток 60 Гц	А	до 21700
Испытательные напряжения: - испытательное напряжение промышленной частоты относительно земли и между контактами выключателя; - между контактами разъединителя; - испытательное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс относительно земли и между контактами выключателя; - между контактами разъединителя.	кВ кВ кВ кВ	60 (80) 70(88) 125(150) 145(165)
Выключатель: - ток электродинамической стойкости; - ток термической стойкости; - номинальный ток включения; - номинальный ток отключения; - собственное время отключения; - полное время отключения; - механический ресурс; - номинальный коммутационный цикл.	кА кА, 3 с кА кА мс мс ВО	360 130 360 130 34 ± 5 68 20000
	ВО - 30 минут - ВВО	
Разъединитель: - ток электродинамической стойкости; - ток термической стойкости; - время работы.	кА кА, 3 с с	360 130 2
Заземлитель: - ток электродинамической стойкости; - ток термической стойкости; - время работы.	кА кА, 3 с с	360 130 2

## **5 Устройства релейной защиты и автоматики**

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

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

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

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ГГ СВ 1313/265-48-УХЛ4:

- 1) Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- 2) Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- 3) Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- 4) Защита от повышения напряжения;
- 5) Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- 6) Защита от симметричных перегрузок статора;
- 7) Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- 8) Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- 9) Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- 10) Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- 11) Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-400000/500:

- 1) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- 2) Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- 3) Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- 4) Резервная максимальная токовая защита;
- 5) Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- 6) Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- 7) Реле тока охлаждения трансформатора блока.

На трансформаторе СН ГЭС:

- 1) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- 2) Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- 3) Защита от перегрузки;
- 4) Реле тока охлаждения.

На линиях электропередачи 500 кВ:

- 1) Основные защиты:
  - а) Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- 2) Резервные защиты:
  - а) 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
  - б) Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
  - в) 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
  - г) Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

## 5.2 Описание защит и расчет их уставок

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{CP} < 0,2 \cdot I_H$ ) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{CP,0}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, \quad (5.1)$$

где  $K_{ОДН}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока, равный 0,5;

$f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока, равный 0,1.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.2)$$

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

Принимаем уставку:

$$I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.3)$$

Коэффициент торможения  $K_T$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_T$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.4)$$

где  $K_{\text{АП}}$  – коэффициент апериодической составляющей,  $K_{\text{АП}} = 2$ ;

$f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока,  $f_i = 0,1$ ;

$K_{\text{ОДН}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

$I_{\text{МАКС}}$  – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.5)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по формуле (5.4):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,24} \cdot 9780 = 4605 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_T}, \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{Н}}$  – коэффициент надежности,  $K_{\text{Н}} = 2$ ;

$I_T$  – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

$$K_T > \frac{4605 \cdot 2}{46048},$$

$$K_T > 0,2.$$

Принимаем уставку:

$$K_T = 0,3.$$

Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

Тормозной ток  $V$  определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе  $V$  должно выполняться условие:

$$V \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.8)$$

Принимаем типовое значение уставки  $V = 1,5$  (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

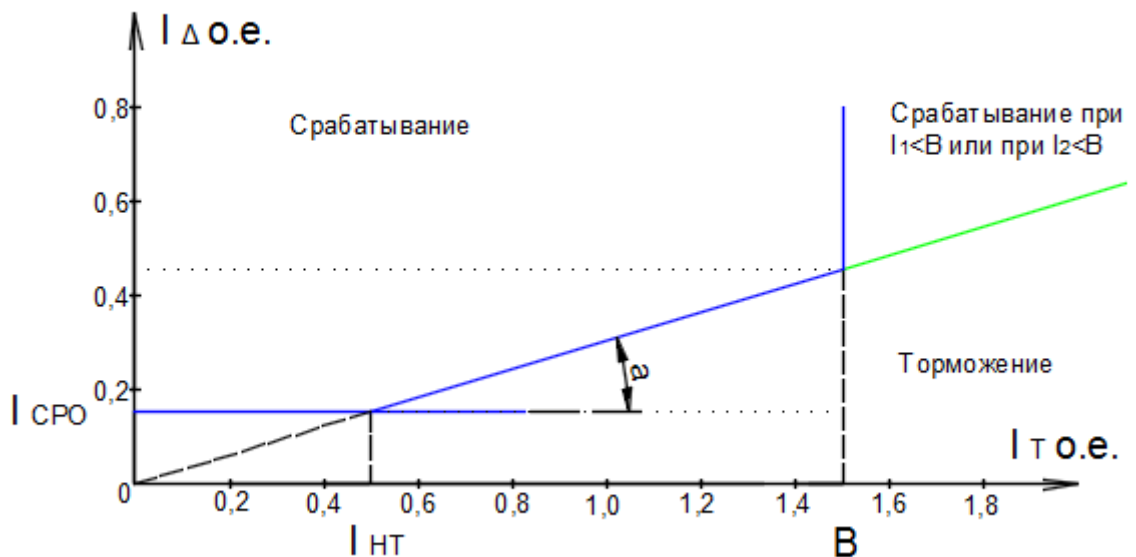


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ ))

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.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}}, \quad (5.9)$$

где  $C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_G$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{\text{Ш}}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{\text{ВГ}}$  – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора.

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 1,41 + 0,008 + 0,56 = 1,985 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.10)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке высшего напряжения трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью,  $K = 0,5$ ;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

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

Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ}. \quad (5.11)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 16,98 \text{ А}. \quad (5.12)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ:

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,985} = 228,02 \text{ В.} \quad (5.13)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.14)$$

где  $K_{\text{Н}}$  – коэффициент надежности,  $K_{\text{Н}} = 1,5$ ;

$n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_{\text{В}}$  – коэффициент возврата,  $K_{\text{В}} = 0,95$ .

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 228,02}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3,96.$$

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

Принимаем следующие уставки:

-  $U_{01G}$  с уставкой 5 вольт действует с выдержкой времени 9 секунд действует на сигнал;

-  $U_{02G}$  с уставкой 10 вольт и выдержкой времени 0,5 секунды действует на разгрузку агрегата;

-  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 вольт и выдержкой времени 0,5 секунды 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  $K_{\text{T}}$ :

$$X = \frac{1}{K_{\text{T}} + 2}. \quad (5.15)$$

При  $K_{\text{T}} = 1,1$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

### 5.2.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}; \quad (5.16)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган U1> с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.17)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

### 5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.18)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.19)$$

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

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:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}; \quad (5.20)$$

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.21)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.22)$$

где  $K_{\text{Н}}$  – коэффициент надежности,  $K_{\text{Н}} = 1,2$ .

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.23)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока:

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

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.24)$$

$$A_{и0} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{ср}.$$

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	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.2.

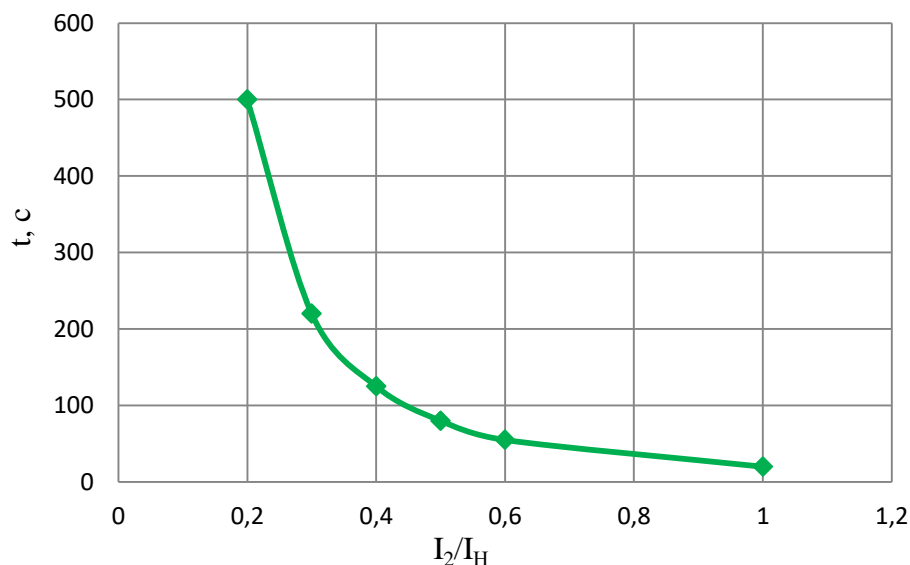


Рисунок 5.2 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $I_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 секунды. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{охл} = 100с$ );

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:

а) Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

б) Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ;

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

По первому условию:

а) 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 высшего напряжения блока:

$$I_{2c.з.} \leq \frac{I_2^2}{K_{ч}} = \frac{1}{2 \cdot (x_d'' + x_T)} = \frac{1}{2 \cdot (0,24 + 0,12)} = 1,39 \text{ о. е.}, \quad (5.25)$$

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

$x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах;

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 киловольт при отключении выключателей на противоположном конце воздушной линии и работе всех генераторов:

$$I_{2c.з.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{ч}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{ч} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.26)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2c.з.} \leq \frac{\frac{0,87 \cdot \frac{16,8}{40} \cdot 500}{\sqrt{3}} \cdot \frac{15,75}{1,2}}{1,2} = 5581 \text{ А} = (0,571 \cdot I_H). \quad (5.27)$$

По третьему условию:

а) 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 секунд на отключение блочных выключателей 500 киловольт и выключателей трансформаторов собственных нужд, с выдержкой времени 9 секунд на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.2.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 9780}{0,98} = 10465 \text{ А}, \quad (5.28)$$

где  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени равна 9 секундам;

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 10778 \text{ А}; \quad (5.29)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике 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 5.3.

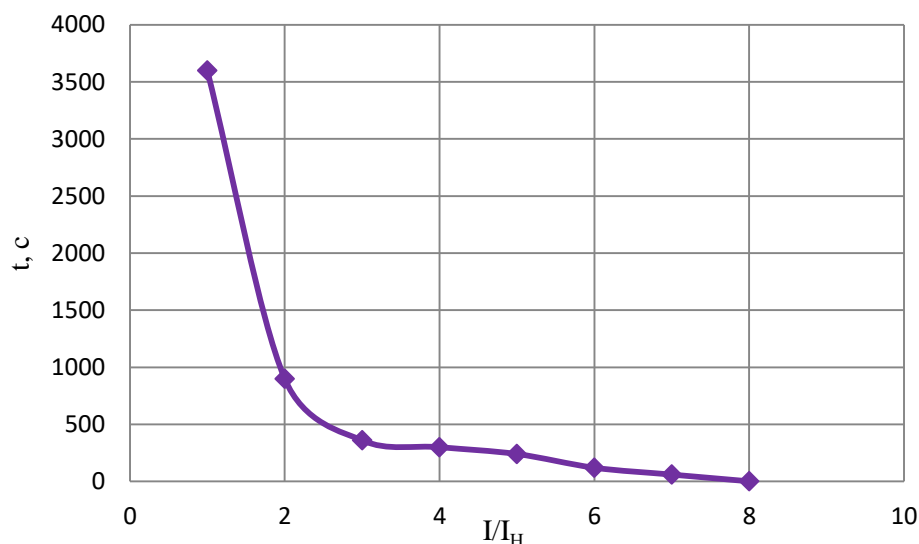


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 секунды;

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.30)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_T <$ . Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В}. \quad (5.31)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 секунды на отключение блочных выключателей 500 киловольт и выключателей трансформаторов собственных нужд, с выдержкой времени 9 секунд на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.2.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

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 секунды. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 500 киловольт ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 500 киловольт, может быть принято по согласованию с первой ступенью защит воздушной линии 500 киловольт Бурейская ГЭС – Хабаровская:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 89,58 + \frac{0,8}{3} \cdot 36,39 = 81,37 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ:

$$Z_T = \frac{0,13 \cdot 525^2}{400} = 89,58 \text{ Ом}.$$

Сопротивление воздушной линии 500 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{(x^2 + r^2)} = \sqrt{(36,17^2 + 3,97^2)} = 36,39 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

$$x_{вл} = \frac{x_{о,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,31 \cdot 350}{3} = 36,17 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

$$r_{вл} = \frac{r_{о,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,034 \cdot 350}{3} = 3,97 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{373}{400} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{373}{525^2} \cdot 36,39,$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,11.$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,11 \cdot 0,67 = 0,07 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{15,75^2}{373} = 0,67. \quad (5.37)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,07 \cdot \frac{\frac{10000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 0,89 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,9 \text{ Ом}$ .

Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}}^{\text{перв}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 9780} = 0,93 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

$$Z_{\text{НАГР}}^{\text{втор}} = Z_{\text{НАГР}}^{\text{перв}} \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,93 \frac{10000/5}{15,75/0,1} = 11,81 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{4 - 0,95}{1,2} = 3,21, \quad (5.41)$$

где  $I_{\text{В.Х.Х.}}$  – ток ротора холостого хода, А;

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Принимаем равным  $I_{\Phi} = 2,5$ .

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^{\text{перв}} = Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* \cdot Z_{\text{баз}} = 0,38 \frac{15,75^2}{373} = 0,253 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^{\text{втор}} = Z_{\text{НАГР.}\Phi}^{\text{перв}} \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,253 \frac{10000/5}{15,75/0,1} = 3,21 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38, \quad (5.45)$$

где  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi}$  – угол нагрузки в режиме форсировки,  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 67,67^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.46)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{15,75^2}{373} = 0,233 \text{ Ом}. \quad (5.47)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,233 \cdot 10000/5}{15750/100} = 2,96 \text{ Ом}. \quad (5.48)$$

Принимаем уставку  $Z_{\text{II}} = 3 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,108 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,36 \text{ Ом}$ .

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 секунд – на отключение блочных выключателей 500 киловольт и выключателей трансформаторов собственных нужд, с выдержкой времени 9 секунд на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

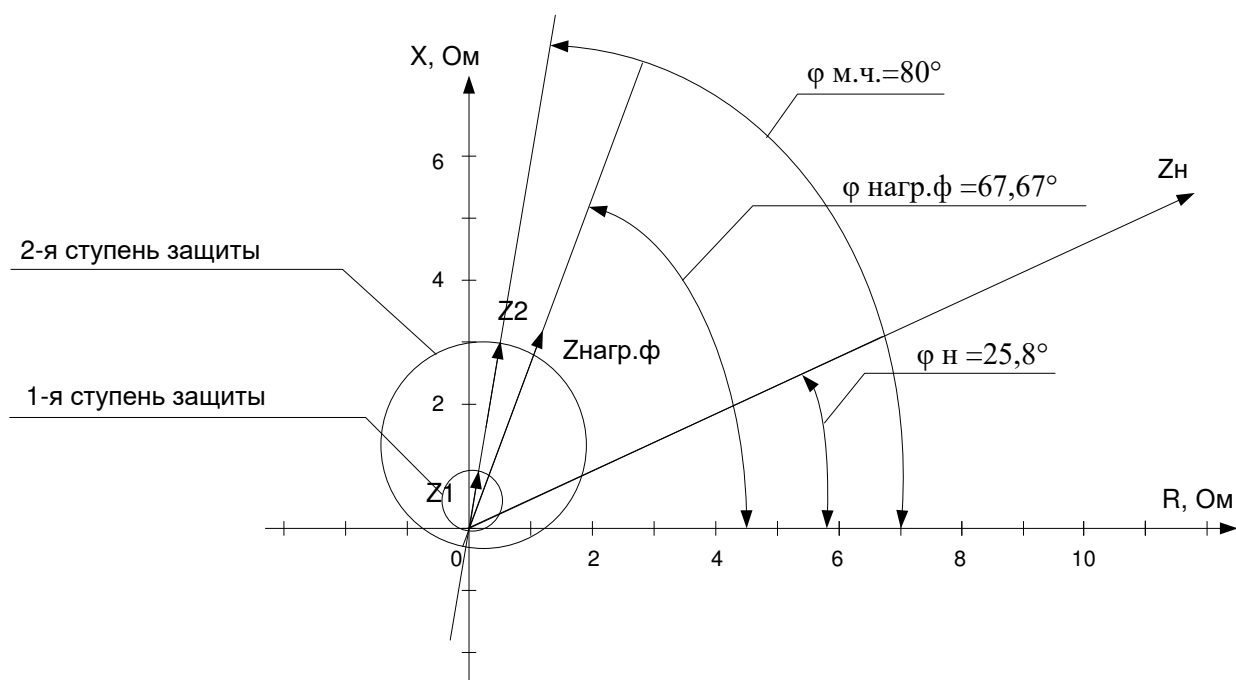


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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 действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}; \quad (5.49)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.50)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5.

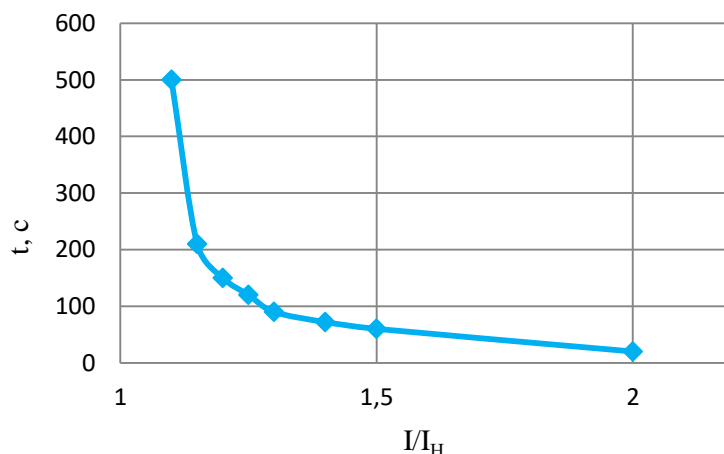


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.51)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 секунды. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

### 5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины REG630 производства АВВ.

REG630 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

Уставки защит и матрица отключений защит представлены в таблице Г.1 и Г.2 соответственно.

## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Гидравлические расчеты

Определение ширины водосливного фронта и размеров водосливных отверстий бетонной плотины производится, исходя из условия пропуска расхода воды основного расчетного случая.

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины

Для расчета элементов волн при основном сочетании нагрузок (при нормальном подпорном уровне) обеспеченность расчетной скорости ветра для сооружений I и II класса принимается равной—2%.

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

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.1)$$

где  $a$  – величина запаса, для I класса  $a = 0,8$  м;

$h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности;

$\Delta h_{\text{set}}$  – высота ветрового нагона.

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha, \quad (6.2)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый по СП,  $k_w = 22,8 \cdot 10^{-7}$ ;

$V_w$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 метров над уровнем воды,  $V_w = 22$  м/с;

$L$  – длина разгона волны,  $L = 14000$  м;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

$D$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2}, \quad (6.3)$$

$$d = \frac{255 - 134,7}{2} = 60,15 \text{ м},$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 22,8 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22^2 \cdot 14000}{9,81 \cdot 60,15} \cdot 1 = 0,03.$$

Вычисляем безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v_w^2}, \quad (6.4)$$

где  $v_w$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 метров над уровнем воды, м/с;  
 $L$  – длина разгона волны, м.

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 14000}{22^2} = 283,76,$$

$$\frac{gt}{v_w}, \quad (6.5)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t = 6$  ч;  
 $v_w$  – то же, что и в формуле (6.4);  
 $L$  – то же, что и в формуле (6.4).

$$\frac{gt}{v_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{22} = 9631,63$$

По значению полученных безразмерных параметров, на графике для определения элементов ветровых волн в глубоководных и мелководных зонах [23], по верхней огибающей кривой определяем параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ , соответствующие значениям  $\frac{gL}{v_w^2}$  и  $\frac{gt}{v_w}$ .

Полученные данные сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты вычислений безразмерных комплексов

Безразмерный комплекс	Значение	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$
$\frac{gL}{v_w^2}$	238,76	0,028	2,2
$\frac{gt}{v_w}$	9631,63	0,81	4,1

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

Определяем среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{h} = \frac{v_w^2 \cdot 0,028}{g}, \quad (6.6)$$

$$\bar{h} = \frac{22^2 \cdot 0,028}{9,81} = 1,38 \text{ м.}$$

Определяем средний период волны  $\bar{T}$ :

$$\bar{T} = \frac{v_w \cdot 2,2}{g}, \quad (6.7)$$

$$\bar{T} = \frac{22 \cdot 2,2}{9,81} = 4,93 \text{ с.}$$

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

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi}, \quad (6.8)$$

$$\bar{\lambda} = \frac{9,81 \cdot 4,93^2}{2 \cdot 3,14} = 37,97 \text{ м.}$$

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

$$0,5\bar{\lambda} = 0,5 \cdot 37,97 = 18,99 \text{ м.}$$

Условие выполняется, следовательно, зона водохранилища глубоководная:

$$60,15 > 18,99.$$

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.9)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику 2 [24] в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{v_w^2}$ , принимаем  $K_i = 2,11$ .

$$h_{1\%} = 2,11 \cdot 1,38 = 2,91 \text{ м,}$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 255 + 2,91 + 0,03 + 0,8 = 258,74 \text{ м.}$$

### 6.1.2 Определение ширины водосливного фронта

В соответствии с [26], количество агрегатов участвующих в пропуске расчетного расхода определяется количеством агрегатов ГЭС. При количестве агрегатов  $n \leq 6$  число агрегатов участвующих в пропуске расходов воды составляет  $(n-1)$ .



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

$$Q_p = Q_{\text{макс. расч.}} - Q_{\text{ГА}} \cdot (n - 1) = 817 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.10)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{н.б.}}. \quad (6.11)$$

Для скальных грунтов допустимую неразмывающую скорость принимаем равной 6 м/с.

Глубина воды в нижнем бьефе:

$$h_{\text{н.б.}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 137,8 - 134,7 = 3,1 \text{ м}. \quad (6.12)$$

Отметка  $\nabla_{\text{УНБ}}$  определяется по кривой зависимости расходов от уровней в нижнем бьефе при  $Q_{\text{осн.мах}} = 1717 \text{ м}^3/\text{с}$ :

$$q_p = 6 \cdot 3,1 = 18,6 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.13)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 18,6 = 23,25 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.14)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_v} = \frac{817}{23,25} = 34,14 \text{ м} \approx 35,5 \text{ м}. \quad (6.15)$$

Количество пролетов водосливной плотины:

$$n = \frac{B}{b_{\text{ст}}} = \frac{35,5}{12} = 2,9 \approx 3 \text{ пролета}. \quad (6.16)$$

$b_{\text{ст}}$  принимаем равным 12 метров, в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей.

Фактическая ширина водосливного фронта:

$$B = 12 \cdot 3 = 36 \text{ м}.$$

### 6.1.3 Определение отметки гребня водослива

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla G B = \nabla H ПУ - H_{ст}, \quad (6.17)$$

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

Для расчетов водослива практического профиля используется формула водослива:

$$Q = \sigma_{п} \cdot \varepsilon \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g} \cdot H_0^{3/2}, \quad (6.18)$$

где  $\sigma_{п}$  – коэффициент подтопления (для неподтопленного водослива  $\sigma_{п}=1,0$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$m$ - коэффициент расхода водослива (для безвакуумного водослива практического профиля типа А,  $m=0,49$ );

$H_0$  –напор на водосливе с учетом скорости подхода.

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

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.19)$$

$$H_{01} = \left( \frac{817}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,78 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{817}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} =$$

$$= 4,87 \text{ м,} \quad (6.20)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_6}{n} \cdot \frac{H_0}{b}, \quad (6.21)$$

где  $\xi_y$  – коэффициент формы устоев, учитывающий округление их вертикальных ребер (рисунок 6.1);

$\xi_6$  –коэффициент формы быка в плане (рисунок 6.2).

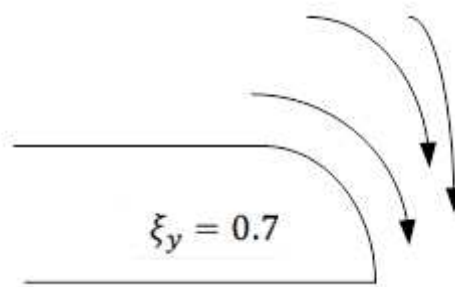


Рисунок 6.1—Устой округлой формы с коэффициентом формы  $\xi_y = 0,7$

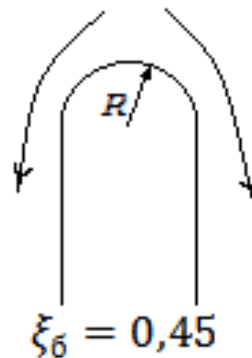


Рисунок 6.2 —Бык округлой формы в плане с коэффициентом формы  $\xi_\delta = 0,45$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{4,78}{12} = 0,97$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.22)$$

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_\delta)}, \quad (6.23)$$

где  $\delta_\delta$  —ширина быка.

Ширина неразрезного быка согласно рекомендациям А.Р. Березинского:

$$d = 0,18 \cdot b, \quad (6.24)$$

$$d = 0,18 \cdot 12 = 2,16 \text{ м.}$$

С учетом того, что выполняем разрез по быку, его толщина будет равна:

$$\delta_\delta = 2,16 + 0,84 = 3 \text{ м,}$$

$$v_0 = \frac{817}{(255 - 134,7) \cdot (36 + (3 - 1) \cdot 3)} = 0,162 \text{ м/с,}$$

$$H = 4,87 - \frac{1,1 \cdot 0,162^2}{2 \cdot 9,81} = 4,87 \text{ м.}$$

Значение стандартного напора определяем в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 5 \text{ м.}$$

Определяем отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}}, \quad (6.25)$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = 255 - 5 = 250 \text{ м.}$$

#### 6.1.4 Расчет сопряжения бьефов

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  $h_{\text{н.б.}}$  и по их соотношению определить тип сопряжения бьефов (рисунок 6.3).

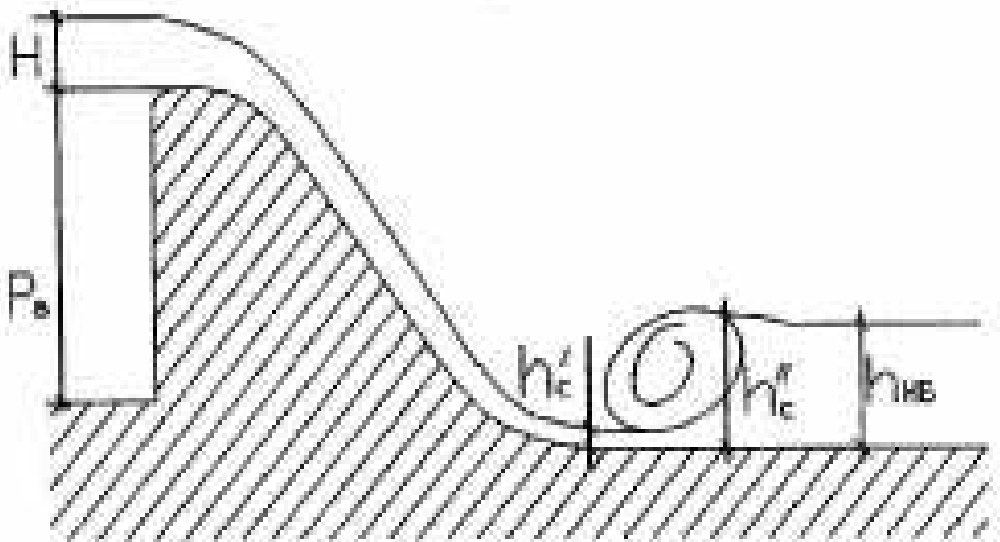


Рисунок 6.3—Сопряжение по типу затопленного прыжка

Определяем полную удельную энергию  $E_0$  перед водосливом:

$$E_0 = C_n + H_0, \quad (6.26)$$

где  $C_H$  – высота плотины со стороны НБ;  
 $H_0$  – полный напор на водосливе.

$$C_H = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна} = 250 - 134,7 = 115,3 \text{ м} \quad (6.27)$$

Проверяем выполнение условия:

$$\omega > 4B \cdot H, \quad (6.28)$$

$$\begin{aligned} \omega &= (\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6) = (255 - 134,7) \cdot (36 + 2 \cdot 3) = \\ &= 5053 \text{ м}^2, \end{aligned} \quad (6.29)$$

$$4B \cdot H = 4 \cdot 5(B + (n - 1) \cdot \delta_6) = 20 \cdot (36 + (3 - 1) \cdot 3) = 840 \text{ м}^2. \quad (6.30)$$

Условие выполняется, следовательно:

$$H_0 = H = 5 \text{ м}, \quad (6.31)$$

$$E_0 = 115,3 + 5 = 120,3 \text{ м}.$$

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}}, \quad (6.32)$$

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 817 \cdot 817}{(36 + (3 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 3,49 \text{ м}.$$

Определяем относительные глубины:

$$\xi_{T0} = \frac{T_0}{h_k} = \frac{120,3}{3,49} = 34,5.$$

Для криволинейных водосливов практического профиля коэффициент скорости  $\varphi_c$ , зависящий от отношения  $H/C_H$ , можно определить по данным Скробкова Г.П. [27].

Найдем отношение  $H/C_H$ :

$$\frac{H}{C_H} = \frac{5}{115,3} = 0,043. \quad (6.33)$$

При этом коэффициент скорости  $\varphi_c = 0,86$ .

Относительные глубины определяются согласно значениям  $\xi_0 = 34,5$  и  $\varphi = 0,86$ , по графику Рохманова А.Н., для определения глубины сжатого сечения и сопряженных глубин [27]:

$$\xi_c = 0,14,$$

$$\xi_c'' = 3,77.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_k = 0,14 \cdot 3,49 = 0,489 \text{ м}, \quad (6.34)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_k = 3,77 \cdot 3,49 = 13,16 \text{ м}. \quad (6.35)$$

Глубина в нижнем бьефе меньше второй сопряженной глубины, следовательно, прыжок отогнанный и требуется гашение энергии потока в нижнем бьефе посредством устройства гасителей.

### 6.1.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи. Этот способ применяют при определенных условиях: прочный скальный грунт в основании, устойчивые при увлажнении грунты береговых примыканий, достаточная ширина русла для того, чтобы отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу гидроагрегатов ГЭС.

Проверим соблюдение этого условия:

$$\frac{l_{ch}}{h} > 3, \quad (6.36)$$

где  $l$  – ширина створа по отметке гребня водослива;

$h$  – высота плотины,  $h = 115,3$ .

$$\frac{l_{ch}}{h} = \frac{770}{115,3} = 6,6 \text{ м}$$

Следовательно, условие выполняется.

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечить отброс струи на

расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других сооружений.

Отметка уступа назначается равной:

$$\nabla_{\text{уст}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} + 1,0. \quad (6.37)$$

Максимальный уровень нижнего бьефа определяется по кривой связи расходов и отметок в нижнем бьефе в зависимости от максимального расчетного расхода.

$$\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} = 138,18 \text{ м},$$

$$\nabla_{\text{уст}} = 138,2 + 1 = 139,2 \text{ м}.$$

Угол схода струи с трамплина относительно уступа принимается равным  $\alpha = 30^\circ$ .

Перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом:

$$z_1 = (\nabla_{\text{ГВ}} - \nabla_{\text{дна}} + H) - (\nabla_{\text{уст}} - \nabla_{\text{дна}}) = 120,3 - 4,5 = 115,8 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Скорость потока на носке:

$$v_{\text{н}} = \varphi \sqrt{2g \cdot z_1}, \quad (6.39)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока  $\varphi = 0,86$  [27].

$$v_{\text{н}} = 0,86 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 115,8} = 41 \text{ м/с}$$

Высота потока воды на носке:

$$h_{\text{н}} = \frac{q}{v_{\text{н}}}, \quad (6.40)$$

где  $q$  – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{Q_{\text{р}}}{B + (n - 1)\delta_{\text{б}}} = \frac{817}{36 + 2 \cdot 3} = 19,45 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.41)$$

$$h_{\text{н}} = \frac{19,45}{41} = 0,47 \text{ м}.$$

Коэффициент аэрации  $k_{\text{а}}$  можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H}, \quad (6.42)$$

$$Fr = \frac{41^2}{9,81 \cdot 0,47} = 364,59.$$

При  $Fr > 35$  коэффициент аэрации  $k_a = 0,8$ .

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа:

$$L = k_a Z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \cdot \left( \left[ 1 + \left( \frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right]^{0,5} + 1 \right), \quad (6.43)$$

$$L = 0,8 \cdot 115,8 \cdot 0,86^2 \cdot 0,866 \cdot \left( \left[ 1 + \left( \frac{117,2}{115,8} - 1 \right) \frac{1}{0,86^2 \cdot 0,25} \right]^{0,5} + 1 \right) = 157,5 \text{ м.}$$

Безопасное расстояние отлета струи, для плотины на основании из прочной скалы, определяется из соотношения:

$$L > 0,4 \cdot z_0, \quad (6.44)$$

$$0,4 \cdot z_0 = 0,4 \cdot 117,2 = 46,88 \text{ м.}$$

Следовательно, условие выполняется.

Глубина ямы размыва:

$$h_p = t - h_{н.б.}, \quad (6.45)$$

где  $t = \nabla_{НБ} - \nabla_{дна_{ямы размыва}}$ , определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{н.б.}}{d}} \cdot h_H, \quad (6.46)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей в скале, принимается равной 1 метр.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{364,59}) \cdot \sqrt{364,59} \cdot \sqrt[4]{\frac{3,1}{1}} \cdot 0,47 = 24,6 \text{ м,}$$

$$h_p = 24,6 - 3,1 = 21,5 \text{ м.}$$



Ширина ямы размыва:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7h_{раз}, \quad (6.47)$$

$$b_p = 2,5 \cdot 3,49 + 3,7 \cdot 21,5 = 102,7 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha} = 120,6 + \frac{24,6}{0,59} = 205,8 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Высота уступа над дном:

$$a = \nabla_{уст} - \nabla_{дна}, \quad (6.49)$$

$$a = 139,2 - 134,7 = 4,5 \text{ м.}$$

### 6.1.6 Построение профиля водосливной грани

Оголовок безвакуумного водослива практического профиля типа А строится по координатам Кригера-Офицера.

Сопряжение водосливной плотины с водобоем очерчивается по дуге СД радиусом  $R$ , определяемым по значениям напора  $H$  и высоты плотины со стороны верхнего бьефа  $P_B$ :

$$R = (0,2 \div 0,5) \cdot (H + P_B), \quad (6.50)$$

$$R = 0,2 \cdot (5 + 115,3) = 24,06 \text{ м.}$$

Криволинейные верхний и нижний участки сопрягаются прямолинейной вставкой В-С.

На рисунке 6.4 показан оголовок безвакуумного водослива практического профиля.

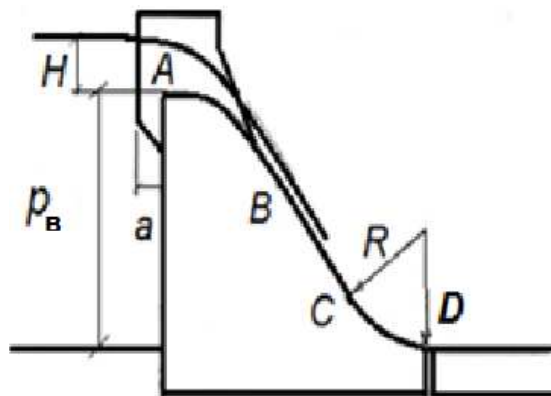


Рисунок 6.4—Оголовок безвакуумного водослива практического профиля

Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (Кригера-Офицера) при  $H_{ст}=5$  м показаны в таблице 6.2.

Таблица 6.2— Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (Кригера-Офицера), при  $H_{ст}=5$  м

x	y
0	0,215
0,5	0,05
1	0
1,5	0,025
2	0,115
3	0,45
4	0,945
5	1,605
6	2,4
7	3,325
8,5	4,96
10	6,885
12,5	10,7
15	15,3
17,5	20,4
20	26,2

Оголовок водосливной стенки по координатам Кригера-Офицера представлен на рисунке 6.5.

### 6.1.7 Пропуск расходов через донные отверстия

Расчётные расходы могут сбрасываться через глубинные водосбросы или донные отверстия. Донные отверстия, будем располагать в водосливных секциях под носком. Определим площадь трёх затопленных выходных отверстий.

Найдем расход через одно отверстие:

$$\begin{aligned}
 Q &= \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z} = 0,81 \cdot 14,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 117,16} = \\
 &= 574,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \tag{6.51}
 \end{aligned}$$

где  $\omega_{во}$  – площадь выходного отверстия,  $\omega_{во} = 14,8 \text{ м}^2$ ;  
 $Z$  – перепад между бьефами:

$$Z = 255 - 137,84 = 117,16 \text{ м.}$$

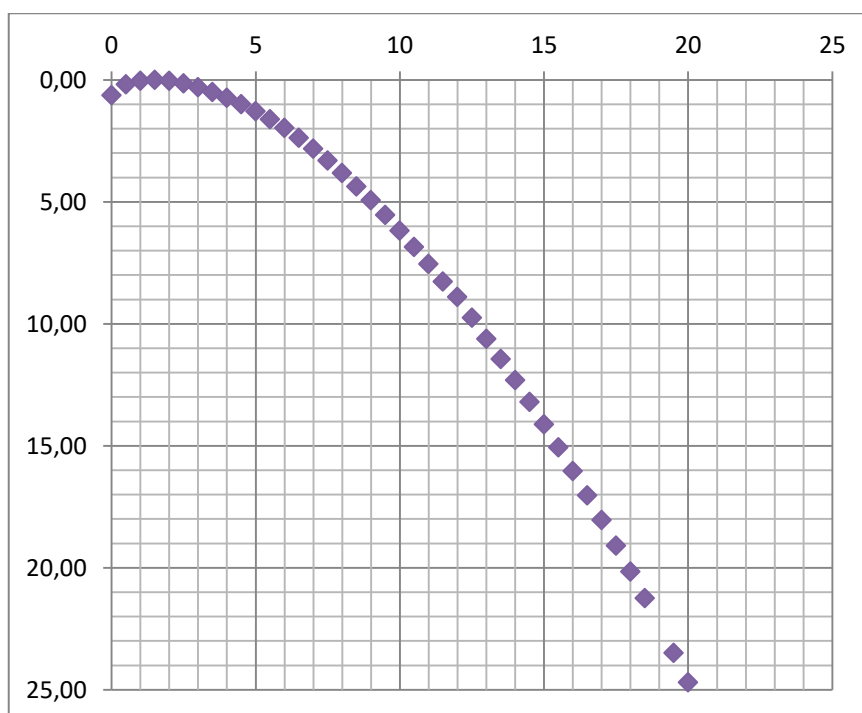


Рисунок 6.5—Оголовок водосливной стенки по координатам Кригера-Офицерова

Согласно таблице Б.2 в год с 0,01% обеспеченностью будет расход 1717 м<sup>3</sup>/с, тогда количество донных отверстий необходимо:

$$1717/573 = 3 \text{ шт.}$$

Площадь отверстий в боковом сечении 14,8 м<sup>2</sup>. Для удобства обслуживания и монтажа рабочие затворы донных отверстий смещаем относительно друг друга. Донные отверстия выполняют функцию водовыпусков, которые предусматриваются на всех гидроузлах.

## 6.2 Конструирование плотины

### 6.2.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные плотины на скальном основании проектируются без фундаментной плиты. Оптимальным профилем является прямоугольный треугольник с вертикальной напорной гранью и вершиной на отметке НПУ.

Ширина подошвы плотины определяется из соотношения:

$$\frac{b}{h} = 0,75, \tag{6.52}$$

где  $b$  — ширины подошвы плотины;  
 $h$  — высота плотины.

Высота плотины  $h$  :

$$h = \nabla_{\text{нпу}} - \nabla_{\text{под}} = 255 - 129,7 = 125,3 \text{ м}, \quad (6.53)$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_{\text{п.в.}} = 134,7 - 5 = 129,7 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где  $\delta_{\text{п.в.}}$  – толщина слоя полезных выемок грунта.

Ширина подошвы плотины:

$$b = 0,75 \cdot 125,3 = 93,97 \text{ м}.$$

Исходя из конструктивных соображений принимаем ширину подошвы плотины 100 метров.

### 6.2.2 Разрезка бетонных плотин швами

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b; \quad (6.55)$$

где  $b_c$  – ширина секции с учетом разрезного быка;

$b$  – ширина пролета в свету;

$\delta_b$  – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$$b_c = 12 + 3 = 15 \text{ м}$$

В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине, а также с разрезкой на блоки бетонирования.

### 6.2.3 Быки

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений.

Головная часть быка обычно имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы рабочих затворов располагают обычно на линии гребня водослива, быки при этом чаще всего выдвигают в верхний бьеф. Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия.

В быках устраивают пазы для аварийно-ремонтных и рабочих затворов (рисунок 6.6).

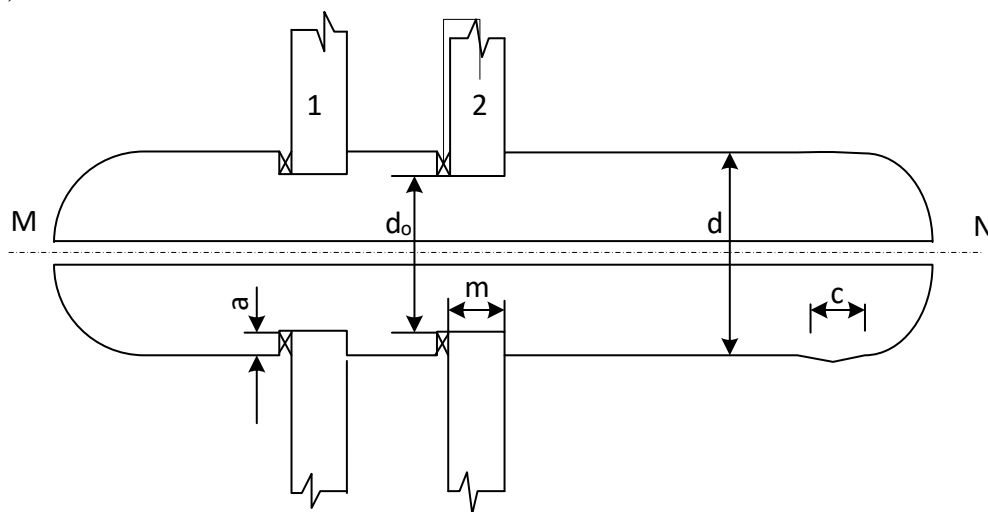


Рисунок 6.6 – Схема разрезного быка в плане

Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верхней стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стоек.

Ширину паза рабочего затвора принимают:

$$n = m/2, \quad (6.56)$$

Глубину паза рабочего затвора:

$$m = \left( \frac{1}{7} \div \frac{1}{10} \right) b, \quad (6.57)$$

где  $b$  — ширина водосливного отверстия в свету;

$m$  — длина паза рабочего затвора, принимают в пределах  $(1 \div 4)$  м.

Ширина разрезного быка согласно рекомендациям А.Р. Березинского:

$$d = 0,18 \cdot b, \quad (6.58)$$

$$d = 0,18 \cdot 12 = 2,16 \text{ м.}$$

Минимальная ширина разрезного быка:

$$d_0 = d - 2a, \quad (6.59)$$

$$d_0 = 3 - 2 \cdot 0,5 = 2 \text{ м.}$$

С учетом того, что выполняем разрез по быку, его толщина будет равна:

$$\delta_{\text{б}} = 2,16 + 0,84 = 3 \text{ м.}$$

Ширина быка в плане по оси MN составляет 24 метра, принимается равной ширине гребня плотны с учетом дороги для проезда и кранового пути. Дорога II категории, ширина полосы движения составляет 3,75 метра, ширина проезжей части 7,5 метра.

Минимально допустимая отметка гребня быка:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + d, \quad (6.60)$$

где  $d$  – расстояние от гребня водослива до гребня быка.

$$d = 1,6H_{\text{ст}}, \quad (6.61)$$

где  $H$  –напор на водосливе.

$$d = 1,6 \cdot 5 = 8,$$

$$\nabla \text{ГБ} = 250 + 8 = 258 \text{ м.}$$

#### 6.2.4 Расчёт цементационной завесы и дренажа

В теле плотины устраиваем продольные и поперечные смотровые галереи. По высоте плотины галереи предусматриваем через 20 м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 100 = 10 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где  $B$  - ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.63)$$

где  $H$  – максимальный напор на плотине.

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{УВБ}_{\text{нпу}} - \nabla \text{УНБ}_{\text{вхк}} = 255 - 135,4 = 119,6 \text{ м}, \quad (6.64)$$

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 119,6 = 59,8 \text{ м.}$$

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.65)$$

где  $\Delta H$  – потери напора на цементационной завесе;

$J_{cr.m}$  – критический градиент напора для цементной завесы,  $J_{cr.m} = 15$ .

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d, \quad (6.66)$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением.

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 255 - 135,4 = 119,6 \text{ м}, \quad (6.67)$$

$$\Delta H = 119,6 - 0,4 \cdot 119,6 = 71,8 \text{ м},$$

$$\delta_3 \geq \frac{71,8 \cdot 1,25}{15},$$

$$\delta_3 \geq 5,98 \text{ м}.$$

Устраиваем два ряда скважин, так как один ряд таких скважин обеспечивает толщину завесы равную примерно 3 метра.

### 6.2.5 Галереи в теле плотины

Расстояние от напорной грани до оси дренажа тела плотины:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.68)$$

где  $a_{др}$  – расстояние от напорной грани до оси дренажа;

$H_d$  – напор над расчетным сечением;

$J_{cr.m}$  – критический градиент напора для бетонной плотины,  $J_{cr.m} = 25$ .

$$a_{др} \geq \frac{119,6 \cdot 1,25}{25},$$

$$a_{др} \geq 5,98.$$

Так как расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы составляет 9,4 метра, расстояние от напорной грани до оси дренажа

принимаем 15,2 метра. Это обусловлено тем, что дренажное устройство в основании располагают за цементационной завесой, а не перед ней для более эффективной работы.

Глубину скважины дренажа принимают равной:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав}, \quad (6.69)$$

$$h_{др} = 0,7 \cdot 59,8 = 41,86 \text{ м.}$$

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

Потери напора для плотин с цементационной завесой:

$$\frac{H_{ас}}{H_d} = 0,4H. \quad (6.70)$$

А для дренажа:

$$\frac{H_{др}}{H_d} = 0,2H. \quad (6.71)$$

Напор на цементационной завесе ( $H_{ас}$ ):

$$0,4H = 0,4 \cdot 119,6 = 47,84 \text{ м.}$$

Напор на оси дренажа ( $H_{др}$ ):

$$0,2H = 0,2 \cdot 119,6 = 23,92 \text{ м.}$$

### 6.3 Волновое давление

#### 6.3.1 Волновое давление при основном сочетании нагрузок

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

Необходимые данные мы уже рассчитали в пункте 6.1.1.

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.72)$$

где  $h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}$ .



$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 1,55^2}{37,97} = 0,2 \text{ м,}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,55 \cdot \left( \frac{37,97}{3,14} + \frac{0,2}{2} \right) = 92,7 \text{ кН.}$$

Найдем высоту эпюры волнового давления:

$$a = \frac{2 \cdot W_{\text{волн}}}{1,1h_{1\%} + 8h_{1\%}}, \quad (6.73)$$

$$a = \frac{2 \cdot 92,7}{1,7 + 12,37} = 13,8 \text{ м.}$$

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

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%}, \quad (6.74)$$

$$y = \frac{37,9}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,55 = 5,45 \text{ м.}$$

Плечо силы волнового давления относительно подошвы при основном расчетном случае нагрузок и воздействий составляет 119,85 метра.

## 6.4 Статические расчеты плотины

Нагрузки определяются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Первый расчетный случай при ВНПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе.

Нагрузки собирают на одну секцию, а при сплошном поперечном сечении плотины нагрузки собирают на 1 п. м. длины сооружения.

### 6.4.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения плотины равна  $S_{\text{пл}} = 6277 \text{ м}^2$  (площадь определена в программе AutoCad).

Вес одного погонного метра водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6}, \quad (6.75)$$

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

$b$  – ширина пролета,  $b = 12$  м;  
 $\delta_6$  – толщина быка,  $\delta_6 = 3$  м;  
 $\rho_6$  – плотность бетона,  $\rho_6 = 2400$  кг/м<sup>3</sup>.

$$G_{пл} = \frac{6277 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{12 + 3} = 118228 \text{ кН/м}$$

Площадь быка равна  $S_6 = 6709$  м<sup>2</sup> (площадь определена в программе AutoCad).

Вес одного погонного метра быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6}, \quad (6.76)$$

$$G_6 = \frac{6709 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{12 + 3} = 31591 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес плоского затвора определяется по формуле:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f \cdot g} = 0,055 \cdot 78 \cdot \sqrt{78 \cdot 9,81} = 118,67 \text{ кН}, \quad (6.77)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (256 - 250 + 0,5) \cdot 12 = 78 \text{ м}^2 \quad (6.78)$$

Величина силы давления воды на затвор вычисляется для основного случая:

Вес затвора на 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{118,67}{12 + 3} = 7,9 \text{ кН/м}. \quad (6.79)$$

#### 6.4.2 Сила гидростатического давления

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 для основного расчетного случая:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 125,3^2}{2} = 77008,9 \text{ Н/м}, \quad (6.80)$$

Плечо силы горизонтальной составляющей силы гидростатического давления относительно контактного сечения при основном сочетании нагрузок и воздействий составляет 41,77 метра.

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

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 5,6^2}{2} = 153,82 \text{ Н/м}, \quad (6.81)$$

Плечо силы гидростатического давления воды для основного сочетания нагрузок и воздействий со стороны нижнего бьефа относительно контактного сечения составляет 1,87 метра.

### 6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

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

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

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,6 \cdot 100 = 5496 \text{ кН/м}. \quad (6.82)$$

### 6.4.4 Сила фильтрационного давления

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

Центр тяжести эпюры фильтрационного давления определен с помощью программного обеспечения AutoCad. Центр тяжести необходим для определения плеч линий действия сил относительно расчетного сечения.

Сила фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ф}}^{\text{очн}} = \gamma_w \cdot g \cdot S, \quad (6.83)$$

где  $S$ —площадь эпюры фильтрационного давления для сочетания нагрузок и воздействий,  $S= 1028,8\text{ м}^2$ .

$$W_{\phi} = 1 \cdot 9,81 \cdot 3249 = 10092,5 \text{ кН/м.} \quad (6.84)$$

Плечо силы фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействий относительно контактного сечения составляет 25,22 метра.

#### 6.4.5 Давление грунта

1) Давление наносов на вертикальную грань определяем по формуле:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.85)$$

где  $\gamma_H$ —удельный вес наносов из мелкого песка во взвешенном состоянии,  $\gamma_H=13 \text{ кН/м}^2$ ;

$\varphi_H$  — угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_H = 22^\circ$ ;

$h_H$  — толщина слоя наносов,  $h_H = 5 \text{ м}$ .

$$p_H = 13 \cdot 5 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{22}{2} \right) = 29,6 \text{ кН/м}^2$$

Равнодействующая активного давления наносов со стороны верхнего бьефа на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2}, \quad (6.86)$$

$$E_H = \frac{29,6 \cdot 5}{2} = 74 \text{ кН/м}^2.$$

Плечо силы давление наносов относительно контактного сечения составляет 6,67 метра;

2) Активное давление грунта основания на плотину со стороны верхнего бьефа определяем по формулам:

$$\rho'_{гр} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot \text{tg}^2(45 - \varphi_{гр}/2), \quad (6.87)$$

где  $\gamma_{гр}^{\text{взв}}$  — удельный вес взвешенного грунта;

$\varphi$  — угол внутреннего трения грунта, для гранита  $\varphi = 36,5^\circ$ .

$$\rho''_{гр} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{\text{взв}} \cdot h_{гр}) \cdot \text{tg}^2(45 - \varphi_{гр}/2), \quad (6.88)$$

где  $\gamma_{гр}^{взв}$  – то же, что и в формуле (6.87);

$\varphi$  – то же, что и в формуле (6.87).

$$\gamma_{взв} = \gamma_c - (1 - n) \cdot \gamma_b = 27 - (1 - 0,4) \cdot 10 = 21, \quad (6.89)$$

$$\rho'_{гр} = 13 \cdot 5 \cdot tg^2(45-36,5/2) = 16,51 \text{ кН/м},$$

$$\rho''_{пн} = (13 \cdot 5 + 21 \cdot 5) \cdot tg^2(45-36,5/2) = 43,19 \text{ кН/м},$$

$$E_{ав} = \frac{16,51 + 43,19}{2} \cdot 5 = 149,25 \text{ кН/м}.$$

Плечо силы пассивного давления наносов относительно контактного сечения составляет 1,67 метра.

3) Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа:

$$P_{пн} = \gamma_{взв} \cdot h \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (6.90)$$

$$P_{пн} = 21 \cdot 5 \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{36,5}{2} \right) = 413,29 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления равна площади эпюры:

$$E_{пн} = \frac{P_{пн}}{2} \cdot h = \frac{413,29}{2} \cdot 5 = 1033,2 \text{ кН/м}^2. \quad (6.91)$$

Плечо силы пассивного давления наносов относительно контактного сечения составляет 1,67 метра.

## 6.5 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины ведется на сокращенный состав нагрузок без учёта температурных воздействий.

Точки приложения равнодействующих все сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

### 6.5.1 Определение напряжений

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам у верховой грани по контактному сечению:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6 \cdot \sum M}{b_d^2}, \quad (6.92)$$

где  $N$  – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\sum M$  – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

$b_d$  – протяженность расчетного сечения (ширина подошвы).

$$\sigma_y^u = -\frac{126746,71}{100} + \frac{6 \cdot 1287499,4}{100^2} = -494,97 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Нагрузки приведены в таблице 6.3, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.3 – Нагрузки на плотину.

Сила	$y_f$	Направление силы	Основной случай		
			сила	плечо	момент
$T_B$	1	→	77008,9	41,8	3218972
$T_H$	1	←	153,82	1,87	-287,6
$G_6$	0,95	↓	30011,5	16,4	-492188,6
$G_6$	0,95	↓	112316,6	15,17	-1703842,8
$W_{взв}$	1	↑	5496	0	0
$W_\Phi$	1	↑	10092,5	25,22	254532,9
$E_H$	1,2	→	88,8	6,67	592,3
$E_{ав}$	1,2	→	179,1	1,67	299,1
$E_{пн}$	0,8	←	826,56	1,67	-1380,4
$W_{волн}$	1	→	92,7	119,85	11110,1
$Q_3$	0,9	↓	7,11	43,26	-307,6
$\sum N$		↓↑		126746,71	
$\sum F$		↔		76389,12	
$\sum M$				1287499,4	

Нормальные напряжения действующие по вертикальным площадкам напорной грани:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.93)$$

где  $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^u$  – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа.

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД}, \quad (6.94)$$

$$H_d^u = 255 - 129,7 = 125,3 \text{ м,}$$

$$\sigma_x^u = -494,97 \cdot 0 - 10 \cdot 125,3 \cdot (1 - 0) = -1253 \text{ кН/м}^2.$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.95)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.96)$$

$$\sigma_1^u = -494,97 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 125,3 \cdot 0 = -494,97 \text{ кН/м}^2.$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.97)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 125,3 = -1253 \text{ кН/м}^2.$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0^2)}{2} \cdot (-494,97 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 10 \cdot 125,3 \cdot \\ &\cdot \left[ \cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0}{1 + 0} \right]) = -494,97 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.98)$$

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам у низовой грани для основного расчетного случая:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2}, \quad (6.99)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{126746,71}{100} - \frac{6 \cdot 1287499,4}{100^2} = -2039,97 \text{ кН/м}^2.$$

Нормальные напряжения действующие по вертикальным площадкам низовой грани:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.100)$$

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

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{ВХК}}) - \nabla_{\text{ПОД}}, \quad (6.101)$$

$$H_d^t = 135,4 - 129,7 = 5,7 \text{ м},$$

$$\sigma_x^t = -2039,97 \cdot 0,8^2 - 10 \cdot 5,7 \cdot (1 - 0,8^2) = -1326,1 \text{ кН/м}^2.$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.102)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 5,7 - 2039,97) \cdot 0,8 = 1586,38 \text{ кН/м}^2.$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.103)$$

$$\sigma_3^t = -2039,97 \cdot (1 + 0,8^2) + 10 \cdot 5,7 \cdot 0,8^2 = -3309,07 \text{ кН/м}^2.$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.104)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 5,7 = -57 \text{ кН/м}^2.$$

Сведем полученные значения в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения действующие на плотину

Напорная грань		Низовая грань	
напряжение	кПа	напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-494,97	$\sigma_y^t$	-2039,97
$\sigma_x^u$	-1253	$\sigma_x^t$	-1326,1
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	1586,38
$\sigma_1^u$	-494,97	$\sigma_1^t$	-57
$\sigma_3^u$	-1253	$\sigma_3^t$	-3309,07
$\sigma_c^u$	-494,97		

## 6.5.2 Критерии прочности плотины

Определив напряжения для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность. Должны выполняться следующие условия:



Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq R_b \cdot \gamma_{cd}, \quad (6.105)$$

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

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

$\sigma_3$  – максимальное главное напряжение;

$R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию, для марки бетона В20  $R_b = 11500$  кН/м<sup>2</sup> по приложению [28];

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

$$1,25 \cdot 1 \cdot (-1253) \leq 0,9 \cdot 11500,$$

$$1566 \leq 10925.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.106)$$

$$-494,97 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w H_d^u, \quad (6.107)$$

$$|-494,97| > 0,25 \cdot 10 \cdot 125,3,$$

$$494,97 > 313,25.$$

В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (6.107)$$

$$-494,97 \leq 0.$$

Так как основание скальное, являющееся прочным, то исключается необходимость проверки условия критерия прочности под всей плотиной.

Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_0]_h, \quad (6.108)$$

где  $[\sigma_0]_h$  – допускаемые напряжения в основании на глубине  $h$  от дна, равное допускаемым напряжениям на сжатие для гранита  $[\sigma_0]_h = [\sigma_0] = 51$  МПа.

$$2117,91 \leq 51000$$

Все условия выполняются.

### 6.5.3 Расчёт устойчивости плотины на плоский сдвиг по основанию

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.109)$$

где  $R$  – сумма удерживающих сил;

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы,  $\gamma_c = 0,95$ ;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок,  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$F$  – сумма сдвигающих сил;

$\gamma_n$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения,  $\gamma_n = 1,25$ .

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (6.110)$$

где  $\gamma'_c$  – коэффициент условия работы,  $\gamma'_c = 0,7$ ;

$\tan \varphi$  – внутреннее трение для грунта основания,  $\tan \varphi = 0,8$ ;

$c$  – сцепление для скалы,  $c = 100$  кН/м<sup>2</sup>;

$\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр,  $\omega = 100$  м<sup>2</sup>.

$$F = T_B - T'_B + W_{волн} + E_H + E_{ав}, \quad (6.111)$$

$$F = 77008,9 - 153,82 + 92,7 + 88,8 + 179,1 = 77216 \text{ кН/м},$$

$$R = 126746,71 \cdot 0,8 + 826,56 \cdot 0,7 + 150 \cdot 100 = 111976 \text{ кН/м},$$

$$\frac{111976 \cdot 0,95}{77216 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$$1,37 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости.

## 6.6 Расчёт длины здания ГЭС

Ширина агрегатного блока при металлической спиральной камере составляет:

$$L_6 = 4,5 \cdot D_1 = 4,5 \cdot 6,3 = 28,4 \approx 30 \text{ м.} \quad (6.112)$$

Длину монтажной площадки принимаем равной длине агрегатного блока  
Длина общего здания ГЭС вычисляется из выражения:

$$L_{\text{ГЭС}} = L_6 \cdot n_a + L_m = 30 \cdot 4 + 30 = 150,0 \text{ м.} \quad (6.113)$$

## 6.7 Расчет пропуска строительных расходов

Глубина реки в нижнем бьефе составляет 3,1 метра; при строительном расходе  $Q_{\text{стр}} = 1267 \text{ м}^3/\text{с}$  полная площадь русла  $\omega_0 = 905,8 \text{ м}^2$ .

После отделения части русла (водосливная часть плотины), площадь суженного русла будет составлять  $\omega_{\text{сж}} = 756,8 \text{ м}^2$ .

Определим бытовую скорость:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_0} = \frac{1267}{905,8} = 1,4 \text{ м/с.} \quad (6.114)$$

Скорость в суженном русле:

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_c} = \frac{1267}{756,8} = 1,67 \text{ м/с,} \quad (6.115)$$

где  $V_0, V_c$  – бытовая скорость реки и скорость в суженном русле соответственно;

$Q_{\text{стр}}$  – принимаем исходя из ежегодной вероятности обеспеченности в зависимости от класса и срока эксплуатации временного гидротехнического сооружения – перемычки ( $P = 5\%$ ),  $Q_{\text{стр}} = 1267 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Повышение уровня определяется по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2g} - \frac{V_0^2}{2g}, \quad (6.116)$$

где  $\varphi$  - коэффициент скорости, принимаем для трапецеидальной перемычки равный 0,8.

$$z = \frac{1}{0,8^2} \cdot \frac{1,67^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,4^2}{2 \cdot 9,81} = 0,12 \text{ м.}$$

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{ВП} = h_{НБ} + z + a = 137,1 + 0,12 + 1 = 138,22 \text{ м,} \quad (6.117)$$

где  $a$  – конструктивный запас, принимают равным 1 метр;

$h_{НБ}$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе при  $Q = 1267 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Пропуск строительных расходов на втором этапе строительства будем проводить сначала через донные, а потом глубинные отверстия водосбросной плотины.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность Охрана окружающей среды**

### **7.1 Охрана труда и техника безопасности**

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК. Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать:

- действующим строительным нормам и правилам (СНиП 2.02.02-85 **ОСНОВАНИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ**);
- нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- требованиям Речного регистра Российской Федерации;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России;
- Государственным стандартам безопасности труда;
- Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;

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

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

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

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки Бурейской ГЭС будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

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

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

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

## **7.2 Пожарная безопасность**

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ,

помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС.

Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего), как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить:

- локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте;
- состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов);
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0,75 часа. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и составов.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Бурейской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- повторные инструктажи, вопросов по пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Бурейской ГЭС предусмотрена система автоматического пожаротушения (АППТ).

### **7.3 Охрана окружающей среды**

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96–ФЗ от 4 мая 1999 г.

Проектируемая Бурейская ГЭС расположена на территории Амурской области. Плотность населения в этом районе Российской Федерации низкая 1.1 чел./км<sup>2</sup>. Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 750 тыс. км<sup>2</sup> при этом затопится 5,5 тыс. га сельхозземель, из них 2,5 тыс. га пашни. Водохранилищем будет затоплено около 64 тыс. га земель, в основном лесных (площадь затопляемых сельхозугодий — 72 га), большая часть которых находится в Хабаровском крае, а также часть железнодорожной ветки Известковая-Чегдомын, соединяющей Транссиб с БАМом. Взамен будет построен обход. На территории затоплению отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты.

Комплекс мероприятий санитарной подготовки территории:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

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

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:



- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

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

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

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

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

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

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

Осуществление строительства Бурейской ГЭС потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы:

- 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования;
- 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства.

Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации.

В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительно-монтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновению в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории, необходимо также предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

В таблице 7.1 представлен план мероприятий по охране окружающей среды.

Таблица 7.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
<b>Раздел I. Охрана атмосферного воздуха</b>		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон от 4 Мая 1999 года №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
<b>Раздел II. Охрана водного бассейна</b>		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
<b>Раздел III. Охрана от промышленных отходов</b>		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии	Федеральный закон от 24 июня 1998 г. N 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства
<b>Раздел IV. Охрана животного мира</b>		
Образование рыбного хозяйства	Федеральной закон от 24.04.1995 N 52-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире».	Эксплуатация

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 8.1.1 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.

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

В таблице 8.1 представлена оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	1340	1340	1340	1340	1340
Число часов использования установленной мощности, часы	4200	4200	4200	4200	4200
Выработка электроэнергии, МВт·ч	5628168	5628168	5628168	5628168	5628168
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	56281,68	56281,68	56281,68	56281,68	56281,68
Объем реализации Электроэнергии, МВт·ч	5571886	5571886	5571886	5571886	5571886
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·ч	1919	1926	1936	1946	1950
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	891, 4	894, 29	898, 93	903, 57	905, 43
НДС к выручке, млн. руб.	135,92	136,42	137,13	137,83	138,12

Выручка растёт, так как растут тарифы на электроэнергию согласно сценарных условий ПАО “Рус Гидро”

## 8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Текущие расходы по гидроузлу состоят из:

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

Для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов используются Единые сценарные условия.

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.

Текущие расходы - это выраженные в денежной форме затраты трудовых, материальных, финансовых и других ресурсов предприятия, связанные с осуществлением его текущей деятельности и возмещаемые в течение одного операционного (производственно-коммерческого) цикла в составе цены продукции. Величину затрат характеризует себестоимость продукции.

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 незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости) 0,08%.

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	107,7	144,32
Прочие	165,3	221,51
Итого по ГЭС		365,83

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	0,02
От 6 до 15 лет	0,027
От 16 до 25 лет	0,035
Свыше 26 лет	0,040

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс. руб/Мвт	181,41
АО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб/Мвт·ч	12,7
АО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб/Мвт·ч	3,68
Итого		197,8

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Бурея составляет 11 рублей. 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.	1454,07	1461,27	1461,27	1461,27	1461,27
Расходы на страхование, млн. руб.	808,23	771,4	734,58	697,75	660,93
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	235,18	364,38	365,83	365,83	365,83
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	76,97	73,47	94,45	89,71	84,98
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	127,16	197,01	197,8	197,8	197,8
Налог на воду, млн. руб.	78,86	137,28	138,93	138,93	138,93
Итого, млн. руб.	2780,46	3004,81	2992,86	2951,3	2909,74

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



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Наибольшую долю занимают амортизационные затраты и расходы на страхование.

### 8.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 11,0 руб.

Наибольшую часть налоговых расходов занимают налоги на прибыль и НДС.

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.	3287,82	3367,4	3390,3	3421,61	3449,52
НДС, млн. руб.	3380,61	3446,48	3461,31	3483,7	3503,04
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	15,24	15,24	15,24	15,24	15,24
Налог на имущество, млн. руб.	683,4	649,78	617,64	585,51	553,37
Итого, млн. руб.	7367,07	7478,9	7484,49	7506,06	7521,16

## 8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является обобщающим показателем производственно-хозяйственной деятельности предприятия. Прибыль вычисляется как разность между суммой реализации и издержками или как разность между рыночной ценой и произведением себестоимости и объем производства.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн. руб.	12197,35	18934,83	19159,56	19235,84	19364,64
Текущие расходы, млн. руб.	2780,46	3004,81	2992,86	2951,3	2909,74
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн. руб.	9416,89	15930,02	16166,71	16284,54	16454,9
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн. руб.	9416,89	15930,02	16166,71	16284,54	16454,9
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	1883,38	3186	3233,34	3256,91	3290,98
НОРАТ (чистая прибыль), млн. руб.	7533,51	12744,01	12933,36	13027,63	13163,92
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

На рисунке 8.2 представлена чистая прибыль в период эксплуатации.



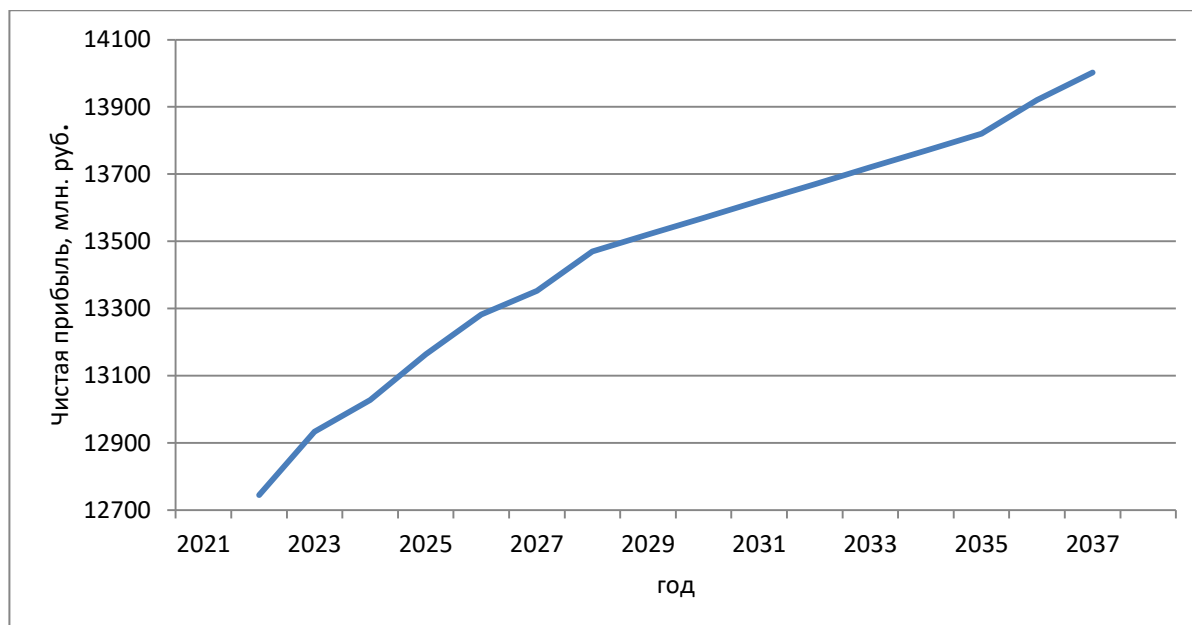


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль

Сумма чистой прибыли увеличивается, так как увеличиваются тарифы на электроэнергию и мощность.

### 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.»).

#### 8.3.1 Методология, исходные данные

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

- Чистый, дисконтированный доход;
- Индекс прибыльности;
- Срок окупаемости.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии 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;

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Бурейской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 квартал 2017 года;
- 3) 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 «Бурейская ГЭС на реке Бурей»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - DPB, лет	6,5
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	43325,92
Индекс прибыльности – PI	2,56
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,248
Удельные капиталовложения, тыс. руб/МВт	66108,21

Проект подлежит внедрению, так как полученные показатели соответствуют 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 бюджет.

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022
В федеральный бюджет, млн. рублей	5,71	10,59	2280,39	6820,95	6968,05
В региональный бюджет, млн. рублей	0,17	182,53	825,16	683,4	649,78
Итого налоговых поступлений, млн. рублей	5,92	193,18	3105,64	7504,44	7617,92

Сумма налогов в региональный и федеральный бюджеты растёт, так как увеличивается выручка предприятия.

#### 8.4 Анализ чувствительности

Одной из задач анализа проекта является – определение предельных значений отклонения параметров проекта от заданных значений, при которых проект остается эффективным (анализ чувствительности показателей эффективности к изменению параметров проекта). В качестве анализируемого показателя обычно выступает PI (индекс рентабельности), а в качестве параметров:

- а) объема инвестиций;
- б) цены сбыта;
- в) ставки дисконтирования.

Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

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

Чем шире диапазон параметров, в котором показатели эффективности остаются в пределах приемлемых значений, тем выше запас прочности проекта, тем лучше он защищен от колебаний различных факторов, оказывающих влияние на результаты реализации проекта.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение индекса рентабельности в зависимости от изменения объема инвестиций показано на рисунке 8.3.

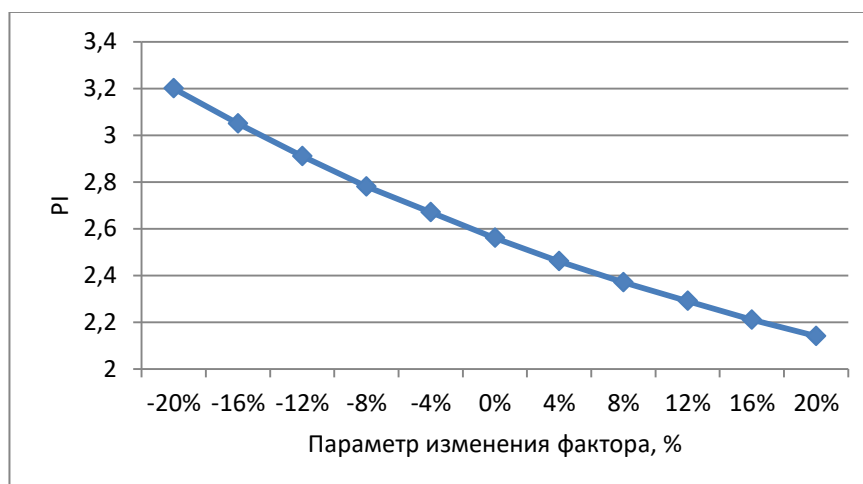


Рисунок 8.3-Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций влечёт уменьшение величины PI.  
Это также вытекает из формулы:

$$PI = \frac{NPV}{IC}, \quad (8.1)$$

где NPV - чистая дисконтированная прибыль от будущих вложений;

IC – первоначальные средства, которые были инвестированы для старта проекта.

Изменение индекса рентабельности в зависимости от изменения цены сбыта показано на рисунке 8.4.

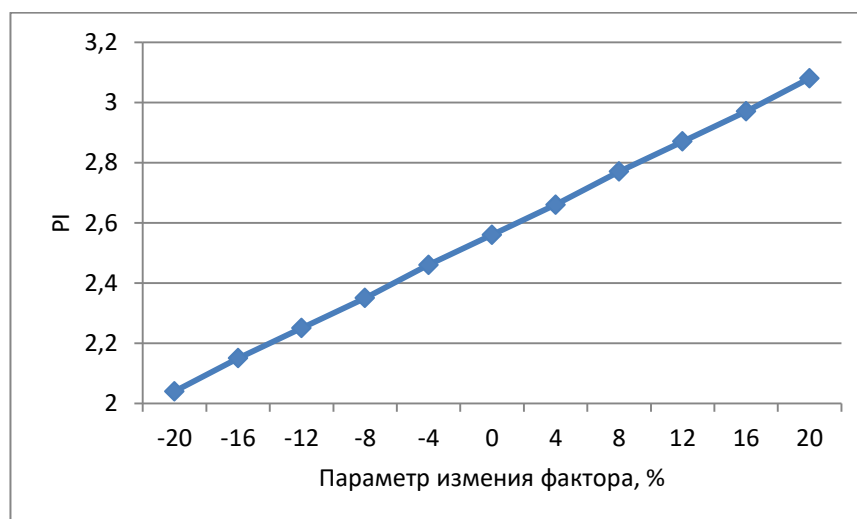


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта ведёт к увеличению величины PI.

Изменение индекса рентабельности в зависимости от изменения ставки дисконтирования показано на рисунке 8.5.

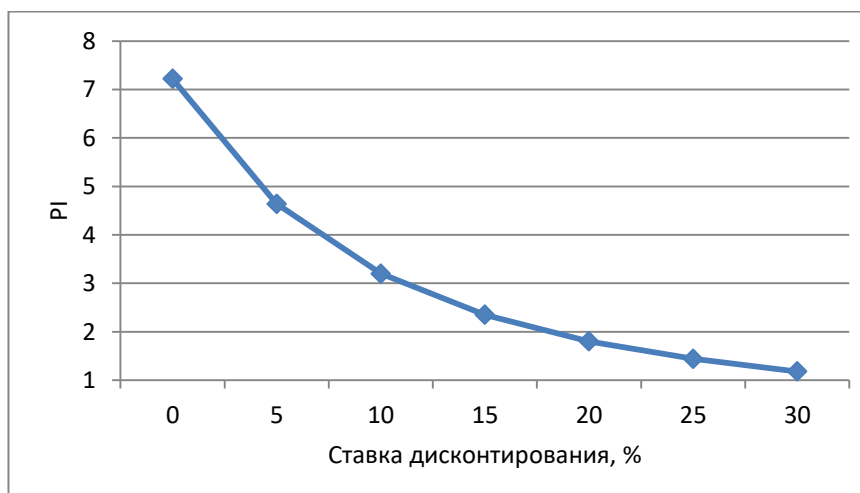


Рисунок 8.5-Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования влечёт к уменьшению величины PI.

## **9 Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка схемы для проектируемой ГЭС**

### **9.1 Состав и режимы работы системы оперативного постоянного тока**

Система оперативного постоянного тока включает следующие оборудование и устройства:

- аккумуляторные батареи;
- устройства заряда-подзаряда;
- устройства стабилизации напряжения;
- преобразователи напряжения;
- распределительные щиты и панели с защитной и коммутационной аппаратурой;
- устройства контроля и автоматики;
- силовые и контрольные кабели.

Нагрузки системы оперативного постоянного тока могут быть отнесены к трем видам:

- постоянная – соответствует току, потребляемому в нормальном режиме работы, и остающаяся неизменной в течение режима аварийного разряда;
- временная – соответствует току, потребляемому при аварийном исчезновении переменного напряжения в системе собственных нужд станции, и характеризует установившийся режим аварийного разряда;
- толчковая – нормируется кратковременным увеличением тока потребителей на величину 70 ампер длительностью до 1 секунды. Превышение установленных значений тока и длительности толчковой нагрузки допускается при обосновании, выполняемом при разработке проекта СОПТ.

Нормальный режим – режим обеспечения питания потребителей СОПТ при нормальном режиме работы системы собственных нужд переменного тока станции и исправности зарядно-подзарядных устройств и цепей их питания. Аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда.

Аварийный режим – режим, возникающий при нарушении нормального режима работы всей или части СОПТ, связанный с повреждением оборудования СОПТ, ухудшением качества электроснабжения или перерывом электроснабжения потребителей СОПТ.

Режим аварийного разряда – режим обеспечения питания потребителей СОПТ при аварийном исчезновении переменного напряжения в системе собственных нужд переменного тока станции. Режим аварийного разряда является расчётным при обосновании конфигурации схемы и выборе технических характеристик оборудования СОПТ.

### **9.2 Принципы построения и требования к схемам СОПТ**

Построение схемы электрических соединений СОПТ осуществляется в комплексе с компоновкой электрооборудования, выбором источников питания,

защитной аппаратуры и кабелей с учетом конфигурации существующих (при реконструкции) либо проектируемых кабельных трасс.

Конфигурация схемы электрических соединений проектируемой либо реконструируемой СОПТ определяется следующими требованиями:

- обеспечение требуемого уровня напряжений у потребителей как в нормальном режиме работы, так и в режиме аварийного разряда;
- возможность выполнения селективной защиты питания потребителей СОПТ от металлических и дуговых КЗ;
- обеспечение возможности нормальной эксплуатации и технического обслуживания аккумуляторных батарей и цепей вводов рабочего и резервного питания ЩПТ без потери питания потребителей СОПТ;
- обеспечение возможности проведения ремонтных и регламентных работ без ограничения режимов работы основного оборудования;
- при реконструкции СОПТ схема электрических соединений и применяемое оборудование должны обеспечить возможность поэтапной реконструкции без ограничения режимов работы основного оборудования;
- схема электрических соединений СОПТ должна быть проста и наглядна.

Варианты схем распределительных панелей ЩПТ приведены на рисунке Ж.1.

В распределительных панелях устанавливаются защитные и коммутационные аппараты цепей питания потребителей СОПТ, а также следующие устройства:

- устройство контроля напряжения;
- устройство контроля положения коммутационных аппаратов;
- устройство мигающего света (при необходимости);
- устройство контроля изоляции;
- устройство защиты от перенапряжений.

Для защиты от перенапряжений используются силовые диоды класса 10 и выше с номинальным током 200 ампер и более. Защитный аппарат в цепи защиты от перенапряжений должен иметь номинальный ток не менее 100 ампер.

Структурная схема проектируемой ГЭС СОПТ, включающая следующие элементы:

- две аккумуляторные батареи;
- две панели ввода питания ПВ-1, ПВ-2;
- рабочие зарядно-подзарядное устройство для каждой АБ и одно резервное;
- стабилизаторы в цепи ввода рабочего питания каждого ЩПТ.

Использование в цепях вводов рабочего питания ЩПТ стабилизаторов позволяет применять схему при наличии значительных толчковых нагрузок либо протяженных цепей питания потребителей.

Емкость каждой из аккумуляторных батарей рассчитана на суммарную нагрузку потребителей СОПТ в режиме аварийного получасового разряда, что позволяет обеспечить режим нормальной эксплуатации аккумуляторных

батарей и оборудования панелей вводов рабочего питания с использованием цепи взаиморезервирования.

При компоновке оборудования, предусмотренного структурной схемой, расположение панелей ЩПТ, стабилизаторов и зарядно-подзарядных устройств планируется двурядное расположение в пределах одного электротехнического помещения вблизи аккумуляторных батарей.

Структурная схема СОПТ позволяет использовать любой рабочий зарядно-подзарядный агрегат для заряда любой батареи. Резервный зарядно-подзарядный агрегат может резервировать любой из рабочих агрегатов.

В нормальном режиме питание сети аварийно-эвакуационного освещения осуществляется от общестанционных секций распределительного устройства собственных нужд 0,4 киловольт, а при аварийном исчезновении напряжения в сети собственных нужд переменного тока станции (в режиме аварийного разряда) питание сети аварийно-эвакуационного освещения переводится действием АВР на питание от стационарных аккумуляторных батарей сети оперативного постоянного тока, обеспечивая минимальную требуемую освещенность в течение режима аварийного получасового разряда.

Питание сети аварийного освещения осуществляется от панели аварийного освещения, схема которой приведена на рисунке Ж.2.

### **9.3 Требования к аккумуляторным батареям**

Основными требованиями, предъявляемыми к аккумуляторным батареям, являются высокая надёжность и способность аккумуляторной батареи обеспечивать требуемую разрядную ёмкость и достаточный уровень напряжения у потребителей (не менее  $0,8 \cdot U_{ном}$ ) в течение всего срока эксплуатации, а так же длительный (не менее 20 лет) срок службы. Для батарей, применяемых в сети оперативного постоянного тока на базе шкафов управления оперативным током, допускается снижение срока эксплуатации до 10 лет.

На ГЭС рекомендуется применять аккумуляторные батареи с пластинами большой поверхности типа GroE, имеющие срок эксплуатации не менее 25 лет, малое внутреннее сопротивление и большие значения допустимого тока разряда, как при продолжительных разрядах, так и при толчковых нагрузках.

Требуемое количество аккумуляторных батарей определяется:

- количеством и мощностью потребителей СОПТ;
- компоновкой потребителей СОПТ;
- возможностью выполнения селективной защиты цепей питания потребителей СОПТ от металлических и дуговых коротких замыканий;
- возможностью обеспечения требуемого уровня напряжений у потребителей в нормальном и аварийных режимах;
- требованием обеспечения возможности нормальной эксплуатации аккумуляторной батареи и цепей ввода рабочего и резервного питания щита постоянного тока.

Режим нормальной эксплуатации подразумевает возможность организации регламентных и ремонтных работ по обслуживанию аккумуляторной батареи и цепей вводов рабочего и резервного питания щита постоянного тока без потери или снижения надёжности питания потребителей сети оперативного постоянного тока. Для обеспечения такого режима необходимо не менее двух аккумуляторных батарей, работающих в режиме взаиморезервирования, при котором в случае вывода на ремонт или обслуживание одной из батарей, оставшаяся в работе батарея должна обеспечить питание потребителей сети оперативного постоянного тока как в нормальном режиме, так и в режиме аварийного разряда.

### 9.3.1 Выбор аккумуляторной батареи по номограммам с учётом стабилизатора

Выбор аккумуляторной батареи с учётом устройств стабилизации напряжения проведём для графика нагрузки представленном на(рисунке 9.1).

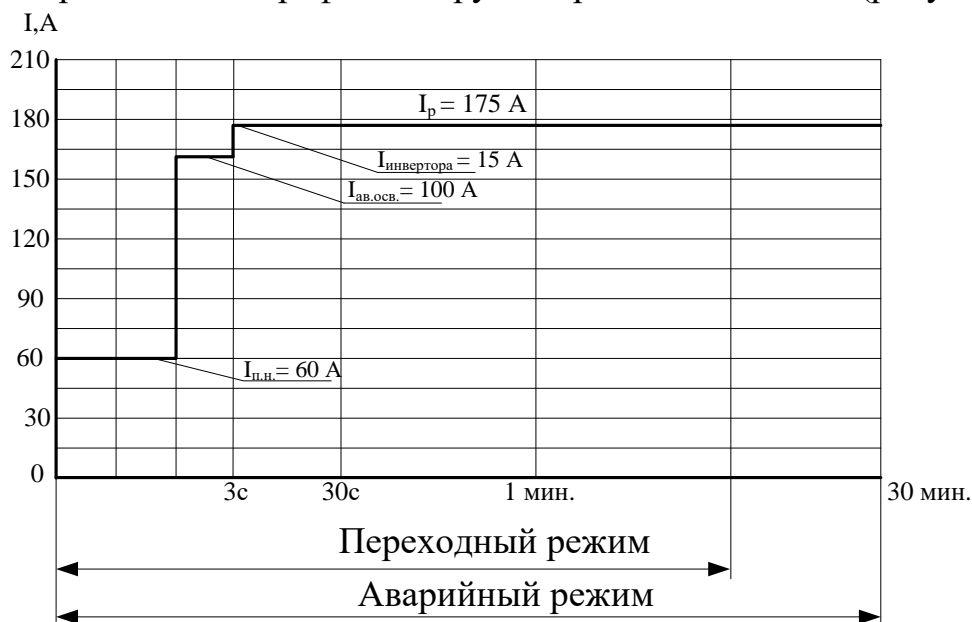


Рисунок 9.1 – Графика нагрузки

Средства РЗАиПА потребляют 60 ампер. Аварийное освещение потребляет 100 ампер. Нагрузка инвертора составляет 15ампер.

В итоге ток разряда составляет 175ампер в течении 30 минут, а толчок тока  $I_T$  отсутствует, так как на проектируемой ГЭС не планируется установка электро-магнитных устройств отключения.

С учётом включения в цепь питания стабилизатора ток разряда составит:

$$I_p = 175 \cdot 1,25 = 218,8 \text{ A}$$

В соответствии с условиями работы устройства стабилизатора напряжение на входе устройства должно быть не менее 176 вольт. Таким



образом, минимально допустимое напряжение на элементе аккумуляторной батареи (при 102 рабочих элементах) составит 1,73 вольта.

Для выбора аккумуляторной батареи принимаем минимально допустимое напряжение на элементе 1,75 вольта.

На рисунке 9.2 представлены разрядные характеристики пластины GroE 100.

Отмечаем уровень минимально допустимого напряжения 1,75 вольта как показано на рисунке 9.2.

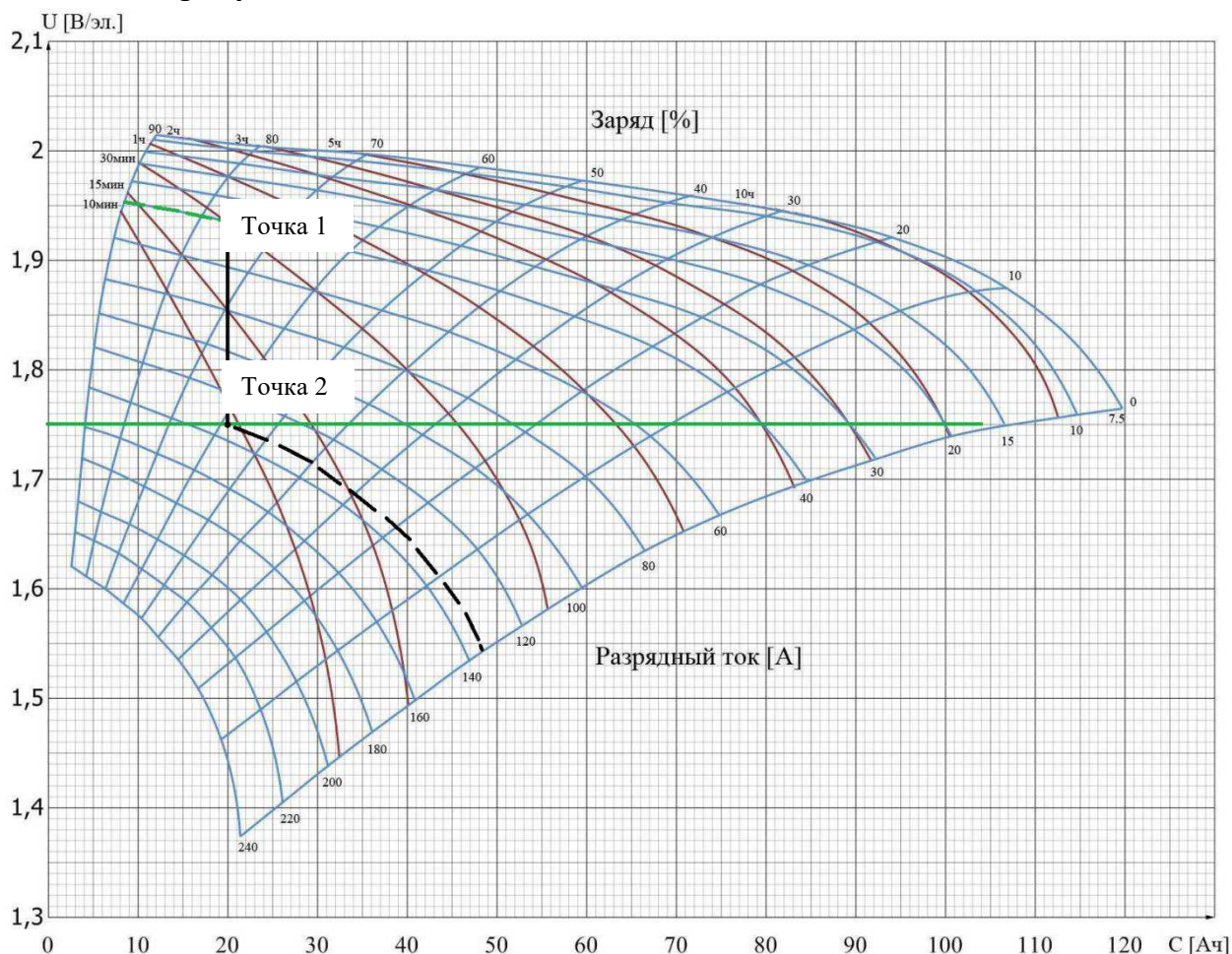


Рисунок 9.2 – Разрядные характеристики пластины GroE 100

Примем ток на пластину равным 40 ампер. Найдем точку пересечения 30-минутной кривой разряда и кривой разряда постоянным током 40 ампер (точка 1 рисунок 9.2).

При разряде током 40 ампер в течение 0,5 часа с пластины снимается ёмкость:

$$40 \cdot 0,5 = 20 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

Определим количество пластин аккумуляторной батареи:

$$218,8 / 40 = 5,47 = 6 \text{ пластин.}$$

Проведем линию из точки 1 до пересечения с уровнем минимального напряжения на элементе 1,75 вольта – точка 2. Ток на одну пластину при этом будем равен приблизительно 135ампер.

По результатам проведенных расчётов примем аккумуляторную батарею типа 6 GroE 600.

#### **9.4 Зарядно-подзарядные устройства**

Зарядно-подзарядные устройства предназначены для:

- обеспечения подзаряда аккумуляторной батареи при постоянном стабилизированном напряжении поддерживающего заряда, рекомендованном производителем аккумуляторной батареи, обеспечивающим компенсацию потерь ёмкости, вследствие саморазряда или кратковременных разрядов. При нормальном режиме работы сети оперативного постоянного тока зарядно-подзарядные устройства обеспечивают питание постоянной нагрузки сети;

- обеспечение заряда аккумуляторной батареи любым из разрешенных производителем аккумуляторов способом, включая уравнивательный и ускоренный заряд.

Количество зарядно-подзарядных и подзарядных агрегатов определяется количеством аккумуляторных батарей и их компоновкой.

Питание зарядно-подзарядных и подзарядных устройств осуществляется от общестанционных секций распределительного устройства собственных нужд 0,4 киловольт. Зарядно-подзарядные и подзарядные устройства автоматически включаются в случае восстановления питания со стороны переменного напряжения и продолжают работу в изначально установленном режиме.

Питание взаиморезервирующих зарядно - подзарядных устройств необходимо осуществлять от разных секций щита собственных нужд 0,4 киловольт.

#### **9.5 Распределительные щиты и шкафы системы оперативного постоянного тока**

Щит постоянного тока предназначен для подключения источников питания, устройств стабилизации напряжения и распределения электроэнергии по группам электроприемников сети оперативного постоянного тока.

Шкафы щитов постоянного тока должны удовлетворять следующим требованиям:

- количество щитов постоянного тока на ГЭС должно быть равно числу аккумуляторных батарей;

- в пределах каждого щита постоянного тока должно обеспечиваться размещение коммутационных и защитных аппаратов, устройств контроля изоляции, устройств мониторинга, устройств защиты от перенапряжений, местной сигнализации, рядов клемм для присоединения кабельных линий;

- размещение аппаратуры и рядов клемм в шкафах щита постоянного тока должно обеспечивать возможность свободного доступа к любому из них для замены, выполнения ремонтных работ и работ по техническому обслуживанию;
- щит постоянного тока должен размещаться в шкафах двухстороннего обслуживания, иметь открывающиеся дверцы на лицевой и тыльной стороне, позволяющие выполнять технический контроль и оперативное управление;
- электрические соединения аппаратов внутри щита должны быть выполнены изолированными проводами с медными жилами и медными шинами;
- на щите постоянного тока должны быть применены коммутационные устройства, предназначенные для выполнения операций под нагрузкой и позволяющие выполнять операции включения отключения без дополнительных защитных средств;
- применяемая защитная аппаратура, как правило, должна быть стационарного или втычного исполнения;
- измерительная аппаратура, аппаратура управления и сигнализации должны быть установлены на дверях шкафа;

## **9.6 Расчет токов короткого замыкания схемы сети оперативного постоянного тока**

Расчёт токов короткого замыкания в цепях системы оперативного постоянного тока производится с целью выбора электрооборудования по условиям термической и электродинамической стойкости, отключающей способности, а так же с целью определения параметров настройки защит и защитных аппаратов, установленных в сети.

В цепях постоянного тока станций возможны как металлические, так и дуговые короткие замыкания.

Наиболее вероятным видом короткого замыкания является дуговое. Определение параметров настройки защиты и защитных аппаратов следует производить по значению тока дугового короткого замыкания в конце защищаемого участка сети.

Выбор типа защиты или защитного аппарата зависит от характера нагрузки и степени ответственности защищаемой сети, а также от схемы электрических соединений.

### **9.6.1 Расчет токов короткого замыкания схемы СОПТ проектируемой ГЭС**

Проектируемая схема электрических соединений сети оперативного постоянного тока ГЭС, состоит из щита постоянного тока, состоящая из двух секций и питающихся от двух аккумуляторных батарей 6 GroE-600 с разрядной емкостью 600 А·ч, состоящих из 102 рабочих элементов каждая.

Для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей в цепях ввода рабочего питания ЩПТ установлены стабилизаторы на номинальный ток 600А.

От шин ЩПТ питается постоянная нагрузка, аварийное освещение, устройства связи.

График работы потребителей системы постоянного тока ГЭС при аварийном получасовом разряде в режиме взаиморезервирования приведен на рисунке 9.1.

Сопротивления питающих кабелей необходимые для расчета токов короткого замыкания определяем по формуле, учитывая, что длина кабеля удваивается для учета сопротивления суммарной длины проводника в цепи КЗ:

$$R = \rho \frac{l}{S} \cdot 10^3, \quad (9.1)$$

где R – сопротивление;

$\rho$  - удельное сопротивление, для меди  $\rho = 0,0172 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ,

$l$  – длина;

S – сечение.

$$R_{1,20} = 0,0172 \cdot 2 \cdot 30 / 240 = 4,3 \text{ мОм},$$

$$R_{2,21} = 0,0172 \cdot 2 \cdot 15 / 95 = 5,4 \text{ мОм},$$

$$R_{3,22} = 0,0172 \cdot 2 \cdot 20 / 95 = 7,2 \text{ мОм},$$

$$R_{4,5,23,24} = 0,0172 \cdot 5 / 120 = 0,7 \text{ мОм},$$

$$R_{6,7,8} = 0,0172 \cdot 2 \cdot 10 / 240 = 1,4 \text{ мОм},$$

$$R_{9,10,11,12,13,14} = 0,0172 \cdot 2 \cdot 70 / 95 = 25,3 \text{ мОм},$$

$$R_{15,16,17,18} = 0,0172 \cdot 2 \cdot 70 / 35 = 68,8 \text{ мОм},$$

$$R_{19} = 0,0172 \cdot 2 \cdot 50 / 16 = 107,5 \text{ мОм}.$$

Определим внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи 6 GroE 600 состоящей из 102 элементов.

Номинальное сопротивление одного элемента АБ 6 GroE 600 по данным производителя равно 0,15 мОм.

Внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи составит:

$$R_{\text{АБ}} = 0,15 \cdot 102 = 15,3 \text{ мОм}.$$

В режиме аварийного получасового разряда с учетом использования в цепи ввода рабочего питания стабилизатора, ток в цепи аккумуляторной батареи составит:

$$I'_{AB} = 175 \cdot 1,25 = 218,8 \text{ А.}$$

При таком значении тока разряда за 30 минут будет израсходовано 136,75 А·ч, что составляет 23% номинальной разрядной емкости. При этом в соответствии с графиком [34, стр. 92] внутреннее сопротивление увеличится в 1,05 раз и составит 16,07 мОм.

Определим значение тока металлического короткого замыкания в точке К-1 на входе стабилизатора по формуле :

$$I_{KM} = \frac{U_{ВЫХ} \cdot 10^3}{R'_{K\Sigma}}, \quad (9.2)$$

$$\text{где } R_{\Sigma} = R'_{аб} + R_1 + R_{ПК} = 16,07 + 4,3 + 4 = 24,37 \text{ мОм,} \quad (9.3)$$

где  $R_{каб}$  – активное сопротивление кабеля;

$R_{AB}$  – внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи;

$R_{п.к.}$  – активное сопротивление разъединяющихся контактов защитных и коммутационных аппаратов принимается равным 1 мОм;

$$I_{KM} = \frac{1,95 \cdot 102 \cdot 10^3}{24,52} = 8112 \text{ А}$$

Определим среднее амплитудное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-1 по формуле:

$$I_{к.д.а.} = I_{к.м.} \cdot K_{д.а.}, \quad (9.4)$$

где  $K_{д.а.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.а.} = 0,56$  [34, стр. 96].

$$I_{к.д.а.} = 8112 \cdot 0,56 = 4543 \text{ А}$$

Определим среднее среднеквадратичное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-1 по формуле:

$$I_{к.д.ср.} = I_{к.м.} \cdot K_{д.ср.}, \quad (9.5)$$

где  $K_{д.ср.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.ср.} = 0,477$  [34, стр. 95].

$$I_{к.д.ср.} = 8112 \cdot 0,477 = 3869 \text{ А}$$

Определим значение тока металлического короткого замыкания в точке К-2 по формуле (9.2):

$$I_{\text{км}} = \frac{1,95 \cdot 102 \cdot 10^3}{33,77} = 5890 \text{ А},$$

$$\text{где } R_{\Sigma} = R_{\text{аб}} + R_1 + R_2 + R_{\text{пк}} = 16,07 + 4,3 + 5,4 + 8 = 33,77 \text{ мОм}. \quad (9.6)$$

Определим среднее амплитудное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-2 по формуле (9.4):

$$I_{\text{к.д.а.}} = 5890 \cdot 0,57 = 3357 \text{ А},$$

где  $K_{\text{д.а.}}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{\text{д.а.}} = 0,57$  [34, стр. 96].

Определим среднее среднеквадратичное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-2 по формуле (9.5):

$$I_{\text{к.д.ср.}} = 5890 \cdot 0,482 = 2839 \text{ А},$$

где  $K_{\text{д.ср.}}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{\text{д.ср.}} = 0,482$  [34, стр. 95].

Определим значение тока металлического короткого замыкания в точке К-3 по формуле:

$$I_{\text{км}} = \frac{E_{\text{расч}} \cdot n - E_{\text{п}}}{R_{\text{к.}\Sigma}}, \quad (9.7)$$

где  $E_{\text{п}}$  – внутренние потери ЭДС стабилизатора, равные от 1 до 2 В.

$$R_{\Sigma} = R_{\text{аб}} + R_1 + R_4 + R_5 + R_6 + R_{\text{пк}}, \quad (9.8)$$

$$R_{\Sigma} = 16,07 + 4,3 + 0,7 + 0,7 + 1,4 + 10 = 33,17 \text{ мОм},$$

$$I_{\text{км}} = \frac{(1,95 \cdot 102 - 1,5)10^3}{33,17} = 5951 \text{ А}.$$

Определим среднее амплитудное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-3 по формуле (9.4):

$$I_{\text{к.д.а.}} = 5951 \cdot 0,57 = 3392 \text{ А},$$

где  $K_{\text{д.а.}}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{\text{д.а.}} = 0,57$  [34, стр. 96].

Определим среднее среднеквадратичное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-3 по формуле (9.5):

$$I_{к.д.ср.} = 5951 \cdot 0,482 = 2868 \text{ А,}$$

где  $K_{д.ср.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.ср.} = 0,482$  [34, стр. 95].

Определим значение тока металлического короткого замыкания в точке К-4 по формуле (9.7):

$$\text{где } R_{\Sigma} = R_{аб} + R_1 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7 + R_{пк}, \quad (9.9)$$

$$R_{\Sigma} = 16,07 + 4,3 + 0,7 + 0,7 + 1,4 + 1,4 + 14 = 38,57 \text{ мОм,}$$

$$I_{км} = \frac{(1,95 \cdot 102 - 1,5)10^3}{38,57} = 5118 \text{ А.}$$

Определим среднее амплитудное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-4 по формуле (9.4):

$$I_{к.д.а.} = 5118 \cdot 0,574 = 2938 \text{ А,}$$

где  $K_{д.а.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.а.} = 0,574$  [34, стр. 96].

Определим среднее среднеквадратичное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-4 по формуле (9.5):

$$I_{к.д.ср.} = 5118 \cdot 0,484 = 2477 \text{ А,}$$

где  $K_{д.ср.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.ср.} = 0,484$  [34, стр. 95].

Определим значение тока металлического короткого замыкания в точке К-5 по формуле (9.7):

$$I_{км} = \frac{(1,95 \cdot 102 - 1,5)10^3}{43,97} = 4489 \text{ А,}$$

$$\text{где } R_{\Sigma} = R_{аб} + R_1 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7 + R_8 + R_{пк}, \quad (9.10)$$

$$R_{\Sigma} = 16,07 + 4,3 + 0,7 + 0,7 + 1,4 + 1,4 + 1,4 + 18 = 43,97 \text{ мОм.}$$

Определим среднее амплитудное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-5 по формуле (9.4):

$$I_{к.д.а.} = 4489 \cdot 0,581 = 2608 \text{ А,}$$

где  $K_{д.а.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.а.} = 0,581$  [34, стр. 96].

Определим среднее среднеквадратичное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-5 по формуле (9.5):

$$I_{к.д.ср.} = 4489 \cdot 0,487 = 2186 \text{ A,}$$

где  $K_{д.ср.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.ср.} = 0,487$  [34, стр. 95].

Определим значение тока металлического короткого замыкания в точке К-6 по формуле (9.7):

$$I_{км} = \frac{(1,95 \cdot 102 - 1,5)10^3}{207,17} = 953 \text{ A,}$$

$$\text{где } R_{\Sigma} = R_{аб} + R_1 + R_4 + R_5 + R_6 + R_{10} + R_{11} + R_{12} + R_{13} + R_{18} + R_{пк}. \quad (9.11)$$

$$R_{\Sigma} = 16,07 + 4,3 + 0,7 + 0,7 + 1,4 + 25,3 + 25,3 + 25,3 + 25,3 + 68,8 + 14 = 207,17 \text{ МОм.}$$

Определим среднее амплитудное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-6 по формуле (9.4):

$$I_{к.д.а.} = 953 \cdot 0,69 = 658 \text{ A,}$$

где  $K_{д.а.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.а.} = 0,69$  [34, стр. 96].

Определим среднее среднеквадратичное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-6 по формуле (9.5):

$$I_{к.д.ср.} = 953 \cdot 0,535 = 510 \text{ A,}$$

где  $K_{д.ср.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.ср.} = 0,535$  [34, стр. 95].

Определим значение тока металлического короткого замыкания в точке К-7 по формуле (9.7):

$$I_{км} = \frac{(1,95 \cdot 102 - 1,5)10^3}{62,47} = 3160 \text{ A,}$$

$$\text{где } R_{\Sigma} = R_{аб} + R_1 + R_4 + R_5 + R_6 + R_9 + R_{пк}, \quad (9.12)$$

$$R_{\Sigma} = 16,07 + 4,3 + 0,7 + 0,7 + 1,4 + 25,3 + 14 = 62,47 \text{ МОм.}$$

Определим среднее амплитудное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-7 по формуле (9.4):

$$I_{к.д.а.} = I_{к.м.} \cdot K_{д.а.} = 3160 \cdot 0,595 = 1880 \text{ A,}$$

где  $K_{д.а.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.а.} = 0,595$  [34, стр. 96].

Определим среднее среднеквадратичное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-7 по формуле (9.5):



$$I_{к.д.ср.} = 3160 \cdot 0,493 = 1558 \text{ А,}$$

где  $K_{д.ср.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.ср.} = 0,493$  [34, стр. 95].

Определим значение тока металлического короткого замыкания в точке К-8 по формуле (9.7):

$$I_{км} = \frac{(1,95 \cdot 102 - 1,5)10^3}{169,97} = 1161 \text{ А,}$$

$$\text{где } R_{\Sigma} = R_{аб} + R_1 + R_4 + R_5 + R_6 + R_9 + R_{шк}, \quad (9.13)$$

$$R_{\Sigma} = 16,07 + 4,3 + 0,7 + 0,7 + 1,4 + 25,3 + 107,5 + 14 = 169,97 \text{ мОм.}$$

Определим среднее амплитудное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-8 по формуле (9.4):

$$I_{к.д.а.} = 1161 \cdot 0,67 = 778 \text{ А,}$$

где  $K_{д.а.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.а.} = 0,67$  [34, стр. 96].

Определим среднее среднеквадратичное значение тока дугового короткого замыкания в точке К-8 по формуле (9.5):

$$I_{к.д.ср.} = 1161 \cdot 0,527 = 612 \text{ А,}$$

где  $K_{д.ср.}$  – значения дугового коэффициента,  $K_{д.ср.} = 0,527$  [34, стр. 95].

### **9.6.2 Выбор защитных аппаратов в цепях вводов рабочего и резервного питания ЩПТ (автоматические выключатели QF-1.2)**

В соответствии с графиком аварийного получасового разряда  $I_{расч}=f(t)$ , а также с учетом использования в цепи ввода рабочего питания устройства стабилизации, ток в цепи ввода рабочего питания ЩПТ составил 218,8 ампер. При этом значении  $I_{вкл}$  ток на входе стабилизатора составит:

$$I_{вкл} = 175 \cdot 1,25 = 218,8 \text{ А.}$$

Суммарный ток в цепи ввода рабочего питания:

$$I_T = 218,8 + 218,8 = 438 \text{ А.}$$

Применим в качестве защитных аппаратов в цепях вводов рабочего и резервного питания щита постоянного тока специально разработанный для этих целей автоматический выключатель ВА55-41 с полупроводниковым

расцепителем МРТ-8. Предельная коммутационная способность этого выключателя 100 килоампер значительно превосходит предельные значения токов металлического короткого замыкания в системах постоянного тока станций и в проверке не нуждается. В соответствии с [34, формула 14.1] при токе в цепи ввода рабочего питания  $I_{AB}=218,8A$  может быть выбран выключатель с номинальным током максимального расцепителя  $I_{ном}=300 A$  и уставкой номинального тока расцепителя краткой  $I_{ном}-1,0$ .

Для того чтобы расцепитель с независимой от тока характеристикой времени срабатывания не сработал в соответствии с условием [34, формула 14.2] Стандарта:

$$I_{отс} \geq K_n \cdot K_p \cdot I_{пер}, \quad (9.14)$$

где  $K_n$  – коэффициент запаса,  $K_n=1,1$ ;

$K_p$  – коэффициент разброса,  $K_p=1,2$ .

$$I_{отс} \geq 438 \cdot 1,1 \cdot 1,2 = 578A$$

Установленный в цепи ввода рабочего питания щита постоянного тока автоматический выключатель должен обеспечить отключение дугового КЗ на шинах второй секции в соответствии с условием [34, формула 14.3] Стандарта:

$$I_{отс} \leq \frac{I_{к.д.а.}}{K_3 \cdot K_p}, \quad (9.15)$$

$$I_{отс} \leq \frac{3392}{1,1 \cdot 1,2} A,$$

$$I_{отс} \leq 2570 A.$$

Таким образом, расцепитель с независимой от тока характеристикой времени срабатывания - отсечка выключателя QF-1.2 должна быть откалибрована на срабатывание в диапазоне:

$$578 A < I_{отс} < 2570 A. \quad (9.16)$$

Уставка по времени срабатывания выключателя ввода резервного питания принимается равной 4 секунды при пятикратной (по отношению к уставке тока расцепителя) перегрузке.

Уставка по времени срабатывания в зоне токов перегрузки расцепителя выключателя ввода рабочего питания принимается равной 8 секунд при пятикратной (по отношению к уставке тока расцепителя) перегрузке.

### 9.6.3 Выбор защитных аппаратов в цепи питания и присоединений системы начального возбуждения

Примем, что ток нагрузки в цепи выключателя SF-1 ÷ SF-4 составляет 25 ампер. Суммарный ток нагрузки в цепи выключателя QF-2.5 составит 100 ампер.

В качестве защитных аппаратов в цепях питания присоединений системы начального возбуждения применим автоматические выключатели S290 с характеристикой комбинированного расцепителя типа С на номинальные токи 25 ампер.

Номинальная отключающая способность этих выключателей 6 кВ превышает и значение тока металлического короткого замыкания на шинах 1 секции  $I_{к.м}=5951$  А (точка К-3) и значение тока металлического короткого замыкания на самой удалённой системе начального возбуждения Г№4  $I_{к.м}=953$  А (точка К-6). В соответствии с техническими характеристиками фирмы-производителя (ABB) внутреннее сопротивление (1 полюс) выключателей составляет: 4мОм. Учитывая, что внутреннее сопротивление выключателей изменилось несильно по отношению к общему сопротивлению цепи, перерасчёт производить не будем, т.к. токи изменятся на незначительную величину и в меньшую сторону.

Кратность тока срабатывания расцепителей с независимой от тока времени срабатывания (отсечки) выключателя S290 составит  $I_{отс}=(5÷10) I_{ном}$ .

Для выбранных выключателей значения тока  $I_{отс}$  составит:

$$I_{отс} = 125 ÷ 250 \text{ А.}$$

При расчетных значениях токов дугового короткого замыкания в точке К-6 и диапазонах возможных значений токов срабатывания мгновенных расцепителей примененных автоматических выключателей условие [34, формула 6.7] Стандарта обеспечивается с большим запасом:

$$I_{отс} \leq \frac{658}{1,1 \cdot 1,2} \text{ А.}$$

$$I_{отс} \leq 498 \text{ А.}$$

### 9.6.4 Выбор защитных аппаратов в цепи питания и присоединений панели питания оперативного тока

Примем, что ток нагрузки каждой панели составляет 15 ампер. Суммарный ток нагрузки в цепи выключателя QF-2.3 составит 60 ампер.

В качестве защитных аппаратов в цепях питания присоединений системы начального возбуждения применим автоматические выключатели S230-С с характеристикой комбинированного расцепителя типа В на номинальные токи 15ампер.

Номинальная отключающая способность этих выключателей 6 кВ превышает и значение тока металлического короткого замыкания на шинах токопровода  $I_{к.м}=3160$  А (точка К-7) и значение тока металлического короткого замыкания на панели питания оперативного тока  $I_{к.м}=1161$  А (точка К-8). В соответствии с техническими характеристиками фирмы-производителя (ABB) внутреннее сопротивление (1 полюс) выключателей составляет: 9 мОм. Учитывая, что внутреннее сопротивление выключателей изменилось несильно по отношению к общему сопротивлению цепи, перерасчет производить не будем, т.к. токи изменятся на незначительную величину и в меньшую сторону.

Кратность тока срабатывания расцепителей с независимой от тока времени срабатывания (отсечки) выключателя S290 составит  $I_{отс}=(5\div 10) I_{ном}$ .

Для выбранных выключателей значения тока  $I_{отс}$  составит:

$$I_{отс} = 75\div 150 \text{ А.}$$

При расчетных значениях токов дугового короткого замыкания в точке К-7 и диапазонах возможных значений токов срабатывания мгновенных расцепителей примененных автоматических выключателей условие [34, формула 6.7] Стандарта обеспечивается с большим запасом:

$$I_{отс} \leq \frac{778}{1,1 \cdot 1,2} = 589 \text{ А.}$$

## 9.7 Силовые и контрольные кабели

Для питания потребителей системы постоянного тока, включая цепи вводов рабочего питания щита постоянного тока от аккумуляторной батареи, следует использовать кабели с медными жилами и изоляцией из не поддерживающего горение поливинилхлоридного пластика.

Сечение жил кабеля выбирается с учетом следующих требований:

- сечение жил кабеля должно обеспечивать возможность длительного протекания рабочего тока нагрузки;
- сечение жил кабеля должно быть достаточным для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей в конце режима аварийного разряда;
- сечение кабеля в сочетании с характеристиками защитных аппаратов должно обеспечивать защиту цепи от дуговых короткого замыкания с сохранением термической стойкости кабеля допускающей его дальнейшую эксплуатацию.

Расчетными условиями при определении термической стойкости кабеля является металлическое короткое замыкание в конце кабельной линии при нормальном режиме работы сети оперативного постоянного тока, отключаемое защитным аппаратом, установленным в начале цепи с учетом полного времени отключения этого аппарата. Если при этом температура жил кабеля не

превысит  $160^{\circ}\text{C}$ , кабель считается термически стойким и пригодным к дальнейшей эксплуатации.

Расчетными условиями при проверке кабелей на возгорание является дуговое короткое замыкание в начале кабельной линии, отключаемое защитным аппаратом, установленным в начале цепи (в случае использования в качестве защитного аппарата предохранителя), либо отключаемое вышестоящим защитным аппаратом при использовании автоматических выключателей.

При проверке на возгорание температура кабелей не должна превышать  $350^{\circ}\text{C}$ .

В том случае, если сечение выбранного кабеля превосходит  $95\text{ мм}^2$  следует применять одножильные кабели.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Бурейского гидроузла на реке Бурей, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного случая обеспеченностью 0,1 % равного  $1717 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 1340 МВт и среднемноголетняя выработка 7,1 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 119 м;
- расчетный – 105 м ;
- минимальный – 92,8 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет  $918 \text{ м}^3/\text{с}$ .

При выборе турбин рассматривалось два варианта РО 140 –В и ПЛД140-В45°.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами РО 140 –В – 630.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1313/265-48-УХЛ4 с номинальной активной мощностью 335 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (4 единичных блока, 3 отходящих воздушных линий) КРУЭ 500 кВ – "схема 3/2". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- трансформаторы ТДЦ-400000/500-У1, УХЛ1;
- трансформаторы общестанционных собственных нужд ТМ – 4000/15 УХЛ1;
- для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС – 300/66 (три провода в фазе).

Выбран генераторный аппаратный комплекс типа НЕСС – 130 ХХЛр.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Бурейская ГЭС спроектирована по приплотинной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи;
- глухая бетонная плотина;
- станционная часть;

- правобережная и левобережные бетонные плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 100 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 129,7 м;
- отметка гребня водослива – 250 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий в свету – 12 м;
- отметка гребня – 258,7 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,37 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Бурейской ГЭС отвечает требованиям надежности.

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:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 25 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 66,1 млн. руб/кВт;
- срок окупаемости 6,5 лет.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Бурейской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. 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, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
5. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 336 с.
6. СТО 172302282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/57/57970/](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/57/57970/).
7. Брызгалов, В. И. Гидроэлектростанции: учебное пособие / В. И. Брызгалов, Л.А. Гордон. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
8. Новоженин, В. Д. Справочник гидроэлектростанций России: справочное пособие/ В. Д. Новоженин. – Москва: Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. – 467с.
9. СТО 17330282.27.140.016-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://files.stroyinf.ru/Data1/57/57990/>.
10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014 г.
11. СТО «Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций». Утв. на заседании правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.01.2008 №1805 Пр. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG\\_system.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG_system.pdf)
12. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
13. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.



14. СТО 15352615-023-2011 Номенклатурный каталог «Тольятинский трансформатор» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://transformator.com.ru>
15. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf>
16. ГОСТ 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200115865>
17. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200115864>
18. Толстихина Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий/ Л.В. Толстихина.-Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2010.-180 с.
19. Киреева Э.А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике: справочное издание; под общ. ред. С.Н. Шерстнева. – 2-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2013. – 864 с.
20. Каталог Паспортные данные ячейки КРУЭ [Электронный ресурс]. - режим доступа: <http://ea-ltd.ru/catalog/vysok-oborud/kru/>.
21. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2015 – 2021 годы [Электронный ресурс]. - режим доступа: <http://energybase.ru/map/map-substations-powerplants-siberia>.
22. Каталог Паспортные данные гидрогенераторов [Электронный ресурс]. - режим доступа: [www.online-electric.ru](http://www.online-electric.ru)
23. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы /сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
24. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения» Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
25. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/Tehnicheskaya-politika.pdf>
26. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
27. Справочник по гидравлическим расчетам/ П.Г. Кисилев [ и др.]. – Москва : “Энергия”, 1972. – 312стр.

28. СП 40.1333.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М.: Минрегион России, 2012.

29. «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

30. Налоговый кодекс Российской Федерации: федер. Закон от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ // Российская газета – 2000. – 10 авг.

31. 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.

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

33. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

34. СТО РусГидро 02.02.105-2013 Гидроэлектростанции. Системы оперативного постоянного тока. Технические требования, типовые технические решения. – Москва: ОАО РусГидро, 2014. – 144 с.

35. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Москва: ОАО РусГидро, 2012. – 290 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Бурея за период с 1911 г. по 1971г.

Месяцы/ годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1911-1912	33	9,4	8,4	624	2200	2320	1200	1710	2980	1230	490	142
1912-1913	33	14	12	292	2270	1310	1550	2870	1800	814	367	136
1914	9	5,1	5,8	69,2	2450	2020	2360	2330	2480	794	223	35
1915	40	16	12,8	141	2180	2780	2140	4520	2660	1070	578	189
1916	35	14	10	346	2940	3370	1720	2610	1530	691	261	114
1917	37	15	12,9	196	1430	2200	3980	2690	1590	825	392	150
1923-1924	30	12	9,5	241	2660	2540	2880	2500	2860	1910	460	172
1925	30	13	9,4	174	2100	1560	3540	1940	1730	755	356	106
1926	31	14	11	88,8	561	1910	813	685	1320	726	258	39
1927	25	11	7,9	392	945	730	1010	985	1040	875	224	108
1928	29	12	8	226	1870	1820	1360	1670	771	1000	330	119
1929	49	17	12,8	158	1920	1180	2440	3210	3280	1100	466	215
1930	14	3,9	2,4	72	1040	1070	2820	2520	1130	880	282	65
1931	13	6,5	4,4	76	1910	908	709	1900	1160	835	219	78
1932	32	15	12,7	364	1850	1930	1510	1750	1790	720	366	124
1933	20	7,6	5,5	43,5	1940	2330	1920	1150	1320	470	273	85
1934	25	10	8,2	80,4	1830	1300	1380	2600	1580	882	242	84
1935	23	9,2	6,5	195	1170	485	865	635	785	365	182	76
1936	16	10	9	46,8	2040	1810	913	926	1240	761	268	64
1937	74	31	19,8	200	1130	1450	3020	1900	1940	923	326	177
1938	46	16	20,4	663	2340	1970	2920	2380	1495	1090	358	114
1939	13	7,3	7,8	745	2080	987	1900	2720	2490	477	167	93
1940	32	11	5,9	211	934	1470	1640	1670	1820	880	246	86
1941	46	19	18,9	174	1850	1360	2060	2680	1130	498	169	105
1942	17	4,3	7,4	134	3200	1160	1520	680	533	480	117	52
1943	29	8,8	4,8	576	1630	2510	2280	1670	1420	1100	264	112
1944	25	7,5	3,3	163	1880	2590	3320	2620	1300	781	162	81
1945	15	11	6,3	121	1270	538	705	987	507	417	112	42
1946	14	4,2	4,8	195	522	2150	1410	3400	1660	853	228	87
1947	33	10	8,4	118	1860	1200	2940	2860	934	869	323	90
1948	19	10	9,4	622	801	2320	1310	2940	2680	800	284	88
1949	31	13	9,2	194	1690	2810	1570	2360	2090	903	218	107
1950	35	22	13,7	585	1520	1050	1990	3410	790	767	170	109

Продолжение таблицы А.1

Месяцы/ годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1951	29	17	11	202	1620	1490	1020	1630	2010	699	122	82
1952	43	20	12	165	914	835	945	3220	2370	495	187	88
1953	20	8,7	8,9	253	1290	2060	1740	1070	1110	524	151	62
1954	14	6,1	6,1	179	1540	1610	2830	4360	1900	636	131	38
1955	33	14	9,6	246	646	1055	1450	1035	445	455	214	79
1956	56	18	9,6	133	2920	1470	2680	3160	1745	1070	209	119
1957	24	7,2	3,7	322	2090	3000	1310	1880	2390	1090	256	119
1958	27	8,9	7,6	166	1950	1025	1755	2300	2300	804	152	105
1959	24	12	18	407	1800	2110	1730	1530	1570	800	205	121
1960	37	12	10,7	122	1515	1180	1910	3260	1960	860	246	133
1961	27	8	7,5	223	1580	2750	1930	3000	2870	787	216	130
1962	75	25	14,6	463	1570	2790	3920	2590	2030	894	203	153
1963	49	23	19	473	1740	1130	987	1840	1980	700	189	111
1964	39	16	15	193	1920	1920	1400	1690	885	665	246	114
1965	49	26	19	231	1300	1780	3510	1580	910	634	210	116
1966	24	8	10	151	1520	1440	826	1800	2030	663	166	86
1967	14	9	11	434	1590	1510	1610	1110	1540	625	183	72
1968	25	11	18	372	1040	1200	1420	2350	1620	492	111	40
1969	33	5,5	5	323	855	1490	645	571	821	893	169	146
1970	7	3	4	448	1840	1340	2010	1160	1390	420	174	74
1971	37	22	8,6	207	1700	1650	2100	1770	2520	1210	164	62

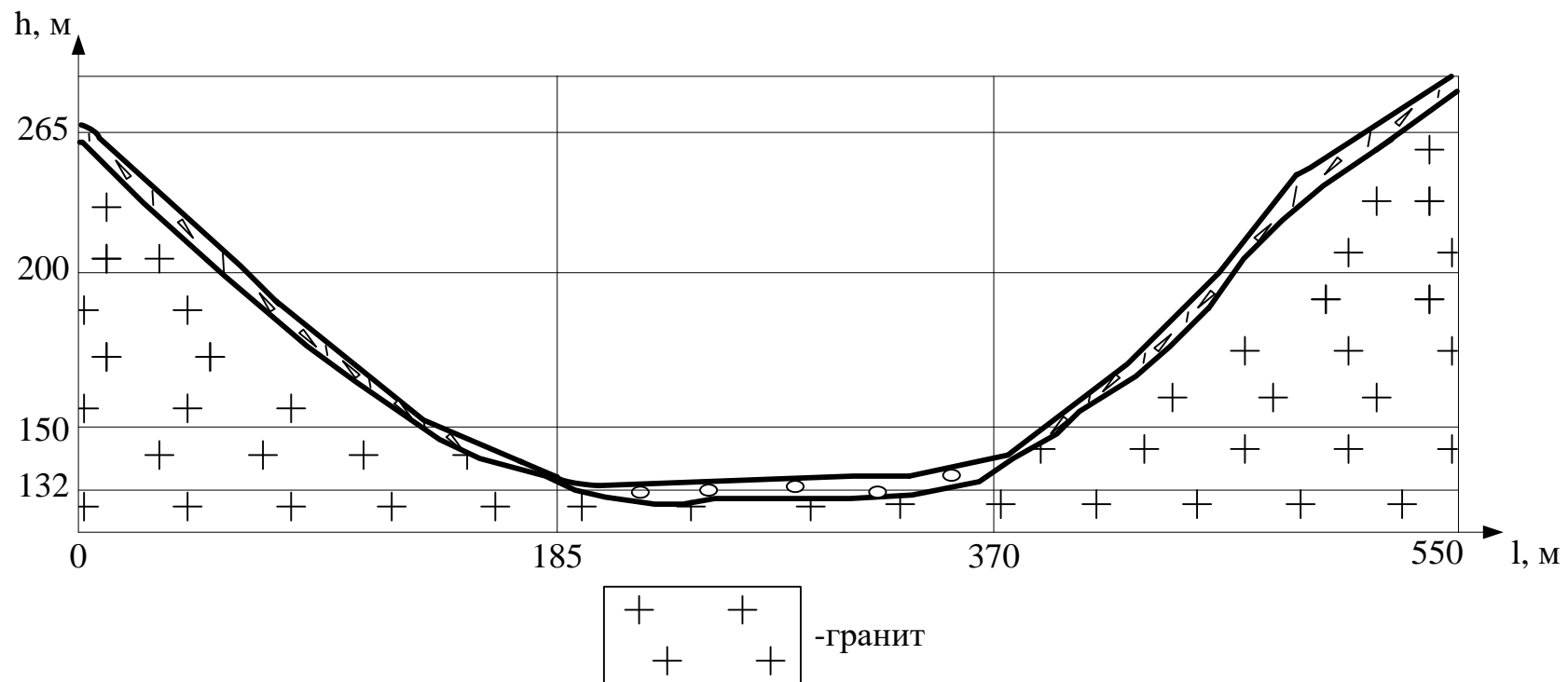


Рисунок А.1 – Геологический разрез реки Буряя в створе Бурейской ГЭС

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Сводная таблица вычислений для построения кривой обеспеченности

Годы	Q м <sup>3</sup> /с	№ п/п	Годы	Q <sub>ранж.</sub> м <sup>3</sup> /с	К	К-1	(К-1) <sup>2</sup>	(К-1) <sup>3</sup>	Р %
1911-1912	1079	1	1915	1361	1,554	0,554	0,307	0,17	1,3
1912-1913	956	2	1923-1924	1356	1,548	0,548	0,301	0,16	3,1
1914	1065	3	1962	1227	1,401	0,401	0,161	0,06	5,0
1915	1361	4	1929	1171	1,337	0,337	0,114	0,04	6,8
1916	1137	5	1916	1137	1,298	0,298	0,089	0,03	8,6
1917	1126	6	1956	1132	1,292	0,292	0,086	0,03	10,5
1923-1924	1356	7	1961	1127	1,287	0,287	0,082	0,02	12,3
1925	1026	8	1917	1126	1,286	0,286	0,082	0,02	14,2
1926	538	9	1938	1118	1,276	0,276	0,076	0,02	16,0
1927	529	10	1954	1104	1,260	0,260	0,068	0,02	17,8
1928	768	11	1911-1912	1079	1,232	0,232	0,054	0,01	19,7
1929	1171	12	1944	1078	1,231	0,231	0,053	0,01	21,5
1930	825	13	1914	1065	1,216	0,216	0,047	0,01	23,3
1931	652	14	1957	1041	1,189	0,189	0,036	0,01	25,2
1932	872	15	1925	1026	1,171	0,171	0,029	0,01	27,0
1933	797	16	1949	1000	1,142	0,142	0,020	0,00	28,9
1934	835	17	1948	990	1,130	0,130	0,017	0,00	30,7
1935	400	18	1939	974	1,112	0,112	0,013	0,00	32,5
1936	675	19	1943	967	1,104	0,104	0,011	0,00	34,4
1937	915	20	1912-1913	956	1,092	0,092	0,008	0,00	36,2
1938	1118	21	1971	954	1,089	0,089	0,008	0,00	38,1
1939	974	22	1947	937	1,070	0,070	0,005	0,00	39,9
1940	750	23	1960	937	1,070	0,070	0,005	0,00	41,7
1941	842	24	1937	915	1,045	0,045	0,002	0,00	43,6
1942	659	25	1958	883	1,008	0,008	0,000	0,00	45,4
1943	967	26	1946	877	1,001	0,001	0,000	0,00	47,2
1944	1078	27	1932	872	0,996	-0,004	0,000	0,00	49,1
1945	394	28	1950	872	0,996	-0,004	0,000	0,00	50,9
1946	877	29	1965	864	0,986	-0,014	0,000	0,00	52,8
1947	937	30	1959	861	0,983	-0,017	0,000	0,00	54,6

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Годы	Q м <sup>3</sup> /с	№ п/п	Годы	Q <sub>ранж.</sub> м <sup>3</sup> /с	K	K-1	(K-1) <sup>2</sup>	(K-1) <sup>3</sup>	P %
1948	990	31	1941	842	0,961	-0,039	0,001	0,00	56,4
1949	1000	32	1934	835	0,953	-0,047	0,002	0,00	58,3
1950	872	33	1930	825	0,942	-0,058	0,003	0,00	60,1
1951	744	34	1933	797	0,910	-0,090	0,008	0,00	61,9
1952	775	35	1952	775	0,885	-0,115	0,013	0,00	63,8
1953	691	36	1963	770	0,879	-0,121	0,015	0,00	65,6
1954	1104	37	1928	768	0,877	-0,123	0,015	0,00	67,5
1955	473	38	1964	759	0,867	-0,133	0,018	0,00	69,3
1956	1132	39	1940	750	0,856	-0,144	0,021	0,00	71,1
1957	1041	40	1951	744	0,849	-0,151	0,023	0,00	73,0
1958	883	41	1970	739	0,844	-0,156	0,024	0,00	74,8
1959	861	42	1966	727	0,830	-0,170	0,029	0,00	76,7
1960	937	43	1967	726	0,829	-0,171	0,029	-0,01	78,5
1961	1127	44	1968	725	0,828	-0,172	0,030	-0,01	80,3
1962	1227	45	1953	691	0,789	-0,211	0,045	-0,01	82,2
1963	770	46	1936	675	0,771	-0,229	0,053	-0,01	84,0
1964	759	47	1942	659	0,752	-0,248	0,061	-0,02	85,8
1965	864	48	1931	652	0,744	-0,256	0,065	-0,02	87,7
1966	727	49	1926	538	0,614	-0,386	0,149	-0,06	89,5
1967	726	50	1927	529	0,604	-0,396	0,157	-0,06	91,4
1968	725	51	1969	496	0,566	-0,434	0,188	-0,08	93,2
1969	496	52	1955	473	0,540	-0,460	0,212	-0,10	95,0
1970	739	53	1935	400	0,457	-0,543	0,295	-0,16	96,9
1971	954	54	1945	394	0,450	-0,550	0,303	-0,17	98,7
Сумма						0,000	3,430	-0,0814	

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчёт теоретической кривой обеспеченности

P, %	$\phi$	M s	K s	Q
99,9	-2,4	-0,6	0,395	346
99	-1,96	-0,49	0,506	443
97	-1,66	-0,42	0,582	509
95	-1,49	-0,38	0,624	547
90	-1,22	-0,31	0,693	607
80	-0,85	-0,21	0,786	688
75	-0,71	-0,18	0,821	719
70	-0,58	-0,15	0,854	748
60	-0,33	-0,08	0,917	803
50	-0,08	-0,02	0,98	858
40	0,17	0,043	1,043	913
30	0,46	0,116	1,116	977
25	0,62	0,156	1,156	1013
20	0,81	0,204	1,204	1055
10	1,32	0,333	1,333	1167
5	1,77	0,446	1,446	1267
3	2,08	0,524	1,524	1335
2	2,31	0,582	1,582	1386
1	2,68	0,675	1,675	1467
0,5	3,04	0,766	1,766	1547
0,1	3,81	0,96	1,96	1717
0,01	4,83	1,217	2,217	1942



Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Результаты вычисления обеспеченности

m	Годы	$Q_{\text{ср. г.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср. полов.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср. меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$	P, %
1	1915	1360,5	1915	2856,0	1923-1924	404,9	2
2	1923-1924	1356,2	1923-1924	2688,0	1911-1912	362,5	4
3	1962	1227,3	1962	2580,0	1938	329,6	5
4	1929	1170,7	1954	2448,0	1943	299,2	7
5	1916	1136,7	1916	2434,0	1915	292,3	9
6	1956	1132,4	1961	2426,0	1929	288,3	11
7	1961	1127,4	1929	2406,0	1948	261,8	13
8	1917	1126,5	1956	2395,0	1962	261,1	15
9	1938	1117,7	1917	2378,0	1957	260,2	16
10	1954	1104,2	1944	2342,0	1937	250,1	18
11	1911-1912	1078,9	1914	2328,0	1928	246,3	20
12	1944	1077,7	1938	2221,0	1971	244,3	22
13	1914	1065,1	1925	2174,0	1950	243,0	24
14	1957	1041,0	1957	2134,0	1912-1913	238,2	25
15	1925	1026,1	1949	2104,0	1927	234,6	27
16	1949	999,7	1911-1912	2082,0	1932	233,3	29
17	1948	990,3	1939	2035,4	1917	232,5	31
18	1939	973,9	1948	2010,2	1956	230,6	33
19	1943	967,1	1960	1965,0	1959	226,7	35
20	1912-1913	955,6	1912-1913	1960,0	1969	224,9	36
21	1971	954,2	1947	1958,8	1963	223,4	38
22	1960	937,1	1971	1948,0	1939	215,7	40
23	1947	937,1	1943	1902,0	1949	210,8	42
24	1937	932,6	1937	1888,0	1940	210,2	44
25	1958	883,4	1958	1866,0	1916	210,0	45
26	1946	877,3	1946	1828,4	1947	207,3	47
27	1932	871,9	1941	1816,0	1925	206,2	49
28	1950	871,8	1965	1816,0	1960	203,0	51
29	1965	863,8	1932	1766,0	1961	199,8	53
30	1959	860,6	1950	1752,0	1946	198,0	55
31	1941	842,4	1959	1748,0	1967	192,6	56
32	1934	835,1	1934	1738,0	1934	190,2	58
33	1930	824,9	1933	1732,0	1930	188,4	60
34	1933	797,0	1930	1716,0	1964	184,0	62
35	1952	774,5	1952	1656,8	1965	183,6	64
36	1963	770,0	1964	1563,0	1958	181,5	65
37	1928	767,9	1951	1554,0	1931	176,0	67
38	1964	758,6	1970	1548,0	1944	174,7	69

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.3

m	Годы	$Q_{\text{ср. г.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср. полов.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср. меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$	P, %
39	1940	750,5	1963	1535,4	1936	167,9	71
40	1951	744,3	1968	1526,0	1926	166,7	73
41	1970	739,2	1966	1523,2	1951	166,0	75
42	1966	727,0	1940	1506,8	1914	163,0	76
43	1967	725,7	1928	1498,2	1970	161,4	78
44	1968	724,9	1967	1472,0	1966	158,3	80
45	1953	691,5	1953	1454,0	1968	152,6	82
46	1936	675,4	1942	1418,6	1955	150,1	84
47	1942	658,7	1936	1385,8	1941	147,0	85
48	1931	651,6	1931	1317,4	1953	146,8	87
49	1926	538,0	1926	1057,8	1954	144,3	89
50	1927	529,4	1927	942,0	1952	144,3	91
51	1969	496,4	1955	926,2	1933	129,2	93
52	1955	473,5	1969	876,4	1935	122,3	95
53	1935	399,7	1945	801,4	1942	115,8	96
54	1945	394,2	1935	788,0	1945	103,4	98

Таблица Б.4 – Координаты для построения ИКН зимних суток

Мощность генерации ранжир., МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , млн. КВт·ч	Координата P	Коэфф. Э, млн. КВт·ч
5466	87	1	0,087	87	0,087
5379	30	2	0,06	117	0,147
5349	1	3	0,003	118	0,15
5348	17	4	0,068	135	0,218
5331	14	5	0,07	149	0,288
5317	98	6	0,588	247	0,876
5219	36	7	0,252	283	1,128
5183	44	8	0,352	327	1,48
5139	7	9	0,063	334	1,543
5132	2	10	0,02	336	1,563
5130	1	11	0,011	337	1,574
5129	44	12	0,528	381	2,102
5085	9	13	0,117	390	2,219
5076	0	14	0	390	2,219
5076	32	15	0,48	422	2,699
5044	142	16	2,272	564	4,971
4902	123	17	2,091	687	7,062
4779	62	18	1,116	749	8,178

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.4

Мощность генерации ранжир., МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , млн. КВт·ч	Координата Р	Коэфф. $\mathcal{E}$ , млн. КВт·ч
4717	39	19	0,741	788	8,919
4678	121	20	2,42	909	11,339
4557	64	21	1,344	973	12,683
4493	18	22	0,396	991	13,079
4475	28	23	0,644	1019	13,723
4447	4447	24	106,728	5466	120,451

Таблица Б.5 – Координаты для построения ИКН летних суток

Мощность генерации ранжир., МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , млн. КВт·ч	Координата Р	Коэфф $\mathcal{E}$ , млн. КВт·ч
4200	118	1	0,118	118	0,118
4082	80	2	0,16	198	0,278
4002	10	3	0,03	208	0,308
3992	1	4	0,004	209	0,312
3991	10	5	0,05	219	0,362
3981	2	6	0,012	221	0,374
3979	26	7	0,182	247	0,556
3953	9	8	0,072	256	0,628
3944	3	9	0,027	259	0,655
3941	7	10	0,07	266	0,725
3934	13	11	0,143	279	0,868
3921	3	12	0,036	282	0,904
3918	10	13	0,13	292	1,034
3908	9	14	0,126	301	1,16
3899	459	15	6,885	760	8,045
3440	126	16	2,016	886	10,061
3314	340	17	5,78	1226	15,841
2974	189	18	3,402	1415	19,243
2785	80	19	1,52	1495	20,763
2705	20	20	0,4	1515	21,163
2685	80	21	1,68	1595	22,843
2605	48	22	1,056	1643	23,899
2557	6	23	0,138	1649	24,037

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Расчёт режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Показатели/мес.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q 90% быт, м <sup>3</sup> /с	27,01	11,77	9,52	76,86	561,00	1910,00	813,00	685,00	1320,00	628,40	223,32	33,32
Q потреб, м <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q фильтр, м <sup>3</sup> /с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Q испар, м <sup>3</sup> /с	0	1	3	3	3	3	3	3	3	3	1	0
Q лед., м <sup>3</sup> /с	19	4	1	-7	-12	-11	-6	-4	-7	3	9	11
Q полезный, м <sup>3</sup> /с	2,01	1,77	2,52	77,86	567,00	1915,00	813,00	683,00	1321,00	619,40	208,32	16,32
Zвб, м	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255
Zнб, м	134,76	134,76	134,76	134,92	135,88	138,14	136,33	136,09	137,20	136,26	135,28	134,80
H, м	119,74	119,74	119,74	119,58	118,62	116,36	118,17	118,41	117,30	118,24	119,22	119,70
N быт, МВт	2,1	1,8	2,6	80,1	578,4	1916,3	826,2	695,5	1332,6	629,9	213,6	16,8
Qвхк, м <sup>3</sup> /с	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Zнбвхк, м	135,51	135,51	135,51	135,36	135,36	135,36	135,36	135,36	135,36	135,51	135,51	135,51
H вхк, м	118,99	118,99	118,99	119,14	119,14	119,14	119,14	119,14	119,14	118,99	118,99	118,99
Nвкх МВт	307,0	307,0	307,0	307,4	307,4	307,4	307,4	307,4	307,4	307,0	307,0	307,0
N быт – Nвкх, МВт	-304,9	-305,2	-304,4	-227,3	271,1	1609,0	518,9	388,1	1025,2	322,9	-93,4	-290,2
∑ (N быт – Nвкх), МВт	2609,641											

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Первая итерация сработки маловодного года с обеспеченностью годового стока 90%

Мес.	Q быт полезн.	Q фильтр	Q водохр	Q хол	Q ВХК	Q НБ	Q ГЭС	V НАЧ	Δ V	V КОН	ВБ			Z НБ	Н	N РАСЧ	N гар
											Z НАЧ	Z КОН	Z СР				
XI	208,32	3	632,6	0	300	843,9	840,9	18,605	1,640	16,965	255,0	252,1	253,5	136,8	116,29	841	841
XII	16,32	3	1066,3	0	300	1085,6	1082,6	16,965	2,856	14,109	252,1	245,1	248,6	137,3	110,84	1032	1032
I	2,01	3	1160,3	0	300	1165,3	1162,3	14,109	3,108	11,002	245,1	237,2	241,2	137,4	103,24	1032	1032
II	1,77	3	1006,9	0	300	1011,7	1008,7	11,002	2,436	8,566	237,2	231,9	234,6	137,1	96,95	841	841
III	2,52	3	638,4	0	300	643,9	640,9	8,566	1,710	6,856	231,9	227,9	229,9	136,3	93,07	513	513
IV	77,86	3	219,1	0	300	300,0	297,0	6,856	0,568	6,288	227,9	226,1	227,0	135,4	91,14	233	-
V	567,00	3	-270,0	0	300	300,0	297,0	6,288	-0,723	7,011	226,1	228,3	227,2	135,4	91,36	233	-
VI	1915,00	3	-1618,0	0	300	300,0	297,0	7,011	-4,194	11,205	228,3	237,7	233,0	135,4	97,13	248	-
VII	813,00	3	-516,0	0	300	300,0	297,0	11,205	-1,382	12,587	237,7	241,1	239,4	135,4	103,55	264	-
VIII	683,00	3	-386,0	0	300	300,0	297,0	12,587	-1,034	13,621	241,1	243,8	242,5	135,4	106,62	272	-
IX	1321,00	3	-1024,0	0	300	300,0	297,0	13,621	-2,654	16,275	243,8	250,6	247,2	135,4	111,33	284	-
X	619,40	3	-97,6	0	300	524,8	521,8	16,275	-0,261	16,536	250,6	251,2	250,9	136,0	114,31	513	513

165

Н умо, м	226,1
----------------	-------

Продолжение приложения Б

Таблица Б.8 – Четвёртая итерация сработки маловодного года с обеспеченностью годового стока 90%

Мес.	Q быт полезн.	Q фильтр	Q водохр	Q хол	Q ВХК	Q НБ	Q ГЭС	V НАЧ	Δ V	V КОН	ББ			Z НБ	H	N РАСЧ	N гар
											Z НАЧ	Z КОН	Z СР				
XI	208,32	3	530,20	0	300	741,52	738,52	18,605	1,374	17,231	255	252,65	253,82	136,53	116,79	742	742
XII	16,32	3	951,17	0	300	970,49	967,49	17,231	2,548	14,683	252,65	246,62	249,63	137,02	112,11	933	933
I	2,01	3	1027,10	0	300	1032,11	1029,11	14,683	2,751	11,932	246,62	239,47	243,04	137,15	105,39	933	933
II	1,77	3	863,10	0	300	867,87	864,87	11,932	2,088	9,844	239,47	234,62	237,04	136,81	99,73	742	742
III	2,52	3	494,80	0	300	500,32	497,32	9,844	1,325	8,519	234,62	231,81	233,21	135,99	96,73	414	414
IV	77,86	3	219,14	0	300	300,00	297,00	8,519	0,568	7,951	231,81	230,57	231,19	135,36	95,33	243	-
V	567,00	3	-270,00	0	300	300,00	297,00	7,951	-0,723	8,674	230,57	232,14	231,35	135,36	95,49	244	-
VI	1915,00	3	-1618,00	0	300	300,00	297,00	8,674	-4,194	12,868	232,14	241,86	237,00	135,36	101,13	258	-
VII	813,00	3	-516,00	0	300	300,00	297,00	12,868	-1,382	14,250	241,86	245,49	243,67	135,36	107,81	275	-
VIII	683,00	3	-386,00	0	300	300,00	297,00	14,250	-1,034	15,284	245,49	248,16	246,82	135,36	110,96	283	-
IX	1321,00	3	-1024,00	0	300	300,00	297,00	15,284	-2,654	17,938	248,16	254,01	251,09	135,36	115,22	294	-
X	619,40	3	-212,50	0	300	409,90	406,90	17,938	-0,569	18,507	254,01	254,99	254,50	135,77	118,23	414	414

H умо, м	230,57
----------	--------

Продолжение приложения Б

Таблица Б.9 – Первая итерация расчёта водно-энергетического регулирования в среднем по водности году

Мес.	Q быт полезн. м <sup>3</sup> /с	Q фильтр, м <sup>3</sup> /с	Q водохр., м <sup>3</sup> /с	Q хол, м <sup>3</sup> /с	Q ВХК, м <sup>3</sup> /с	Q НБ, м <sup>3</sup> /с	Q ГЭС, м <sup>3</sup> /с	V НАЧ, м <sup>3</sup>	Δ V, м <sup>3</sup>	V КОН, м <sup>3</sup>	ВБ			Z НБ, м	H, м	N РАСЧ, МВт	N гар, МВт	Э, млн. кВт·ч
											Z НАЧ, м	Z КОН, м	Z СР, м					
XI	308,4	3	428,6	0	300	740,1	737,1	18,61	1,11	17,49	255,0	253,2	254,1	136,5	117,06	742,0	742	534
XII	92,6	3	867,4	0	300	962,9	959,9	17,49	2,32	15,17	253,2	247,9	250,5	137,0	113,02	933,0	933	694
I	3,3	3	1013,4	0	300	1019,7	1016,7	15,17	2,71	12,46	247,9	240,8	244,3	137,1	106,71	933,0	933	694
II	3,3	3	850,7	0	300	857,0	854,0	12,46	2,06	10,40	240,8	235,8	238,3	136,8	101,03	742,0	742	499
III	4,5	3	487,0	0	300	494,4	491,4	10,40	1,30	9,09	235,8	233,0	234,4	136,0	97,96	414,0	414	308
IV	322,7	3	441,0	0	300	766,7	763,7	9,09	1,14	7,95	233,0	230,6	231,8	136,2	95,05	624,3	-	449
V	1908,4	3	-700,0	0	300	1211,4	1208,4	7,95	-1,87	9,83	230,6	234,6	232,6	137,0	95,05	987,8	-	735
VI	1989,6	3	-1405,0	0	300	587,6	584,6	9,83	-3,64	13,47	234,6	243,4	239,0	135,9	102,59	515,8	-	371
VII	1552,8	3	-440,0	0	300	1115,8	1112,8	13,47	-1,18	14,65	243,4	246,5	245,0	136,9	107,62	1029,9	-	766
VIII	1797,5	3	-583,0	0	300	1217,5	1214,5	14,65	-1,56	16,21	246,5	250,4	248,5	137,0	110,93	1158,7	-	862
IX	1841,7	3	-660,0	0	300	1184,7	1181,7	16,21	-1,71	17,92	250,4	254,0	252,2	137,0	114,71	1165,8	-	839
X	627,29	3	-220,0	0	300	410,2	407,2	17,92	-0,59	18,51	254,0	255,0	254,5	135,8	118,21	414,0	414	308
Среднегодовая Выработка																	7061	

Продолжение приложения Б

Таблица Б.10 – Четвёртая итерация расчёта водно-энергетического регулирования в среднем по водности году

Мес.	Q быт полезн. м³/с	Q фильтр, м³/с	Q водохр., м³/с	Q хол, м³/с	Q ВХК, м³/с	Q НБ, м³/с	Q ГЭС, м³/с	V НАЧ, м³	Δ V, м³	V КОН, м³	ВБ			Z НБ, м	H, м	N РАСЧ, МВт	N гар, МВт	Э, млн. кВт·ч
											Z НАЧ, м	Z КОН, м	Z СР, м					
XI	308,4	3,0	428,6	0,0	300	740,1	737,1	18,61	1,11	17,49	255,0	253,2	254,1	136,5	117,06	742	742	534
XII	92,6	3,0	867,4	0,0	300	962,9	959,9	17,49	2,32	15,17	253,2	247,9	250,5	137,0	113,02	933	933	694
I	3,3	3,0	1013,4	0,0	300	1019,7	1016,7	15,17	2,71	12,46	247,9	240,8	244,3	137,1	106,71	933	933	694
II	3,3	3,0	850,7	0,0	300	857,0	854,0	12,46	2,06	10,40	240,8	235,8	238,3	136,8	101,03	742	742	499
III	4,5	3,0	487,0	0,0	300	494,4	491,4	10,40	1,30	9,09	235,8	233,0	234,4	136,0	97,96	414	414	308
IV	322,7	3,0	441,0	0,0	300	766,7	763,7	9,09	1,14	7,95	233,0	230,6	231,8	136,2	95,05	624	-	449
V	1908,4	3,0	-1080,0	0,0	300	831,4	828,4	7,95	-2,89	10,84	230,6	236,8	233,7	136,4	96,85	690	-	513
VI	1989,6	3,0	-1370,0	0,0	300	622,6	619,6	10,84	-3,55	14,39	236,8	245,9	241,4	136,0	104,88	559	-	402
VII	1552,8	3,0	-234,0	0,0	300	1321,8	1318,8	14,39	-0,63	15,02	245,9	247,5	246,7	137,2	108,98	1236	-	920
VIII	1797,5	3,0	-510,0	0,0	300	1290,5	1287,5	15,02	-1,37	16,39	247,5	250,8	249,2	137,2	111,50	1235	-	919
IX	1841,7	3,0	-592,0	0,0	300	1252,7	1249,7	16,39	-1,53	17,92	250,8	254,0	252,4	137,1	114,81	1234	-	888
X	627,3	3,0	-220,1	0,0	300	410,2	407,2	17,92	-0,59	18,51	254,0	255,0	254,5	135,8	118,22	414	414	308
Среднегодовая выработка																	7129	



Окончание приложения Б

Таблица Б.11 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ для летних и зимних условий							Напорные характеристики			Ограничение по мощности		Ограничение по пропуск. Способности	
$Q_{НБ}$ , м <sup>3</sup> /с	$Z_{НБ\ лето}$ , м	$Z_{НБ\ зима}$ , м	Dh, м	$Z^{НПУ}$ , м	$Z^{УМО}$ , м	$Z^{ВБ1}$ , м	$H^{НПУ}$ , м	$H^{УМО}$ , м	$H^{ЗВБ1}$ , м	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	134,8	134,8	0,5	255	230,57	243,04	119,7	95,3	107,8	125,08	1150	73,98	1150
300	135,4	135,5	0,5	255	230,57	243,04	119,0	94,6	107,0	116,94	1230	90,22	1270
600	135,9	136,2	0,5	255	230,57	243,04	118,3	93,9	106,3	114,16	1260	91,94	1282
900	136,5	136,9	0,5	255	230,57	243,04	117,6	93,2	105,7	111,50	1290	92,22	1284
1200	137,0	137,5	0,5	255	230,57	243,04	117,0	92,6	105,0	108,97	1320	92,51	1286
1500	137,5	138,1	0,5	255	230,57	243,04	116,4	92,0	104,5	106,55	1350	92,80	1288
1800	138,0	138,6	0,5	255	230,57	243,04	115,9	91,4	103,9	105,76	1360	93,09	1290
2100	138,4	139,2	0,5	255	230,57	243,04	115,3	90,9	103,4	105,38	1365	98,21	1325
2400	138,8	139,7	0,5	255	230,57	243,04	114,8	90,4	102,9	104,99	1370	103,46	1360
2700	139,3	140,1	0,5	255	230,57	243,04	114,4	89,9	102,4	104,61	1375	104,68	1368
3000	139,7	140,6	0,5	255	230,57	243,04	113,9	89,5	102,0	104,23	1380	104,99	1370
3300	140,0	141,0	0,5	255	230,57	243,04	113,5	89,1	101,5	103,85	1385	105,76	1375

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

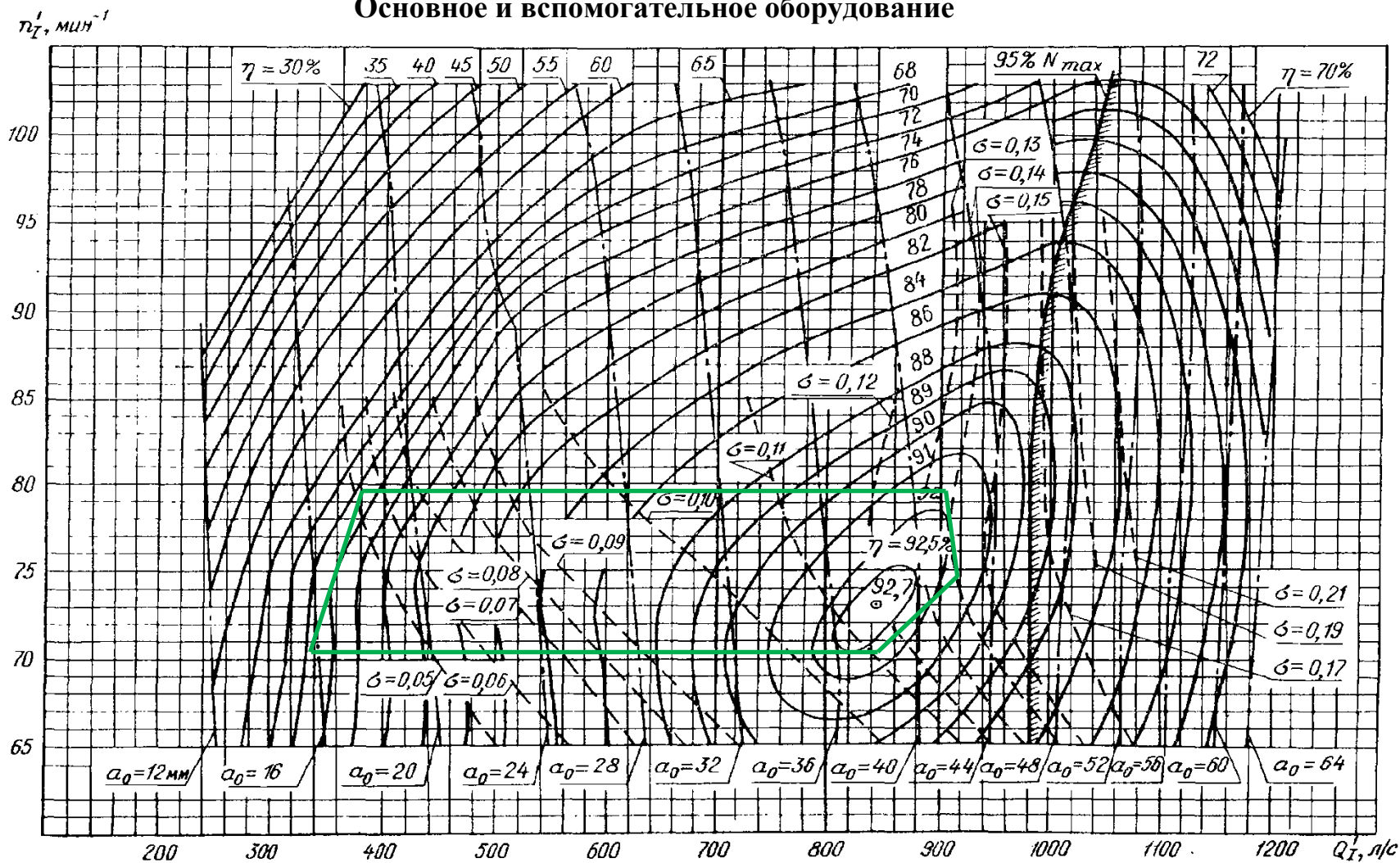


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика PO140-B-630

$n_z', \text{мин}^{-1}$

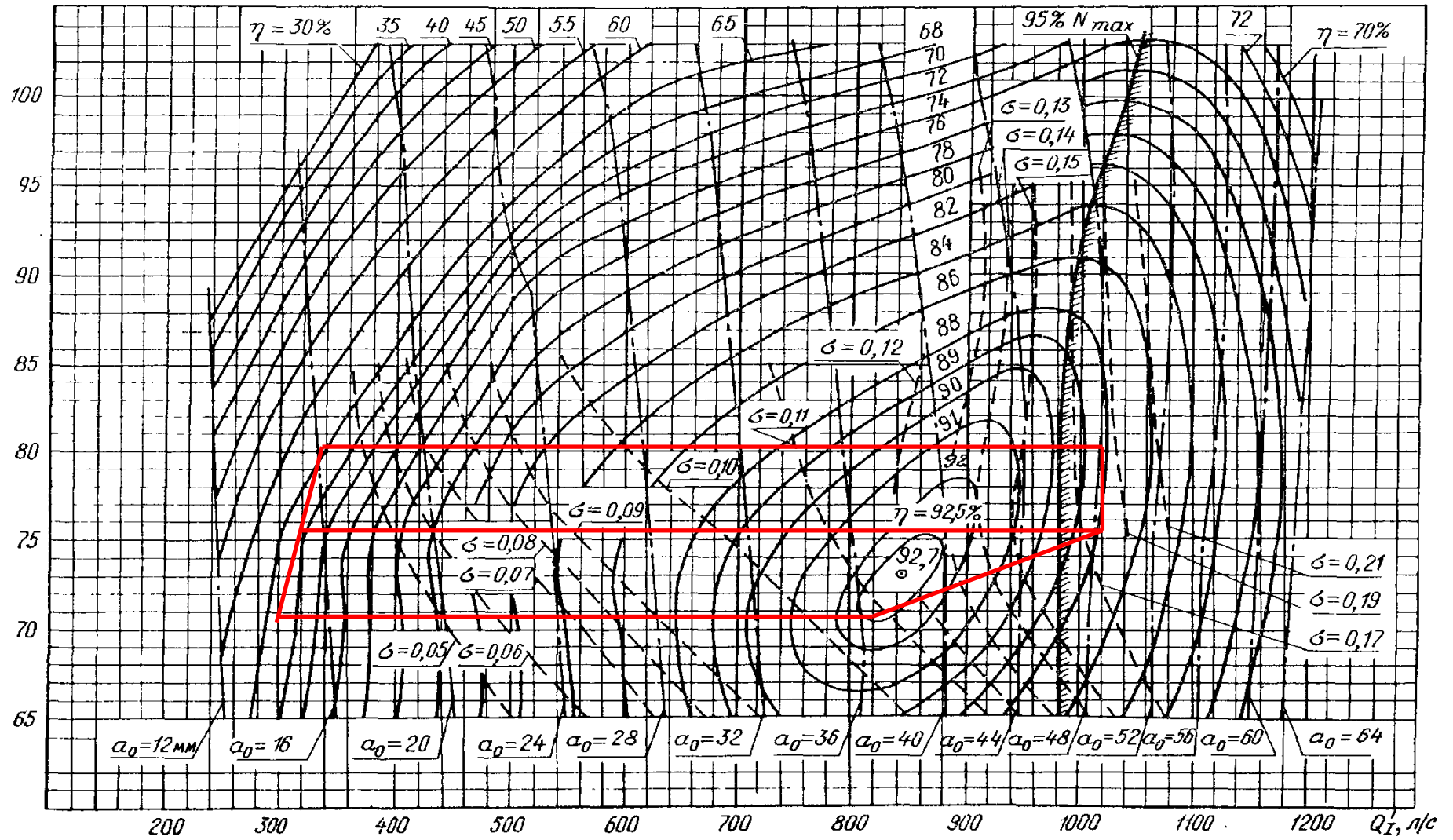


Рисунок В.2 – Универсальная характеристика PO140-B-475

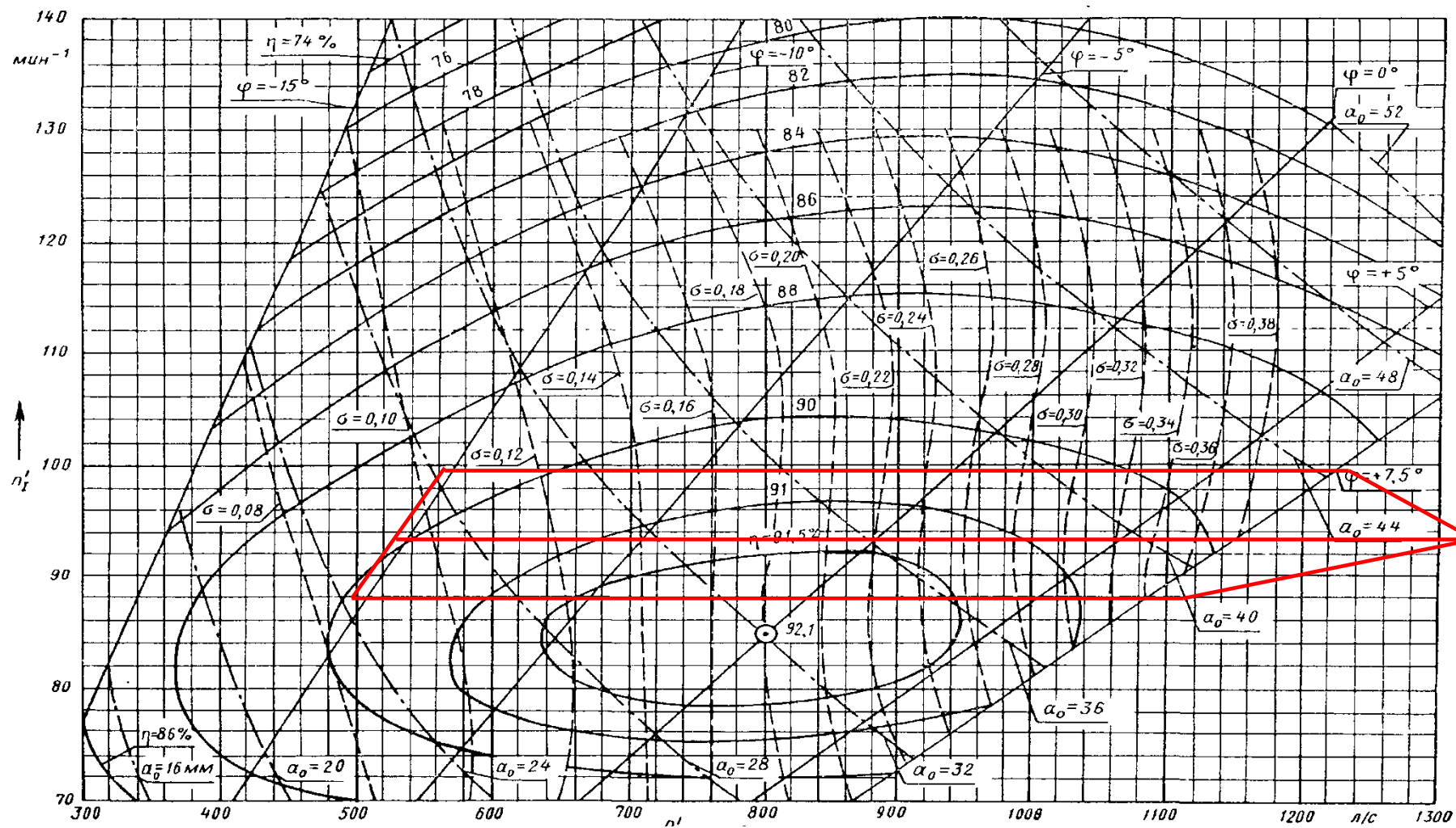


Рисунок В.3 – Универсальная характеристика ПЛД 140 - В45°-450

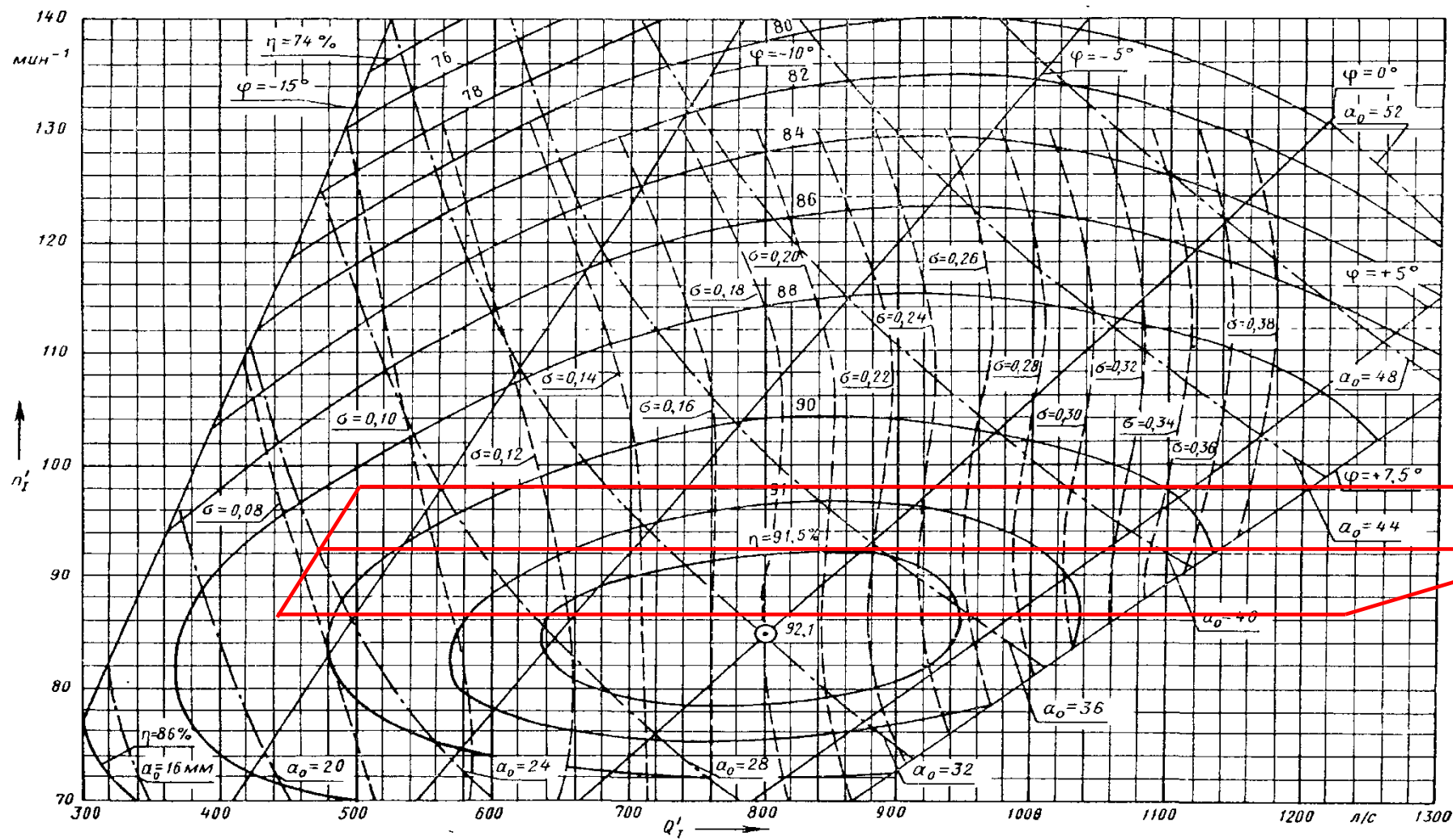


Рисунок В.4 – Универсальная характеристика ПЛД 140 - В45°-425

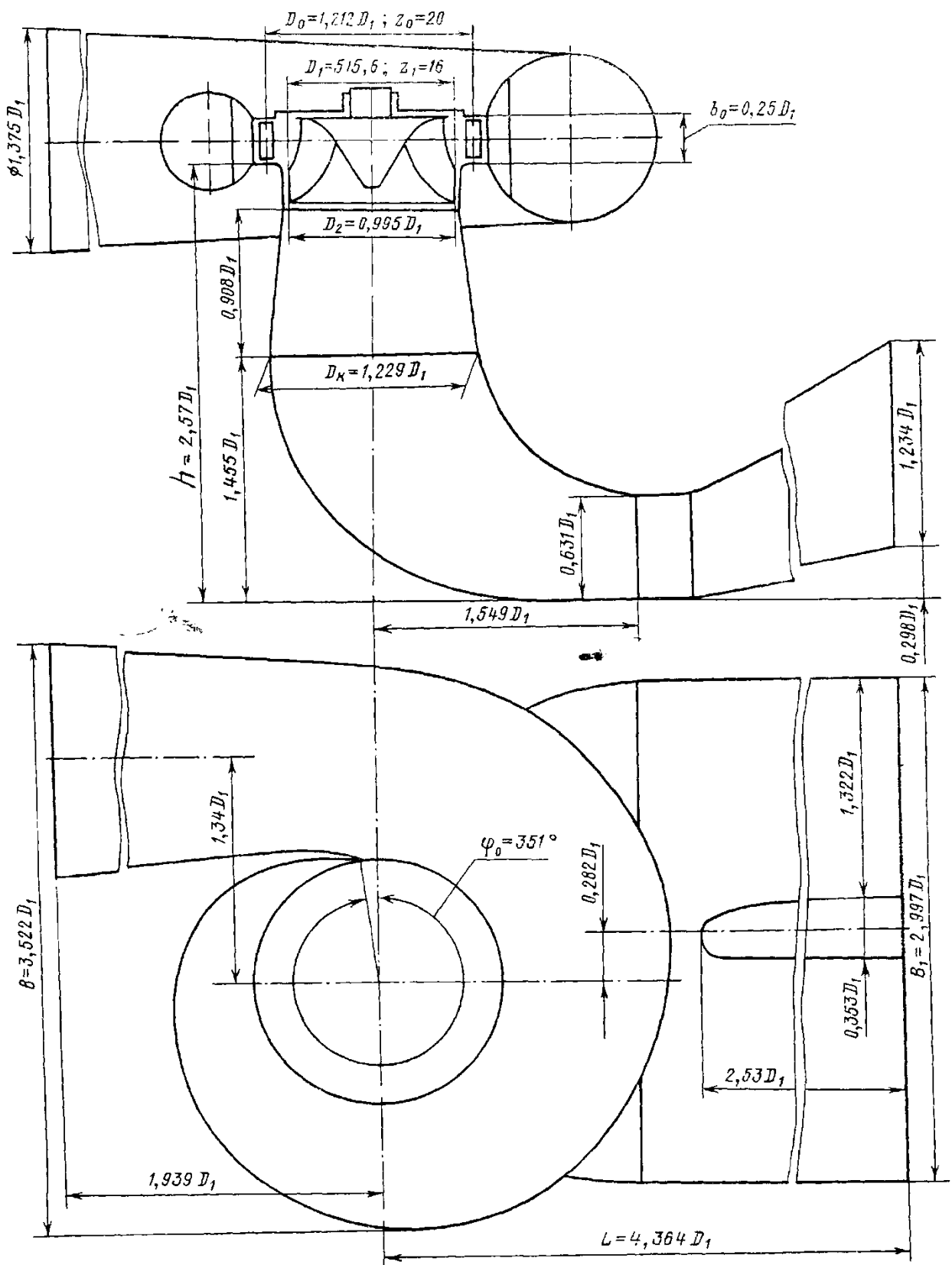


Рисунок В.5 - Проточная часть модели гидротурбины РО 140

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Электрическая часть

Таблица Г.1 – Технические характеристики синхронизатора АС-М3

Наименование параметра	Норма
Параметры цепей питания: - напряжение питания переменное, В; - частота, Hz; - потребляемая мощность, не более, Вт; - испытательное напряжение, В.	85...264 47...63 10 2000
Параметры цепей измерения напряжений генератора и сети: - номинальное напряжение, В; - допустимое отклонение от номинального напряжения, %; - номинальная частота, Hz; - допустимое отклонение от номинальной частоты, Hz; - потребляемая мощность, не более, ВА; - испытательное напряжение, В.	100, 110 -20...+10 50 -5 ... +5 1 2000
Параметры цепей входных дискретных сигналов: - номинальное напряжение, В; - номинальный ток, mA; - испытательное напряжение, В.	24 10 2000
Параметры цепей выходных дискретных сигналов: 1. Электромеханические реле: - коммутируемое напряжение, постоянное, не более; - коммутируемый ток, не более, А; - испытательное напряжение, В; 2. Твердотельные реле: - коммутируемое напряжение, постоянное, не более; - коммутируемый ток, не более, А; - испытательное напряжение, В.	250 0,2 2000 250 0,15 2000
Диапазон настройки времени опережения: - включения выключателя, с.	0 ... 1,0
Количество уставок времени опережения	3
Диапазон настройки максимально допустимой разности напряжений генератора и сети, %	0,5 ... 10
Диапазон настройки максимально допустимой разности частот генератора и сети, Hz	0,05 ... 0,5

Продолжение приложения Г

Продолжение таблицы Г.1

Наименование параметра	Норма
Диапазон настройки защиты от несинхронного включения по углу, gr	20...50
Максимальная угловая погрешность синхронизации, gr	3°
Интерфейсы	Ethernet, RS-485, RS-232, CAN
Средний срок службы, не менее, лет	12
Габаритные размеры (ширина × высота × глубина), мм	271×132×364
Масса, не более, кг	5

Таблица Г.2 - Диапазоны измерений анализатора сети

Измеряемая характеристика	Диапазон измерений
Действующее значение: – напряжения $U$ ; – напряжения основной частоты (первой гармоники) $U_{(1)}$ ; – напряжения прямой последовательности $U_1$ ;	от $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$  от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}}$ от 0,10 до 10 В
Установившееся отклонение напряжения $\delta U_y$ , %.	-20 – +20
Действующее значение: - напряжения обратной последовательности $U_2$ ; - напряжения нулевой последовательности $U_0$ .	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$
Частота $f$ , Гц	45 – 55
Отклонение частоты $\Delta f$ , Гц	-5 – +5
Действующее значение: - силы тока $I$ ; ; - силы тока основной частоты $I_{(1)}$ ; - силы тока нулевой последовательности $I_0$ - силы тока прямой последовательности $I_1$ ;	от $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ от $0,0004 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$
Активная мощность $P$ : - по каждой фазе; - по трем фазам.	от $(0,5 \cdot U_{\text{НОМ}}) \div (0,01 \cdot I_{\text{НОМ}})$ до $(1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}) \div (1,5 \cdot I_{\text{НОМ}})$



Окончание приложения Г

Продолжение таблицы Г.2

Измеряемая характеристика	Диапазон измерений
<p>Реактивная мощность Q:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- реактивная мощность по каждой фазе;</li> <li>- реактивная мощность по трем фазам.</li> </ul>	<p>от <math>(0,5 \cdot U_{\text{НОМ}}) \div (0,01 \cdot I_{\text{НОМ}})</math>  до <math>(1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}) \div (1,5 \cdot I_{\text{НОМ}})</math></p>
<p>Полная мощность S:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- полная мощность по каждой фазе;</li> <li>- полная мощность по трем фазам.</li> </ul>	<p>от <math>(0,5 \cdot U_{\text{НОМ}}) \div (0,01 \cdot I_{\text{НОМ}})</math>  до <math>(1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}) \div (1,5 \cdot I_{\text{НОМ}})</math></p>

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Устройства релейной защиты и автоматики

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительны е единицы	именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,73А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	2,45 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,34А	
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 последователь ности от несимметрич ных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,73 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$1,11 \cdot I_H$	5,43 А
Защита от симметричны х к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,23 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,38 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,99 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,11	0,07 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	0,233 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,31 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,46 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	10,87 А

Окончание приложения Д

Таблица Д.2 – Матрица отключений защит

Защиты/действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал		
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		+	+	-	-	-	-	-

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Технико-экономические показатели

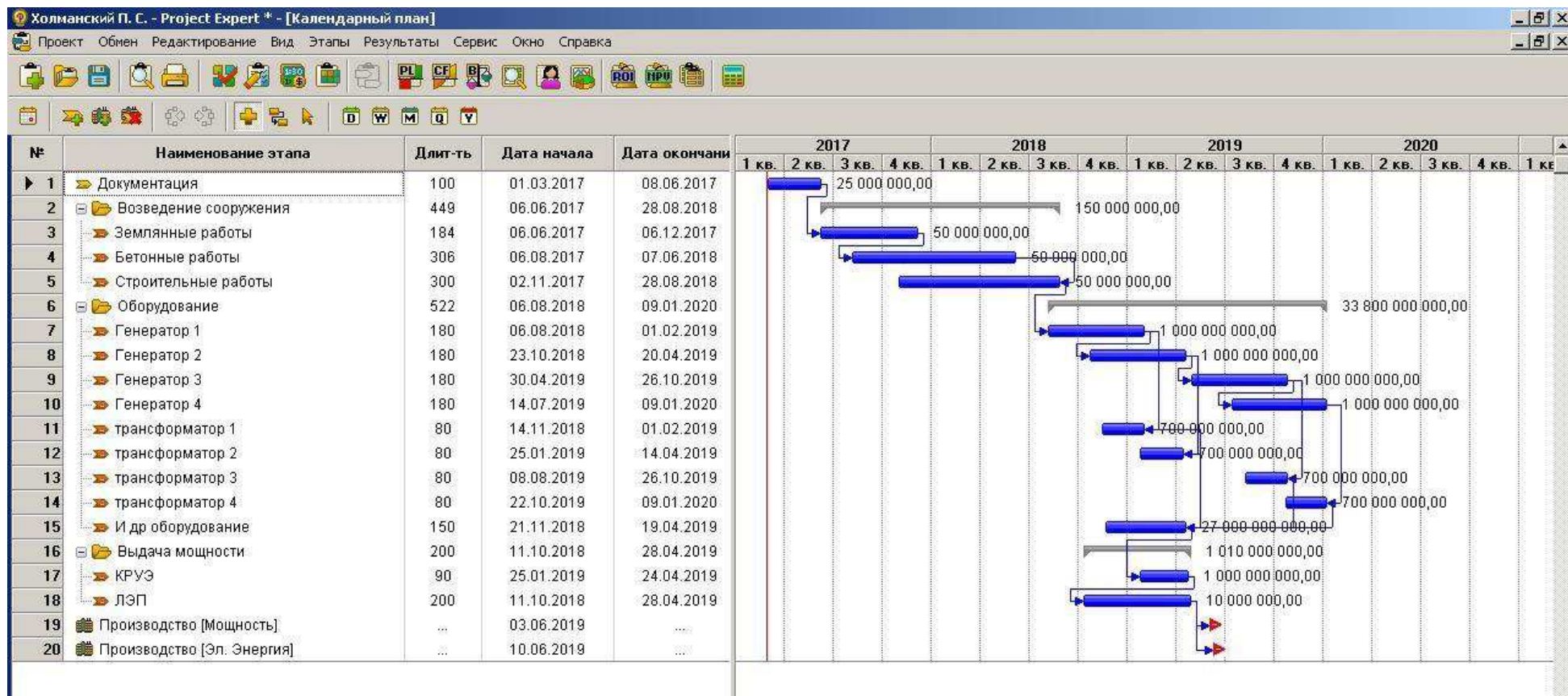
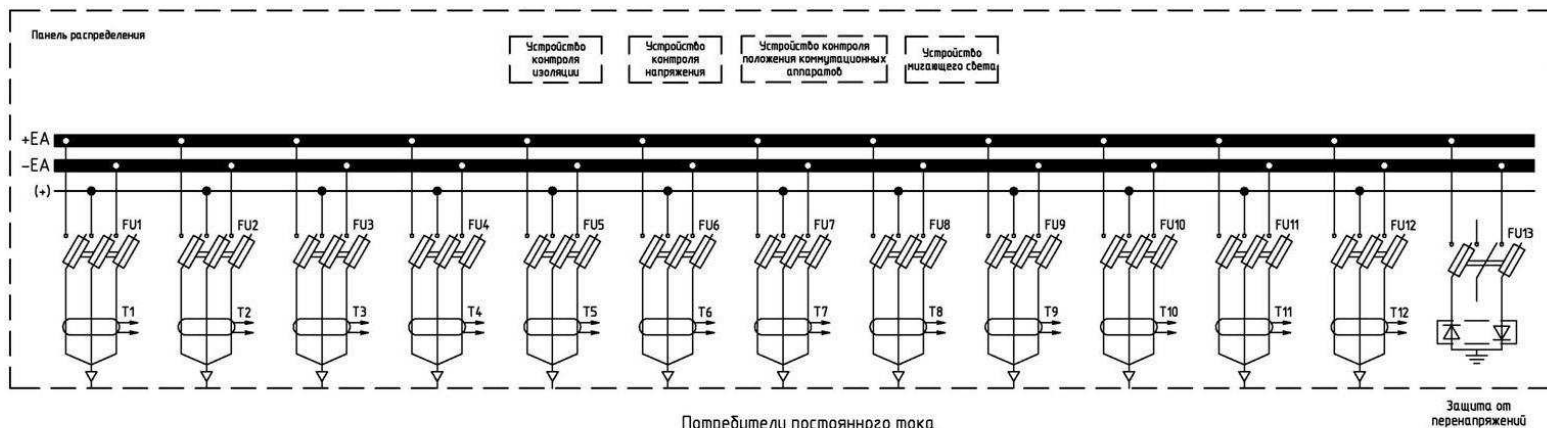


Рисунок Е.1 – Календарный график

# ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

## Схемы и выбор оборудования СОПТ

Вариант 1.



Вариант 2.

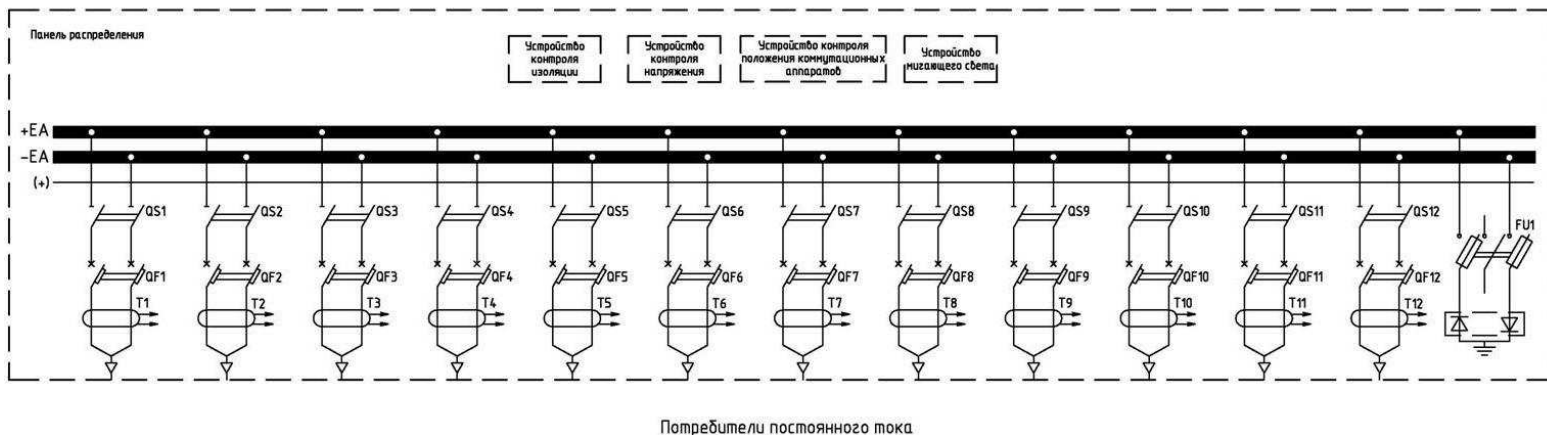


Рисунок Ж.1 – Варианты принципиальной схемы панели распределения щита постоянного тока

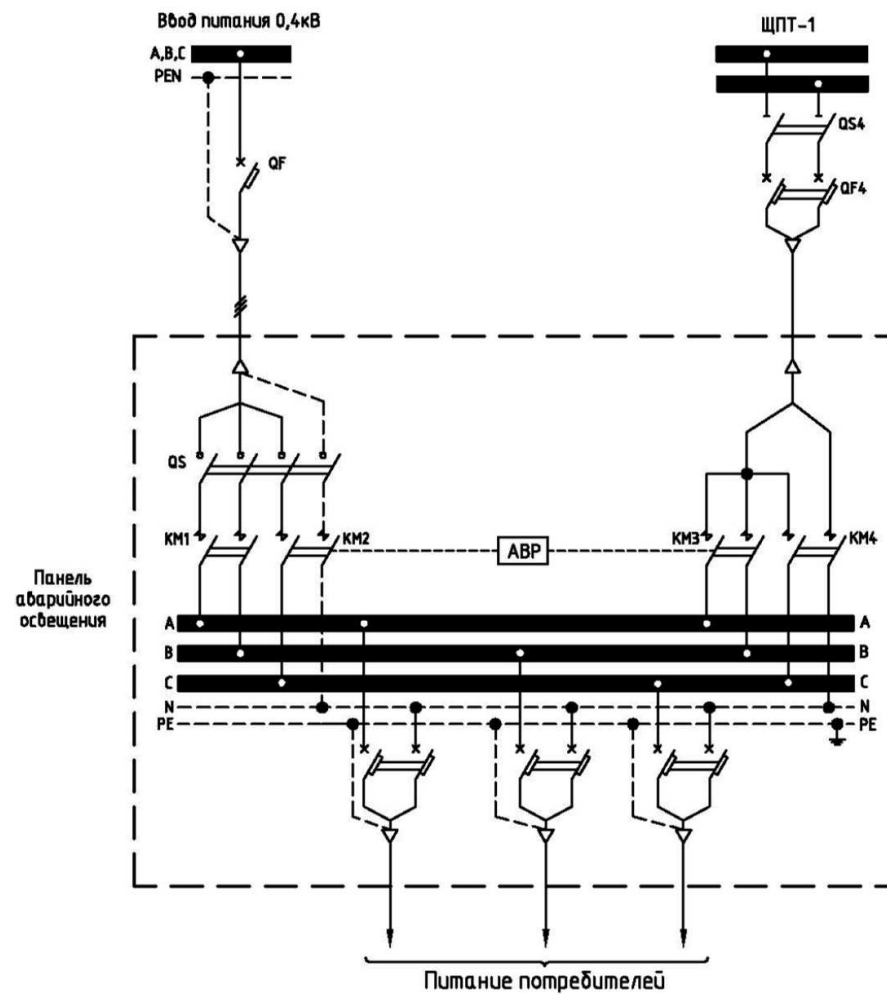


Рисунок Ж.2 – Аварийное освещение

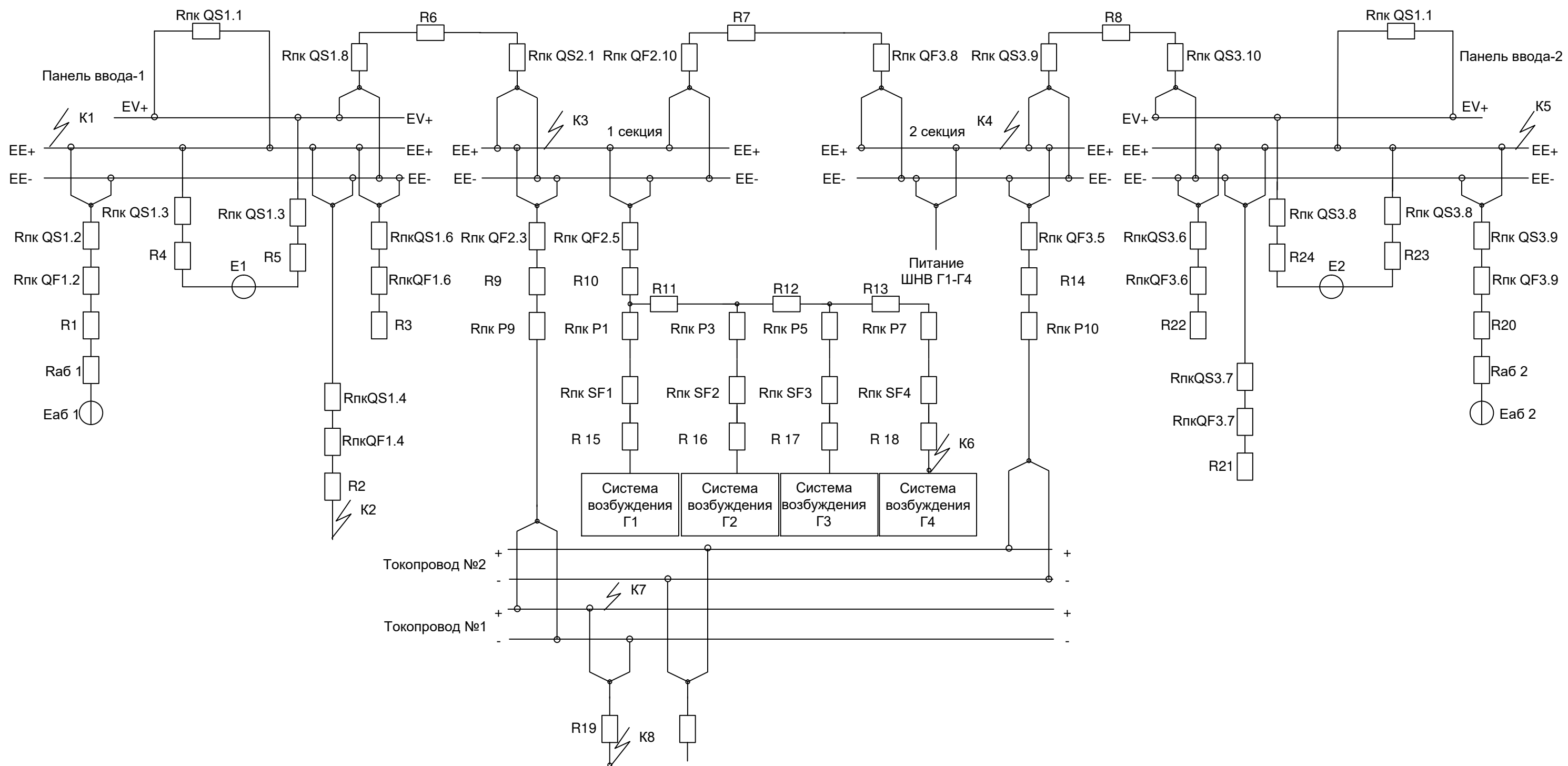
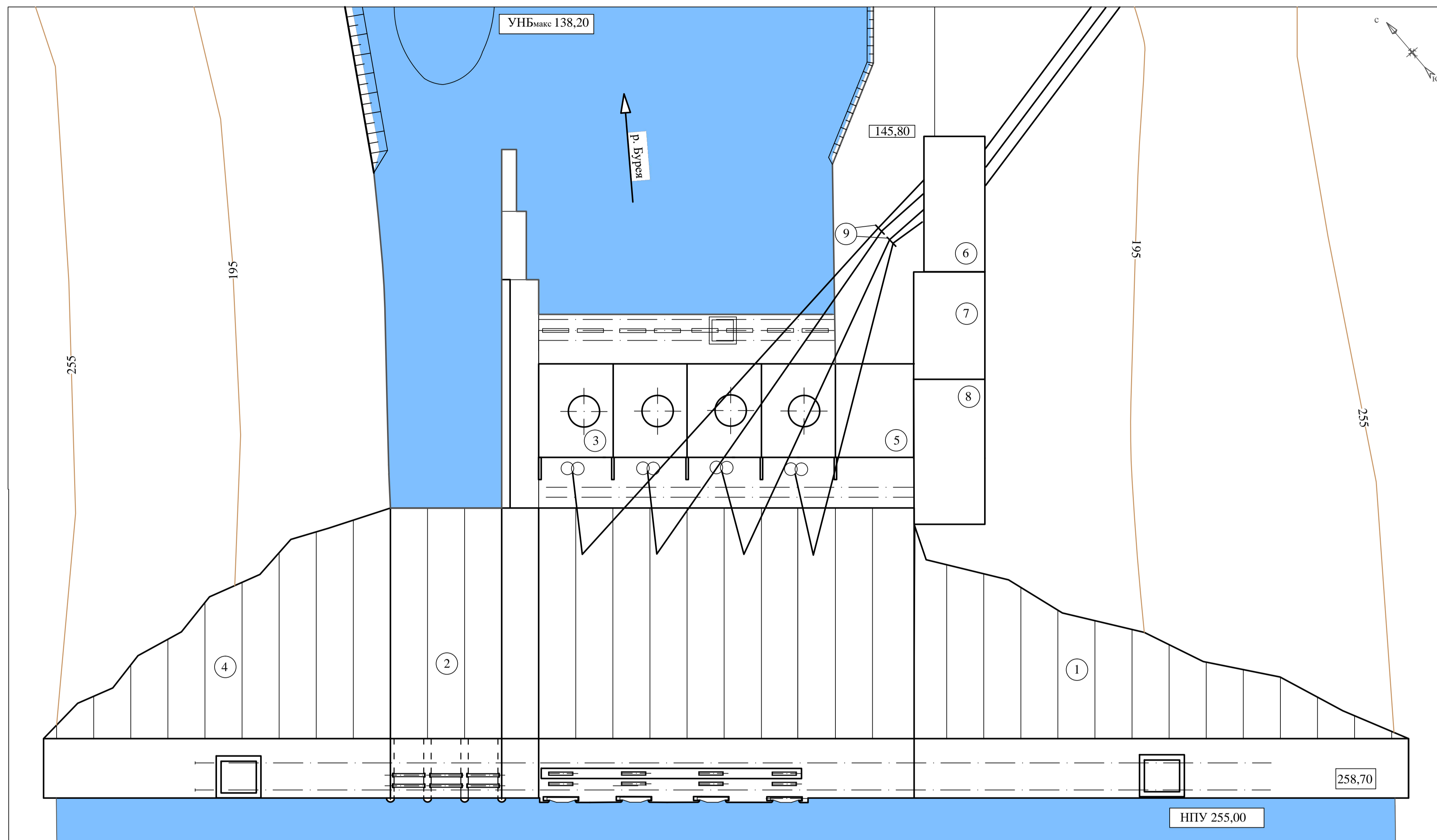
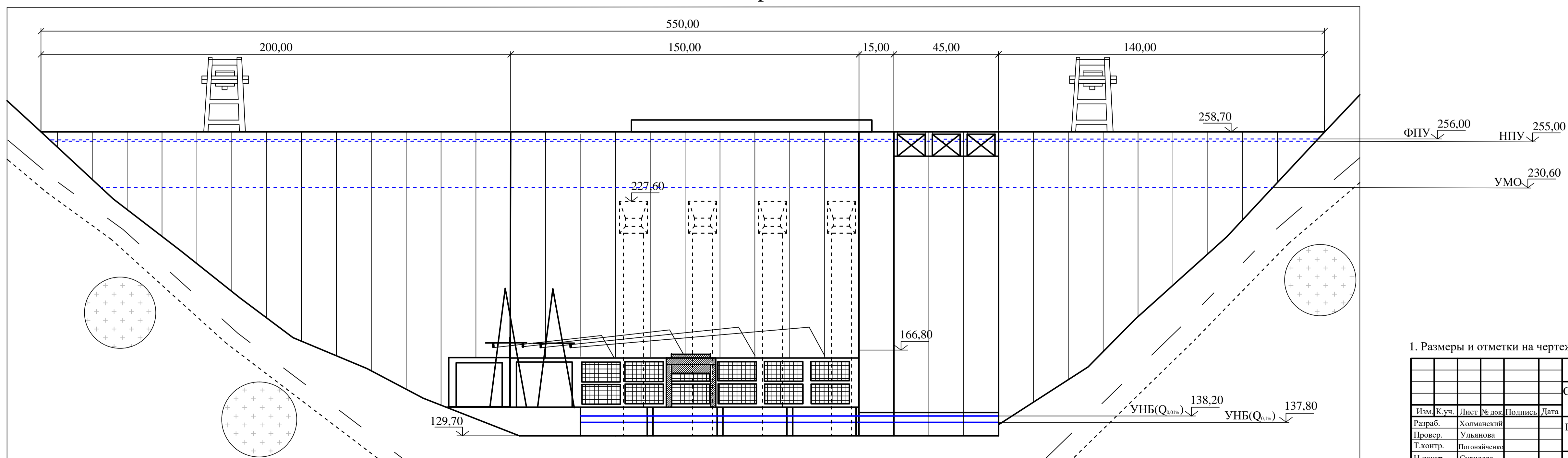


Рисунок Ж.3 – Схема замещения оперативного постоянного тока

Генеральный план  
1:1000



Вид с нижнего бьефа 1:1000



Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная глухая бетонная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Приплотинное здание ГЭС
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Монтажная площадка
6	Распределительное устройство
7	Здание административно- технического персонала
8	Производственные помещения
9	Опоры ВЛ

Ведомость состава проекта

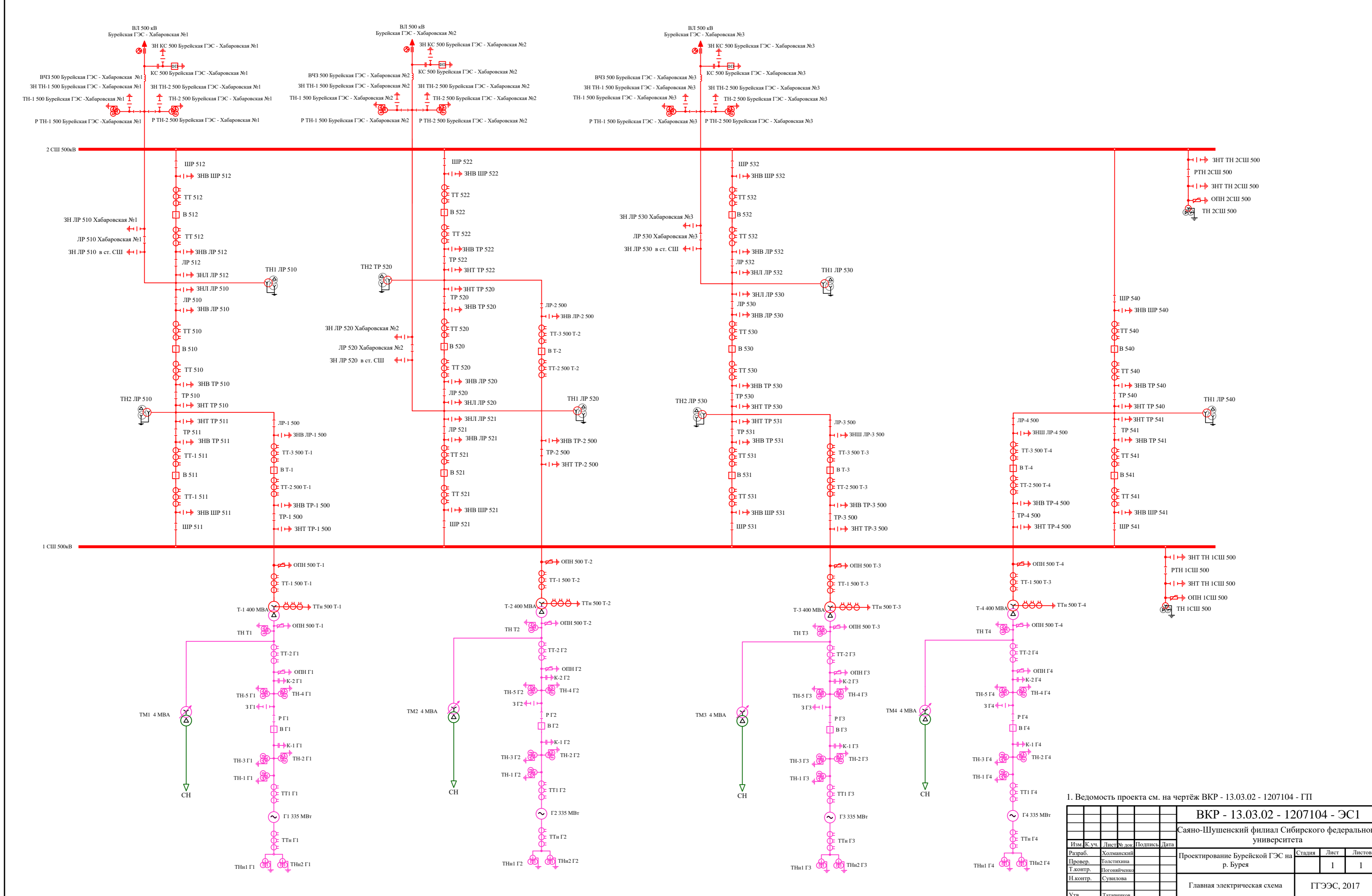
№	Обозначение	Наименование
1	ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ГП	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта
2	ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ГР1	Разрез по оси агрегата. Основные характеристики гидроагрегата
3	ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ГР2	Поперечный разрез станционной части плотины и здания ГЭС
4	ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ГР3	Поперечный разрез водосливной части плотины
5	ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ЭС1	Главная электрическая схема
6	ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ЭС2	Схема собственных нужд
7	ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ПЗ	Пояснительная записка

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Холманский				
Провер.	Ульянова				
Т.контр.	Погожайченко				
Н.контр.	Сувилова				
Утв.	Татарников				
Проектирование Бурейской ГЭС на р. Бурей				Стадия	Лист
Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта				1	1
				ГГЭС, 2017	



## Главная электрическая схема Бурейской ГЭС



1. Ведомость проекта см. на чертёж ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ГП

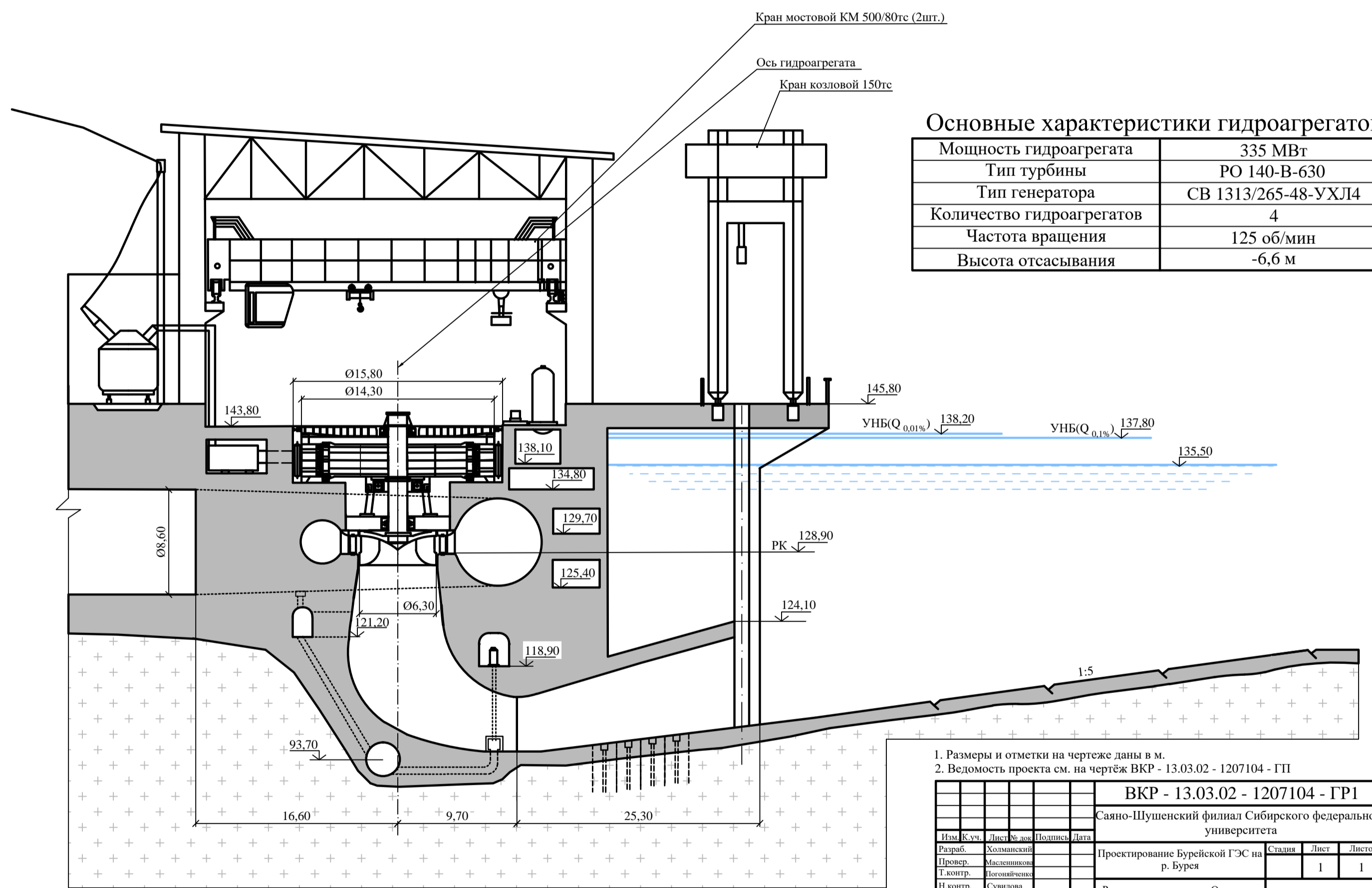
<b>ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ЭС1</b>			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Имя	Имя	Имя	Дата
Директ.	Механизмостр.	Электростр.	Дата
Проект.	Инженер	Инженер	
Т. контр.	Инженер	Инженер	
Н. контр.	Инженер	Инженер	
Уст.	Инженер	Инженер	

Проектирование Бурейской ГЭС на  
р. Бурей

Главная электрическая схема	Лист	Листов
	1	1

ГТЭС, 2017  
Формат А1

Разрез по оси агрегата.  
1:200



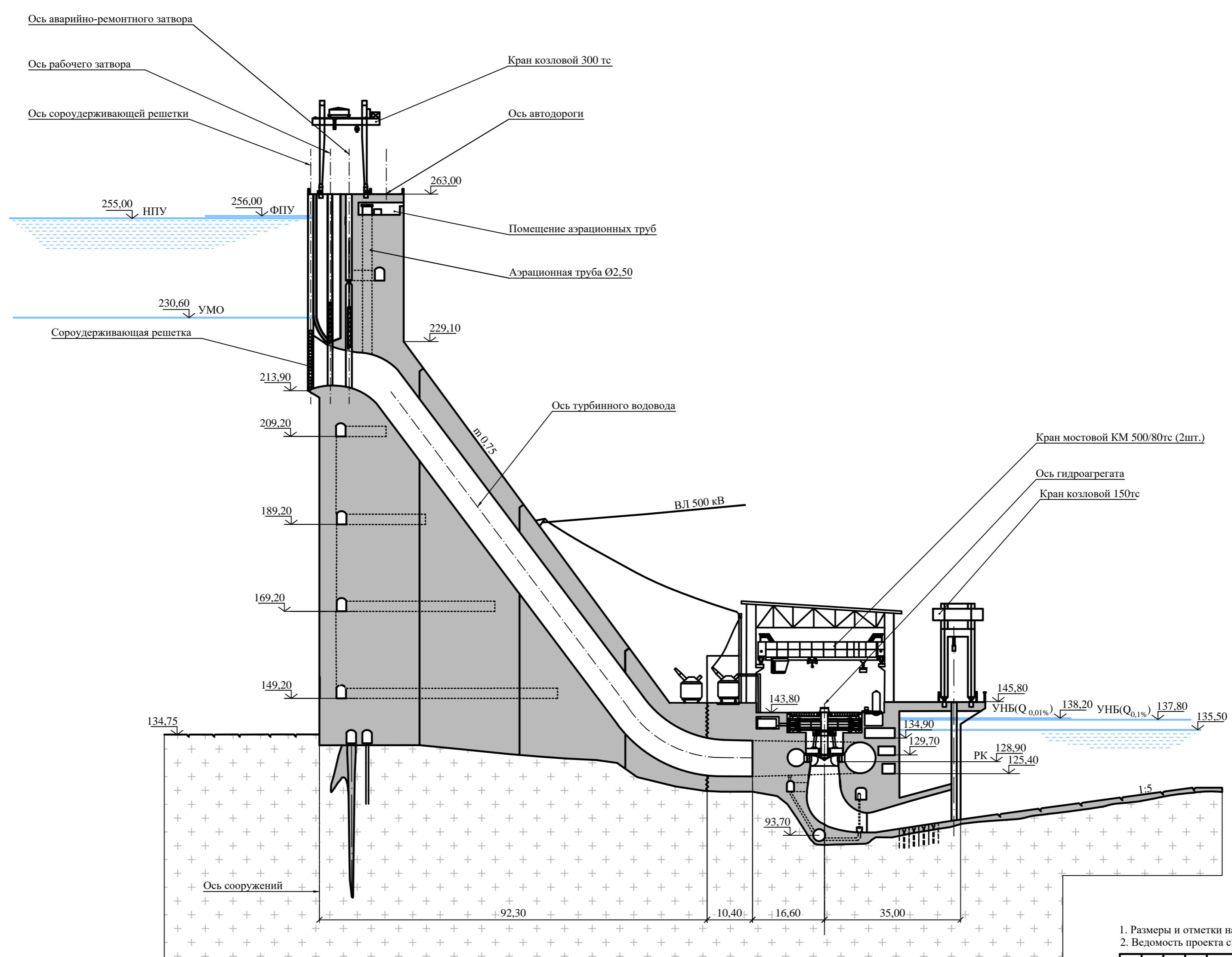
Основные характеристики гидроагрегатов

Мощность гидроагрегата	335 МВт
Тип турбины	РО 140-В-630
Тип генератора	СВ 1313/265-48-УХЛ4
Количество гидроагрегатов	4
Частота вращения	125 об/мин
Высота отсасывания	-6,6 м

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертёж ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ГП

				ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ГР1		
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	К.уч.	Лист № док.	Подпись	Дата	Статус	Лист
Разраб.	Холманский				Проектирование Бурейской ГЭС на р. Буря	1
Провер.	Масленников					1
Т.контр.	Поговиченко					
Н.контр.	Сувилова				Разрез по оси агрегата. Основные характеристики гидроагрегата	
Утв.	Татарников					ГЭС, 2017

Поперечный разрез стационарной части плотины и здания ГЭС  
1:500



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость проекта см. на чертёж ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ГП

ВКР - 13.03.02 - 1207104 - ГР2						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Имя	В.уч.	Дисциплина	Подпись	Дата	Страна	Лист	Листов	
Автор	Удольский				Проектирование Бурейской ГЭС на р. Бурей	1	1	
Провер.	Масловская							
Т.контр.	Богданович							
Н.контр.	Суворова				Поперечный разрез стационарной части плотины и здания ГЭС			
Уч.	Гидротехника						ГЭСЭС, 2017	

Формат А1

# Бурейская ГЭС на реке Бурей

$N_{уст.} = 1340 \text{ МВт}$   
 $\mathcal{E}_{мл.лет.} = 7,1 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{ч}$

Суточный график и ИКН зимних суток ОДУ Востока

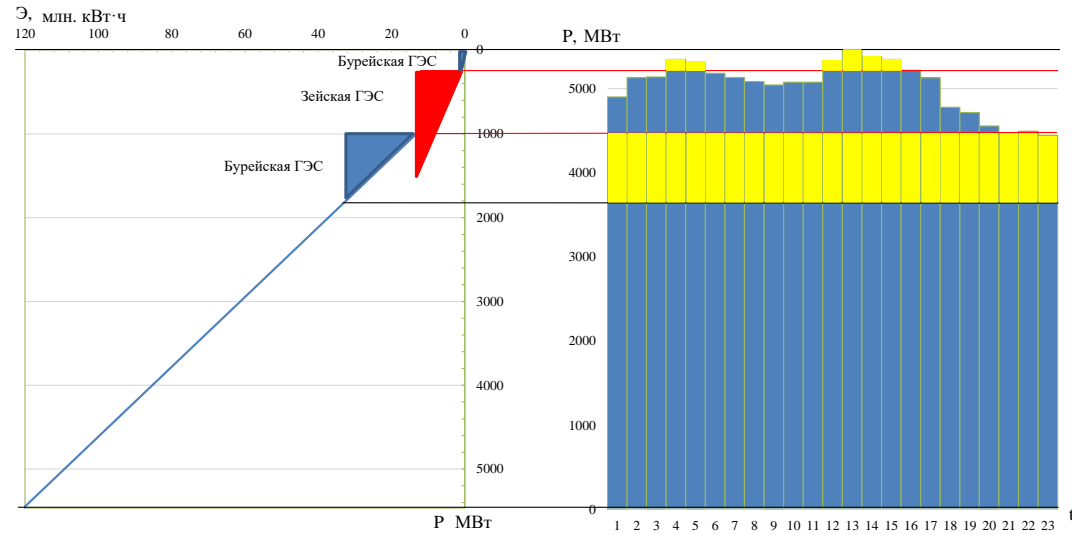
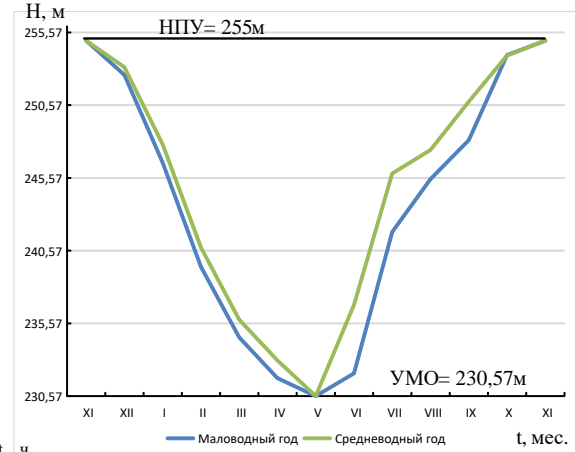
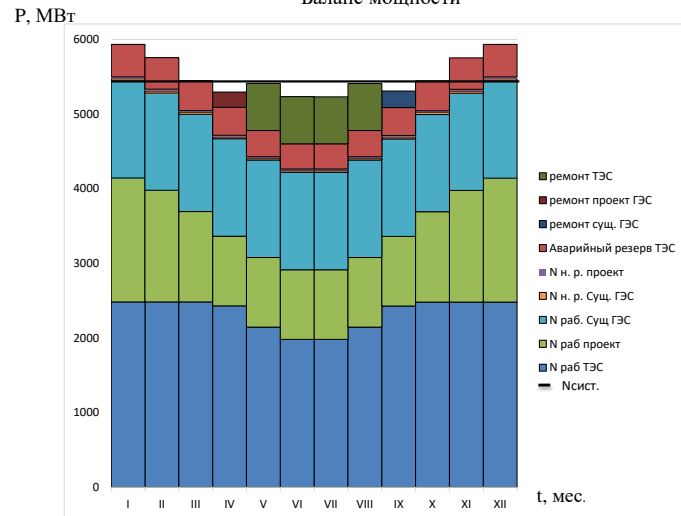


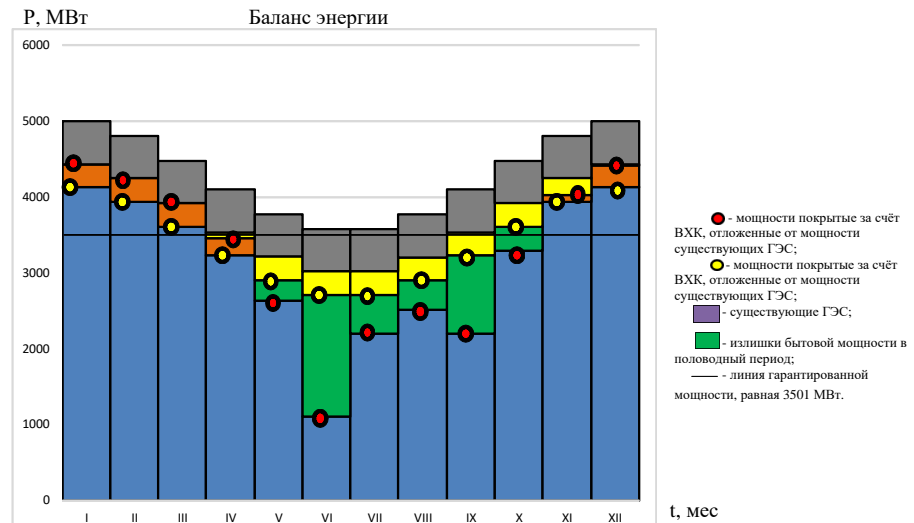
График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и условиях средней водности



Баланс мощности

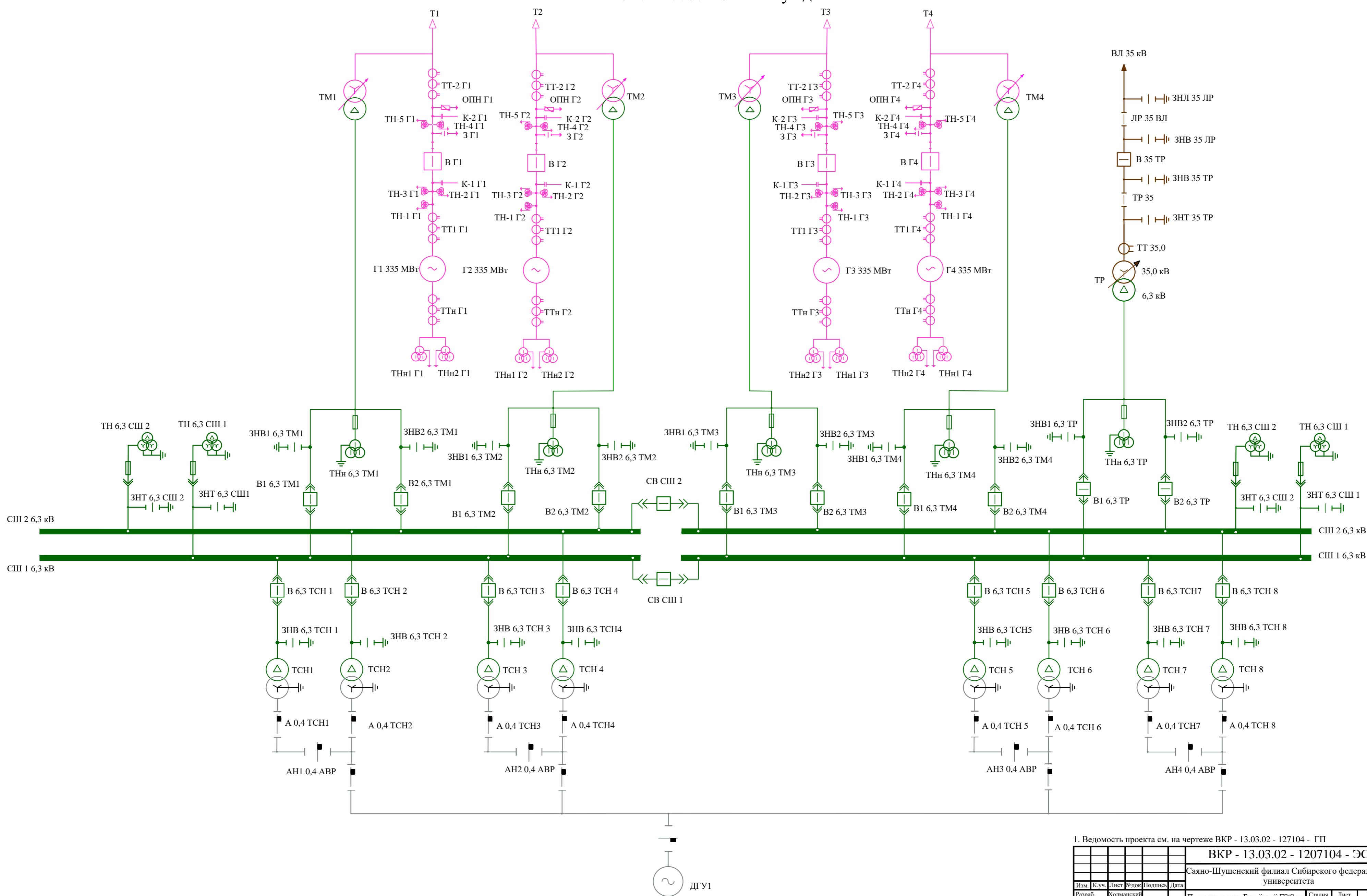


Баланс энергии





### Схема собственных нужд



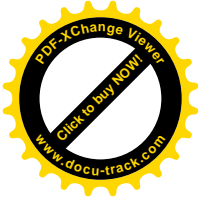
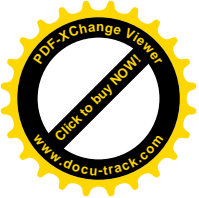
1. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 127104 - ГП

ВКР - 13.03.02 - 127104 - ЭС2		Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Имя	Д.уч.	Дата	Вид
Автор	Суворова		Дет.
Провер.	Голубкина		Про.
Т.контр.	Суворова		Контр.
И.контр.	Суворова		И.контр.
Утв.	Гатарина		Утв.

Проектирование Бурейской ГЭС на р. Бурей		Страна	Лист	Листов
Схема собственных нужд		1	1	

ГТЭС.2017  
Формат А1





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

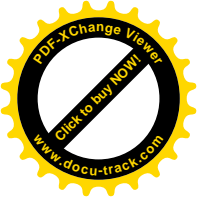
« 19 » 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.02.03 - Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Бурейской ГЭС на реке Бурей. Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка схемы для проектируемой ГЭС**

Руководитель	 подпись, дата	Начальник Оперативной службы Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно- Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего»	<u>И. Ю. Погоняйченко</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>П.С. Холманский</u> инициалы, фамилия



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бурейском ГЭС на реке Бурей. Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ, разработка схемы для проектируемой ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водноэнергетические расчёты

Зид 14.06.17 С.Ю. Загелва  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Шефкаев 14.06.17 В.В. Масметкина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тин 16.06.17 Л.В. Талстихина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Устройства РЗА

Шиф- 13.06.17 Н.В. Ширков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

Зид 15.06.17 Н.П. Семенова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная  
безопасность. Охрана окружающей  
среды

Шиф 19.06.17  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Юрич 16.06.17 В.В. Лапачева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Тин 19.06.17 А.А. Голубева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия